

SO-F 2008



DEPARTEMEN PENDIDIKAN NASIONAL
UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM STUDI MAGISTER MANAJEMEN

KARYA AKHIR

STRATEGI *ENTRY MODE* PERUSAHAAN JASA SEISMIK
STUDI KASUS : PT. ELNUSA GEOSAINS

Diajukan Oleh :

NOVYANTO KUNCORO TRIAS

06 06 14 7781

UNTUK MEMENUHI SEBAGIAN DARI SYARAT-SYARAT
GUNA MENCAPAI GELAR
MAGISTER MANAJEMEN

2008






UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM STUDI MAGISTER MANAJEMEN

TANDA PERSETUJUAN KARYA AKHIR

Nama : NOVYANTO KUNCORO TRIAS
Nomor Mahasiswa : 0606147781
Konsentrasi : KEUANGAN
Judul Karya Akhir : STRATEGI *ENTRY MODE* PERUSAHAAN JASA SEISMIK
STUDI KASUS : PT ELNUSA GEOSAINS

Ketua Program Studi

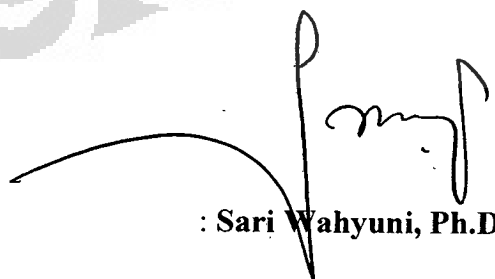
Tanggal Magister Manajemen



: Rhenald Kasali, Ph.D

Tanggal 05/05⁰⁸

Pembimbing Karya Akhir



: Sari Wahyuni, Ph.D



BERITA ACARA PRESENTASI KARYA AKHIR

Pada hari *MINGGU*, tanggal *27 APRIL 2008*, telah dilaksanakan presentasi Karya Akhir dari mahasiswa dengan

Nama : Novyanto Kuncoro Trias

No. Mhs : 0606147781

Konsentrasi : Manajemen Keuangan - Malam

Presentasi tersebut diuji oleh tim penguji yang terdiri dari :

Nama :

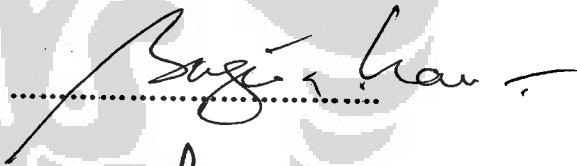
Tanda Tangan :

1. Dr. Mohammad Hamsal
(Ketua)



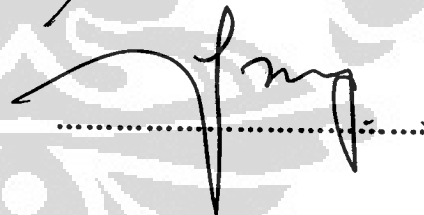
.....

2. Bagio N. Karno, MBA
(Anggota 1)



.....

3. Dr. Sari Wahyuni
(Anggota 2/ Pembimbing)



.....

Mengetahui,



Ratna Wardani, MM
Kepala Bagian Administrasi Akademik

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN KARYA AKHIR

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Novyanto Kuncoro Trias
No. Mahasiswa : 0606147781
Konsentrasi : Manajemen Keuangan

Dengan ini menyatakan sebagai berikut:

1. Karya akhir yang berjudul:

Strategi *Entry Mode* Perusahaan Jasa Seismik Studi Kasus : PT Elnusa Geosains

Penelitian yang terkait dengan karya akhir ini adalah hasil dari kerja saya sendiri.

2. Setiap ide atau kutipan dari karya orang lain baik berupa publikasi atau bentuk lainnya dalam karya akhir ini, telah diakui sesuai dengan standar prosedur referensi dalam disiplin ilmu.
3. Saya juga mengakui bahwa karya akhir ini dapat dihasilkan berkat bimbingan dan dukungan penuh oleh pembimbing saya, yaitu:

Sari Wahyuni, Ph.D.

Apabila di kemudian hari dalam karya akhir ini ditemukan hal-hal yang menunjukkan telah dilakukannya kecurangan akademik oleh saya, maka gelar akademik saya yang telah saya dapatkan akan ditarik sesuai dengan ketentuan dari Program Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.

Jakarta, 5 Mei 2008



Novaynto Kuncoro Trias

RINGKASAN EKSEKUTIF

Saat ini kondisi secara makro semakin tingginya konsumsi energi di dunia mendorong naiknya harga minyak bumi, sementara tingkat produksi dan cadangan migas yang ada terus menurun. Indonesia saat ini sudah tergolong net importir sehingga tingginya harga minyak dunia mempengaruhi besarnya subsidi penggunaan migas yang harus diberikan kepada konsumen dan mempengaruhi kondisi perekonomian nasional. Hal ini mendorong pemerintah merubah kebijakan mengenai migas dengan mendorong keterlibatan perusahaan migas asing untuk meningkatkan aktivitas produksi pada sumur yang sudah ada serta tetap menggiatkan aktivitas eksplorasi yang mengarah eksplorasi *offshore*. Kondisi yang serupa juga terjadi di negara-negara lain, industri migas sedang menggeliat dalam mencari cadangan migas baru dalam jumlah yang cukup besar.

PT Elnusa Geosains sebagai salah satu perusahaan nasional yang bergerak di bidang jasa survei seismik merupakan *market leader* khususnya untuk survei akuisisi *onshore*. Saat ini kondisi pasar di dalam negeri menunjukkan *trend* menurun untuk aktivitas eksplorasi di dalam negeri sehingga untuk mempertahankan pertumbuhan penjualan usahanya PT Elnusa Geosains mulai merintis peluang ekspansi usaha di luar negeri.

Permasalahan yang dihadapi oleh PT Elnusa Geosains dalam melakukan ekspansi usaha ke luar negeri adalah dalam hal penentuan negara tujuan ekspansi usaha serta *entry* strategi ke negara-negara tersebut. Minimnya pengalaman beroperasi di luar negeri dan harus menyesuaikan dengan sumber daya internal perusahaan mengharuskan PT Elnusa Geosains secara selektif memilih negara-negara yang memiliki potensi pasar tinggi dan risiko negara rendah. Selain itu bentuk *entry mode* strategi yang tepat juga perlu dievaluasi dalam menentukan besarnya skala investasi dan komitmen yang dijalankan.

Negara tujuan ekspansi merupakan negara yang sedang menggiatkan kembali aktivitas seismiknya dengan menggunakan beberapa variabel lain seperti potensi cadangan migas serta banyaknya aktivitas eksplorasi, data fiskal, regulasi pemerintah, tingkat persaingan, social budaya dan risiko negara. Pembahasan dalam tulisan ini dibatasi hanya tiga negara yang sudah dijajaki oleh PT Elnusa Geosains untuk bekerja sama, yaitu Brunei Darussalam, India serta Irak.

Lingkungan bisnis yang dimiliki oleh setiap negara memang berbeda, hal ini menentukan *entry strategy* yang dipakai. Sektor migas merupakan sektor yang sarat kepentingan sehingga regulasi umum yang berlaku bagi perusahaan asing yang akan beroperasi adalah melakukan kerjasama dengan perusahaan lokal baik pemerintah maupun swasta. PT Elnusa Geosains memilih strategik aliansi (kerjasama operasi) dengan pertimbangan risiko yang lebih kecil, menyesuaikan dengan regulasi yang berlaku serta memperhatikan kondisi internal perusahaan sebagai strategi *entry* ke negara-negara yang dituju. Pemilihan mitra lokal yang memiliki kompetensi yang tepat serta pengalaman yang memadai dengan bidang jasa seismik akan sangat membantu dalam aktivitas pendukung seperti pengurusan perijinan maupun hubungan dengan pihak yang berwenang menjadi faktor yang penting untuk kelancaran operasional proyek.

EXECUTIVE SUMMARY

Recently global economic conditions has been influenced by higher oil prices, world energy consumption is increasing while at the same time oil production and reserved from oil exporting countries is also decreasing. The combination in rising oil consumption and fairly stable production has made Indonesia increasingly dependent on oil import to meet consumption needs. Rising oil prices has affected Indonesian economic condition because higher subsidize cost of energy consumption will lead to budget oil deficit. Indonesian government has taken steps recently to deregulate hydrocarbons industry and encourage greater foreign involvement to increase domestic oil production and oil exploration activities especially in exploration offshore oil reserved. Seismic industry is tied with the oil and gas industry and exploration also increasing in several countries.

PT Elnusa Geosains as one of the national oil services company has core business activities in seismic survey. It has become market leader especially onshore activity survey. To make sustainable growth in revenue and facing decreasing trend in domestic onshore activity survey, PT Elnusa Geosains is going to expand its operation globally by entering foreign seismic market in the recent years.

The problems facing by all the companies in trying to expand its operations to foreign market are to define which country should the company involved in and what is the right entry mode strategy for those countries. PT Elnusa Geosains has minimum working experience to operate outside its home country and must evaluate its internal resources to meet the right entry mode strategy and selectively find the right country which suit with their market and country risk criteria. Choosing and evaluating the right entry strategy will affect their investment scale and commitment in foreign market.

PT Elnusa Geosains has defined several criteria for countries attractiveness in their search for potential expansion locations. It measures the viability of countries based on proven oil reserved, recent budget for exploration activities, fiscal and investment regulation, competition, social cultural and country risk. This paper will analyze three countries among several countries which are Brunei Darussalam, India and Iraq. PT Elnusa Geosains has taken steps to work on seismic project in these countries.

Each country has different business environment which include economic, political and social cultural aspects, which eventually will affect the right entry mode strategy. Several countries depend its economy on hydrocarbon sector, local government usually has strict regulation for this sector especially to encourage major oil company to be involved in oil exploration and production activities. The primary mechanism is to work on the hydrocarbon project cooperate with local company (state owned company or private company). PT Elnusa Geosains has selected strategic alliance (joint operation) as entry mode strategy to these countries. In this strategy, company will meet host country regulation and reducing risk with less capital investment involved in and also suitable with available internal resources. Another important success factor in this strategy is to choose the right local partner to cooperate with. Local partner must have the right competencies and experiences in seismic activities, they will also have important roles in supporting activities such as providing all kind of permit and networking with local authority for the project.

DAFTAR ISI

Kata Pengantar	i
Ringkasan Eksekutif	iii
<i>Executive Summary</i>	v
Daftar Isi	vii
Daftar Tabel	x
Daftar Gambar	xi
Daftar Istilah	xii
Daftar Lampiran	xiv
BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan Penelitian	4
1.4. Ruang Lingkup Penulisan	4
1.5. Metodologi Penelitian	5
1.6. Sistematika Penulisan	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1. Pengertian Globalisasi	7
2.1.1. Analisa Lingkungan Industri Global	8
2.1.2. Identifikasi Daya Tarik Dasar	8
2.1.3. Pengamatan Lingkungan Usaha Nasional	8
2.1.4. Pengukuran Potensi Pasar	8
2.1.5. Penentuan Pasar	9
2.2. <i>Entry Mode Strategy</i>	9

2.2.1. <i>Foreign Direct Investment</i>	11
2.2.1.1. <i>Wholly Owned Subsidiary</i>	12
2.2.1.2. <i>Joint Venture</i>	14
2.2.1.3. <i>Stratejik Aliansi</i>	15
2.3. <i>Basic Entry Decision</i>	19
2.3.1. <i>Penentuan Negara atau Pasar Yang Dituju</i>	19
2.3.2. <i>Penentuan Waktu Untuk Melakukan Ekspansi</i>	19
2.3.3. <i>Skala Ekspansi dan Komitmen Perusahaan</i>	20
2.4. <i>Kerangka Pemilihan Negara Tujuan</i>	20
2.4.1. <i>Risiko Dalam Ekspansi Global</i>	22
2.4.1.1. <i>Risiko Politik</i>	22
2.4.1.2. <i>Risiko Ekonomi</i>	22
2.4.1.3. <i>Risiko Hukum atau Regulasi</i>	23
BAB III INDUSTRI JASA PERMINYAKAN	
3.1. <i>Definisi Industri Perminyakan</i>	24
3.2. <i>Profil Perusahaan PT Elnusa Geosains</i>	26
3.2.1. <i>Visi dan Misi PT.Elnusa Geosains</i>	26
3.2.2. <i>Layanan Jasa Perminyakan PT.Elnusa Geosains</i>	26
3.2.3. <i>Health and Safety Environment (HSE)</i>	29
3.2.4. <i>Sumber Daya Manusia PT Elnusa Geosains</i>	30
3.3. <i>Faktor-faktor Dalam Industri Perminyakan</i>	30
3.4. <i>Segmentasi dan Peluang Pasar</i>	33
3.4.1. <i>Segmentasi Pasar</i>	33
3.4.2. <i>Peluang Pasar</i>	34
3.5. <i>Trend Industri Seismik</i>	35

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

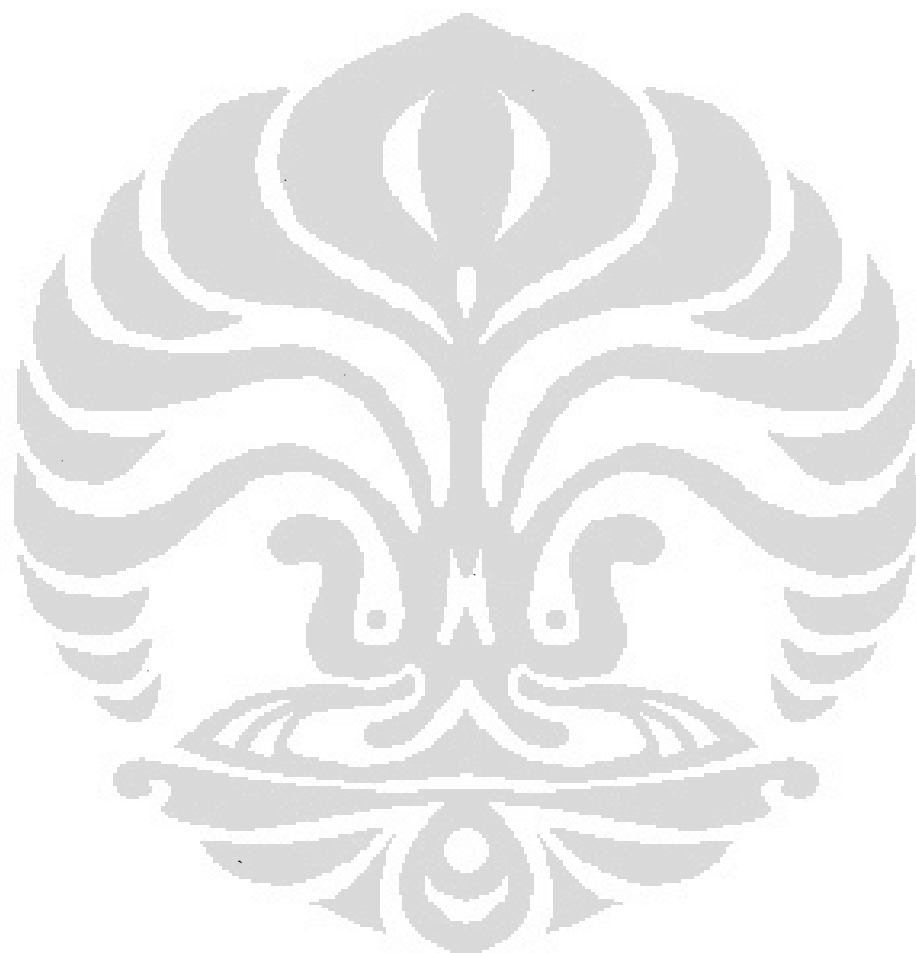
4.1. Tinjauan Atas Industri Migas Dunia	37
4.2. Pasar Jasa Seismik Dunia	38
4.3. Analisa SWOT PT Elnusa Geosains	39
4.4. Kinerja Unit Bisnis PT Elnusa Geosains	41
4.5. Strategic Intent PT Elnusa Geosains	43
4.6. Analisa Ekspansi Usaha	44
4.6.1 Negara Tujuan Ekspansi Perusahaan	44
4.6.2 Penentuan Waktu Untuk Melakukan Ekspansi	52
4.6.3 Skala Ekspansi dan Komitmen Perusahaan	53
4.7. Strategi <i>Entry Mode</i>	53
4.8. Keputusan Pilihan <i>Entry Strategy</i>	59
4.8.1 Pemilihan Mitra Lokal Untuk Stratejik Aliansi.....	60
4.9 Analisis Strategi Metode Diamond	61
4.10 Risiko Terkait Dengan Perkembangan Pasar	64
4.10.1 Manajemen Mitigasi Risiko	66
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	
5.1. Kesimpulan	70
5.2. Saran	72

DAFTAR TABEL

Tabel.2.1 <i>Entry Mode Strategy</i>	10
Tabel 2.2 Perbandingan Strategi <i>Entry</i> Luar Negeri.....	18
Tabel 2.3.Faktor-faktor yang mempengaruhi strategi <i>entry mode</i>	20
Tabel 3.1.Proses Kegiatan Usaha Jasa Geosains	27
Tabel 3.2. Jasa Layanan PT Elnusa Geosains.....	27
Tabel 4.1. <i>Global Oil Demand</i>	37
Tabel 4.2. Rangkuman Keadaan Tiga Prospek Negara Tujuan	51
Tabel 4.3. <i>Entry Strategy</i> di Tiga Prospek Negara Tujuan	57

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Kerangka kerja pemilihan negara tujuan.....	21
Gambar 4.1 Analisa strategi metode <i>Diamond</i>	62



DAFTAR ISTILAH

- Aliansi stratejik** : bentuk kerjasama antara dua atau lebih perusahaan dalam bentuk kerjasama operasi maupun pemasaran.
- Aktivitas eksplorasi** : bagian dari sektor industri hulu migas yang menekankan pada pencarian lahan-lahan baru yang berpotensi mengandung potensi cadangan migas.
- Aktivitas produksi** : bagian dari sektor industri hulu migas yang merupakan kelanjutan tahapan eksplorasi, dengan melakukan kegiatan pemboran untuk menambah jumlah minyak dan gas yang akan diproduksi.
- Akuisisi** : strategi ekspansi masuk ke pasar luar negeri dengan mengambil alih kepemilikan aset perusahaan di negara tujuan.
- Analisa strategi metode *diamond*** : metode analisa strategi perusahaan secara menyeluruh yang terdiri atas lima komponen yaitu *arenas*, *vehicles*, *differentiators*, *staging* dan *economic logic*
- Entry mode strategy** : pilihan strategi untuk masuk dan ekspansi ke pasar luar negeri.
- Foreign Direct Investment (FDI)** : Bentuk investasi langsung oleh perusahaan asing di pasar luar negeri dalam bentuk *wholly owned subsidiary*, aliansi stratejik dan *joint venture*.
- Geodata marine (GDM)** : proses perekaman data seismik untuk melihat potensi keberadaan kandungan migas di wilayah *offshore* (di luar daratan), salah satu unit divisi di PT Elnusa Geosains yang memiliki layanan untuk wilayah *transition* (dekat dengan garis pantai) serta *marine* (wilayah tengah laut).
- Greenfield** : investasi dengan membentuk perwakilan di pasar yang dituju mulai sejak awal.

Health, safety dan environment (HSE): standar dan prosedur pelaksanaan operasional proyek terkait dengan masalah kesehatan, keselamatan kerja dan lindungan lingkungan (K3LL).

Joint venture : Bentuk kerjasama antara dua atau lebih perusahaan yang memiliki kepentingan yang sama dengan mendirikan entitas baru, umumnya dengan periode waktu yang terbatas.

Scouting : prosedur untuk melakukan observasi kondisi proyek yang akan dijalankan ditinjau dari kesiapan seluruh aspek.

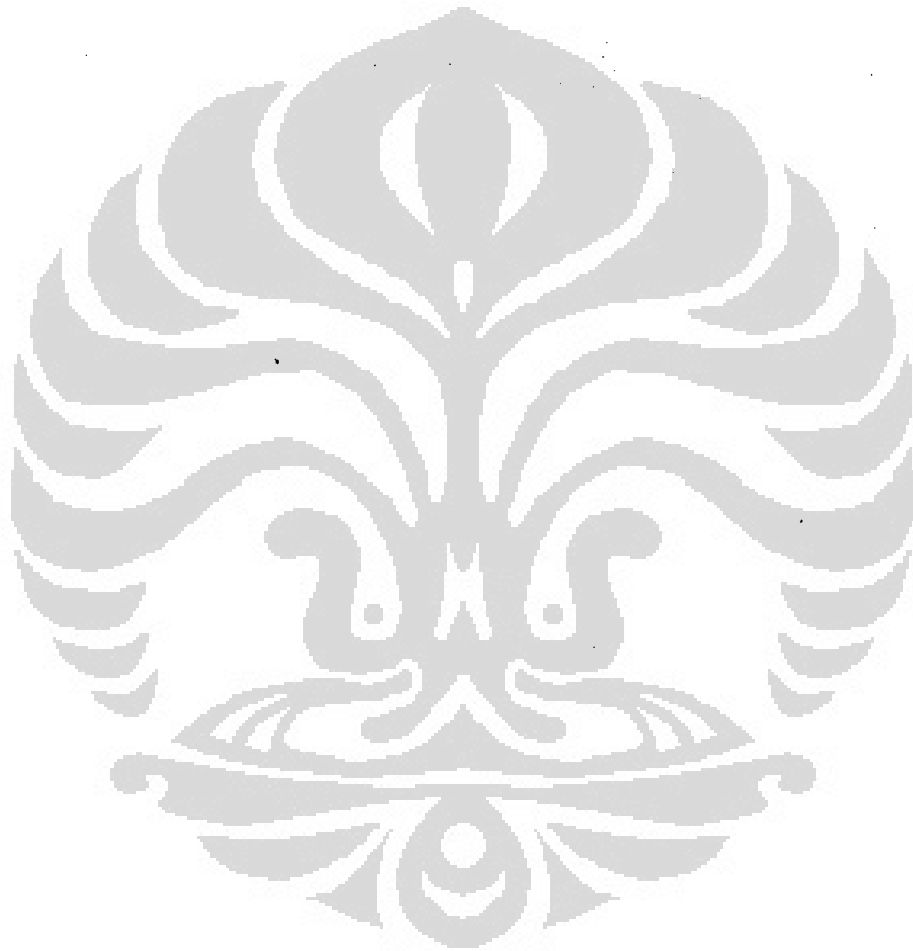
Seismic data acquisition (SDA) : proses perekaman data seismik untuk melihat potensi keberadaan potensi kandungan migas, salah satu unit divisi di PT Elnusa Geosains untuk aktivitas seismik *onshore*.

Speed of entry : kecepatan dalam strategi ekspansi ke pasar yang baru, menjadi *first mover* atau *late entrants*.

Survei seismik : proses perekaman data seismik untuk mengetahui potensi cadangan minyak dan gas pada struktur permukaan bumi.

LAMPIRAN

Lampiran 1	Informasi negara Irak	L-1
Lampiran 2	Informasi negara India	L-2
Lampiran 3	Informasi negara Brunei Darussalam.....	L-3



BAB 1.

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sumber daya migas termasuk sumber daya yang tidak terbarukan (*non renewable*), menurut hasil proyeksi sementara dari beberapa ahli perminyakan dan pemerhati industri migas, Indonesia diproyeksikan akan menjadi net importir minyak di tahun 2010 karena tingkat konsumsi kebutuhan minyak di Indonesia sudah melebihi kemampuan produksi minyak yang sudah ada.

Saat ini pemerintah telah melepas peran Pertamina yang sebelumnya memegang monopoli hak pengelolaan migas (regulator), bahkan di sektor hilir pemerintah juga membuka pasar dalam negeri terhadap perusahaan minyak asing untuk membuka stasiun pengisian bahan bakar di Indonesia yang mendorong Pertamina juga ikut berbenah menghadapi persaingan. Pemerintah melalui Pertamina dan BP Migas harus melakukan upaya peningkatan produksi migas serta melakukan efisiensi dalam pemanfaatan sumber daya energi yang ada serta memberikan penawaran lahan (blok) migas potensial kepada perusahaan minyak asing untuk melakukan kerjasama eksplorasi lahan minyak baru sehingga target peningkatan produksi dapat dicapai. Pembangunan di Indonesia yang terus tumbuh juga ikut mendorong naiknya kebutuhan energi listrik dalam bentuk migas untuk pendukung sektor industri. Sektor transportasi juga menyumbang tingginya angka kebutuhan migas di dalam negeri. Secara keseluruhan perkembangan migas di Indonesia juga mencerminkan gambaran perkembangan kebutuhan migas di dunia yang semakin tinggi sehingga mendorong naiknya harga minyak mentah dunia, hal ini menyebabkan banyak perusahaan minyak global secara aktif melakukan kegiatan eksplorasi di seluruh dunia untuk mengamankan kebutuhan permintaan migas.

Aktivitas industri migas berdampak secara langsung kepada aktivitas dalam bidang jasa perminyakan, sehingga selain pengembangan produk atau layanan jasa baru, dorongan untuk melakukan terobosan ekspansi ke pasar luar negeri perlu dilakukan oleh perusahaan jasa pendukung migas terlebih dengan momentum tingginya aktivitas eksplorasi di dalam dan luar negeri.

1.2 Perumusan Masalah

PT. Elnusa Geosains adalah perusahaan yang bergerak di bidang jasa survei seismik yang memiliki layanan jasa seismik yang lengkap meliputi data akuisisi seismik untuk daratan termasuk topografi dan *seismic drilling*, transisi maupun laut, navigasi serta geologi, *seismic data processing* dan *geophysical reservoir*. Survei seismik berperan penting khususnya untuk aktivitas hulu (*upstream*) sebagai langkah pertama untuk mengetahui cadangan minyak dan gas pada struktur permukaan bumi. Industri jasa seismik di Indonesia memang akan sangat dipengaruhi oleh beberapa kondisi eksternal seperti perkembangan aktivitas industri migas yang juga terkait dengan kondisi pemerintahan, situasi ekonomi serta harga minyak dunia, kegiatan eksplorasi yang dilakukan oleh perusahaan minyak serta lahan eksplorasi (blok) yang ditawarkan oleh pemerintah lewat BP Migas.

Jika melihat ke dalam struktur industri jasa seismik, industri ini tergolong padat modal terutama untuk investasi peralatan seismik yang terus berkembang seiring dengan perkembangan teknologi dan mempengaruhi pada tingkatan kualitas data yang dapat diberikan tentunya juga membutuhkan kualitas sumber daya manusia (SDM) yang turut membedakan kompetensi setiap perusahaan. Umumnya peralatan seismik tersebut masih harus didatangkan dari luar negeri termasuk untuk *processing software*. Pemain yang ikut bersaing dalam industri ini merupakan perusahaan asing dan perusahaan yang berafiliasi dengan perusahaan lokal, GSC merupakan satu-satunya perusahaan lokal yang ada dan saat

ini masih menjadi *market leader* untuk bidang jasa survei seismik akuisisi. Kondisi semakin terbatasnya pasar survei seismik akuisisi khususnya untuk area daratan (*land*) di Indonesia khususnya untuk beberapa tahun mendatang mengharuskan PT Elnusa Geosains mengembangkan layanan survei seismik untuk area pesisir antara daratan dan pantai (*transition*) maupun laut (*marine*) bekerja sama (*joint operation*) dengan perusahaan asing untuk mengatasi keterbatasan peralatan dan pengalaman menangani proyek di area tersebut, sedangkan untuk pengembangan survei seismik daratan selain masih difokuskan mempertahankan pangsa pasar dalam negeri, PT Elnusa Geosains juga sudah mulai mencari dan menawarkan layanan jasa ini ke luar negeri sebagai bagian dari langkah awal mewujudkan visi perusahaan menjadi perusahaan kelas dunia dalam batasan kegiatan operasional yang lebih luas mengingat kegiatan eksplorasi migas dunia juga sedang berkembang pesat, tingginya harga minyak dunia mendorong banyak perusahaan migas besar untuk terus melakukan akuisisi blok potensial dan aktivitas eksplorasi di seluruh dunia yang memang memiliki potensi cadangan migas yang belum tereksplorasi.

Strategi untuk melakukan ekspansi ke pasar luar negeri mengharuskan perusahaan untuk melakukan perubahan internal karena kondisi lingkungan eksternal yang telah berubah. Keputusan pilihan strategi yang dipilih untuk masuk ke pasar jasa seismik di luar negeri (*entry mode strategy*) yang dimulai dengan pemilihan negara tujuan ekspansi yang berpotensi di masa datang dengan memperhatikan seluruh faktor resiko dan dampak kegagalan secara ekonomis serta kesenjangan antara perubahan tuntutan kebutuhan pasar dan kesiapan kondisi sumber daya internal perusahaan saat ini seperti ketersediaan aset fisik, SDM maupun fungsi pendukung seperti keuangan, *legal*, pengadaan serta *health & safety environment* (HSE) dengan standar dan prosedur yang berbeda-beda di setiap negara menimbulkan beberapa permasalahan dalam proses perencanaan sampai dengan implementasi strategi ekspansi di luar negeri ini.

1.3 Tujuan Penelitian

Tulisan ini bertujuan untuk memberikan analisis yang menyeluruh mengenai pilihan strategi yang dapat dilakukan oleh PT Elnusa Geosains untuk ekspansi ke pasar seismik di luar negeri dengan memperhatikan sumber daya yang dimiliki perusahaan saat ini serta meminimalkan resiko-resiko yang berpotensi timbul dalam implementasi strategi ini. Diharapkan tulisan ini dapat memberikan beberapa implikasi, bagi perusahaan dapat menjadi bahan referensi dan masukan untuk keputusan strategi ekspansi ke luar negeri (*entry mode strategy*) yang telah maupun akan dilakukan, bagi peneliti adalah melihat gambaran alternatif strategi ekspansi pasar secara lebih luas dengan memperhatikan teori serta studi kasus perusahaan yang memiliki karakteristik yang serupa dan telah berhasil ekspansi ke pasar luar negeri. Sedangkan bagi akademisi tulisan ini diharapkan dapat memperkaya studi kasus permasalahan perusahaan-perusahaan yang berasal dari Indonesia.

1.4 Ruang Lingkup Penulisan

Banyak perusahaan di Indonesia yang mencoba untuk “Go Global” yang merupakan bagian dari strateginya untuk terus tumbuh menangkap potensi pasar dan bertahan di tengah persaingan usaha bisnis yang semakin kompetitif berbekal pengalaman yang cukup lama di Indonesia. Penulis membatasi isi karya akhir ini pada pembahasan mengenai strategi yang dipilih oleh PT Elnusa Geosains dalam pemilihan negara tujuan yang memang memiliki potensi cadangan migas besar dan belum banyak dieksplorasi serta perumusan strategi *entry point* yang dipilih dengan memperhatikan resiko yang mungkin timbul serta melihat kemampuan sumber daya yang dimiliki baik SDM maupun modal. Pembahasan hanya dibatasi pada tiga negara tujuan yang sudah dijajaki kerjasama oleh perusahaan.

1.5 Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan dalam penyusunan tulisan ini adalah melakukan observasi terhadap GSC dengan berdasarkan data primer dan sekunder. Penulis saat ini bekerja di perusahaan yang menjadi obyek penelitian (*insider*) yang memungkinkan untuk melakukan pengumpulan data primer dalam penulisan Karya Akhir ini seperti dari publikasi-publikasi resmi maupun wawancara dengan pimpinan dan staf perusahaan terkait dengan strategi yang telah dan akan dilakukan untuk ekspansi ke pasar luar negeri. Di samping itu penulis juga terlibat dalam perumusan strategi perusahaan, sehingga penulis dapat memperoleh *critical information* seperti posisi perusahaan dalam industri. Pengumpulan data sekunder bersifat sebagai data tambahan dan pelengkap bagi data primer yang berasal dari studi literatur pada sejumlah jurnal teknis, buku, hasil-hasil penelitian, majalah, koram dan lain sebagainya. Analisis dan evaluasi yang akan dilakukan mempergunakan literatur serta bahan kuliah yang diperoleh dari studi MMUI.

Data yang ada selanjutnya diproses untuk dilakukan analisis secara deskriptif serta kemudian diamati sifat serta kecenderungan yang akan terbentuk pada masa mendatang. Kondisi perusahaan akan dianalisis dengan meneliti kondisi internal dan eksternal yang mempengaruhi. Selanjutnya melakukan pemetaan pada negara-negara yang berpotensi sebagai produsen migas di dunia dan membentuk strategi bagi upaya globalisasi perusahaan.

1.6 Sistematika Penulisan

Dalam upaya memudahkan pemahaman hasil penelitian yang dilakukan pada Karya Akhir ini, disusun Rerangka penulisan sebagai berikut :

BAB 1. PENDAHULUAN

Bab ini memuat latar belakang industri jasa migas yang terkait dengan industri migas serta tahapan yang harus dilalui, pokok masalah dan tujuan penelitian

dalam Karya Akhir ini. Selain itu juga disisipkan mengenai metode penelitian serta sistematika pembahasan bab-bab pada karya akhir ini.

BAB 2. TELAAH PUSTAKA

Bab ini menjadi dasar dalam pembahasan dan analisis Karya Akhir berdasarkan pada teori dan strategi globalisasi perusahaan dunia, analisis internal dan lingkungan eksternal perusahaan serta faktor atau parameter internasional yang cukup memberikan pengaruh bagi perusahaan.

BAB 3. PERKEMBANGAN PERUSAHAAN

Bab ini memberikan gambaran mengenai PT Elnusa Geosains secara umum meliputi bidang jasa yang diberikan, struktur organisasi, proses bisnis perusahaan.

BAB 4. ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini dilakukan analisis eksternal dan internal perusahaan dengan berdasarkan konsep teori yang dipergunakan untuk menentukan faktor – faktor penting yang turut mempengaruhi implementasi strategi ekspansi ke pasar luar negeri.

BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN

Merupakan bagian akhir dari Karya Akhir ini. Hasil kesimpulan dan saran diharapkan dapat memberikan manfaat bagi perusahaan untuk memberikan gambaran yang lebih luas dalam menentukan keputusan strategi ekspansi yang lebih luas (*entry mode strategy*) baik yang telah dilakukan maupun yang akan dijalankan dalam usahanya menjadi perusahaan global serta dapat memperkaya studi kasus permasalahan perusahaan-perusahaan di Indonesia.

BAB II.

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Pengertian Globalisasi

Globalisasi mengarah kepada pergeseran menuju perekonomian dunia yang semakin terintegrasi dan terjadi saling ketergantungan, tidak hanya globalisasi pada pasar atas produk atau jasa tetapi juga globalisasi pada aktivitas faktor produksi suatu organisasi. Istilah globalisasi juga digunakan untuk menjelaskan suatu keputusan untuk menjadi perusahaan berskala dunia termasuk proses untuk menjadi perusahaan global. Beberapa faktor yang mendorong terjadinya globalisasi adalah (Ball et al., 2006) :

- Faktor politik terutama dengan adanya beberapa organisasi ekonomi regional di beberapa wilayah seperti AFTA, NAFTA serta Uni Eropa.
- Faktor teknologi terutama dengan semakin berkembangnya teknologi komputer dan komunikasi yang mendorong lancarnya arus informasi sehingga semakin menghilangkan batasan geografis yang ada dan mendorong timbulnya perekonomian baru dengan berkembangnya *e-commerce*.
- Pasar atas produk atau jasa tetap menjadi faktor terpenting terutama bagi perusahaan global untuk tetap dapat mempertahankan serta meningkatkan pertumbuhan usaha, terutama bila keadaan pasar di perekonomian di negara masing-masing yang sudah jenuh.
- Faktor biaya produksi mendorong perusahaan untuk terus meningkatkan efisiensi dalam biaya faktor produksi maupun mencapai skala ekonomis untuk lini produk yang dimiliki.

- Faktor persaingan yang semakin ketat dengan banyaknya pesaing baru dari beberapa negara yang juga masuk ke pasar domestik mengharuskan perusahaan mempertahankan pasar serta aktif melakukan ekspansi usaha.

2.1.1 Analisis lingkungan industri global

Dalam melakukan analisis industri global sebagai bagian dari strategi globalisasi perusahaan harus melalui beberapa tahapan dasar yaitu tahap (a) Identifikasi daya tarik dasar, (b) melakukan *assessment* secara detail lingkungan bisnis setiap negara, (c) mengukur potensi pasar suatu negara serta (d) memilih lokasi negara. Keseluruhan analisis ini dilakukan secara kontinu dalam evaluasi strategi yang dijalankan.

2.1.2 Identifikasi daya tarik dasar

Melakukan identifikasi dasar pada kondisi setiap negara. Analisis ini bertujuan untuk melihat potensi pasar ataupun sumber daya bagi produk atau jasa yang akan dihasilkan. Analisis pasar dilakukan agar dapat diketahui potensi atau daya serap pasar pada produk atau jasa yang dihasilkan. Analisis sumber daya dilakukan agar diketahui berbagai material atau bahan yang tersedia bagi produk yang akan dihasilkan.

2.1.3 Pengamatan lingkungan usaha nasional

Karakter lingkungan bisnis di setiap negara tidak selalu sama dalam usaha globalisasi, mengetahui secara detail seluruh informasi terkait seperti kebudayaan lokal, politik dan legal, ekonomi dan keuangan serta biaya transportasi produk serta citra negara tujuan yang ada.

2.1.4 Pengukuran potensi pasar

Dalam penentuan lokasi tujuan ekspansi, besarnya potensi pasar menjadi faktor yang cukup dominan untuk menentukan keputusan keberadaan lokasi ekspansi. Pengukuran potensi pasar meliputi : (a) pasar industri untuk mengetahui estimasi

pertumbuhan kebutuhan yang sudah ada serta (b) pasar yang sedang dan akan berkembang hal ini berguna untuk membuat prediksi produk atau jasa yang dibutuhkan pada masa mendatang. Beberapa hal yang harus dipertimbangkan dalam melakukan analisis potensi pasar adalah ukuran pasar (*market size*), tingkat pertumbuhan, intensitas, kapasitas konsumsi, infrastruktur komersil yang tersedia, liberalisasi ekonomi, daya terima serta resiko negara (*country risk*).

Aspek yang terpenting dalam penentuan potensi lokasi adalah aspek sumber daya manusia (SDM) untuk semua level karyawan, karena perusahaan juga harus memperhitungkan biaya *outsourcing* karyawan terutama dari luar lokasi tersebut. Hal lain yang juga penting adalah tingkat kepastian hukum bagi investor maupun kondisi infrastruktur seperti kondisi jalan, jembatan, lapangan udara, pelabuhan, pasokan listrik serta sistem telekomunikasi.

2.1.5 Penentuan pasar

Tahapan ini umumnya dengan meninjau langsung lokasi ekspansi untuk melihat potensi pasar yang dapat diraih perusahaan serta melakukan analisis terhadap pesaing yang ada untuk melihat jumlah pesaing, serta penguasaan pasar, fokus usaha, pesaing baru, kendali atas saluran distribusi, produk substitusi, pesaing baru serta kendali pada kunci masukan produk (buruh, modal kerja dan bahan baku).

2.2 Entry mode strategy

Setelah melakukan berbagai analisis internal atas sumber daya yang dimiliki selanjutnya perusahaan harus menentukan strategi yang tepat untuk masuk ke pasar negara tujuan. Faktor- faktor yang perlu diperhatikan dalam pemilihan strategi entry adalah (a) faktor *speed of entry* (b) faktor komitmen stratejik perusahaan (Hill, 2007). Di luar kedua faktor diatas terdapat beberapa faktor lain yang mempengaruhi

pengambilan keputusan strategi perusahaan, yaitu faktor sumberdaya internal yang dimiliki perusahaan, risiko lingkungan bisnis yang juga mempengaruhi bentuk *entry strategy* serta faktor kendali perusahaan terhadap operasional perusahaan di masa datang.

Metode *entry* ke dalam pasar suatu negara secara umum terbagi atas dua aktivitas yaitu ekspor serta melakukan aktivitas produksi (Ball et al., 2006).

Tabel 2.1
Entry Mode Strategy

Trade	Export Subcontract Countertrade
Transfer	Licensing Franchising
Foreign Direct Investment	Wholly owned subsidiary Joint venture Contract Manufacturing Management Contract Merger & Acquisition

Metode perdagangan melalui *export* dapat dilakukan dengan cara (a) tidak langsung (b) langsung (c) transfer antar perusahaan afiliasi, sedangkan transfer dalam bentuk jasa teknis dapat menggunakan lisensi yang merupakan metode yang paling populer yang diambil oleh perusahaan domestik karena tidak terlalu menggunakan modal yang cukup besar. Kecenderungan saat ini adalah banyak negara yang mensyaratkan agar perusahaan domestik dapat mempunyai keahlian manajemen maupun pengetahuan dalam paket lisensi yang akan dibeli.

Melihat karakteristik industri jasa migas pembahasan dalam tulisan ini tidak akan mengulas mengenai strategi *entry* melalui *export* dan lisensi, fokus pembahasan akan mengulas beberapa strategi *entry* dengan metode investasi langsung (FDI) yang banyak digunakan oleh perusahaan di industri migas dalam melakukan ekspansi usaha.

Strategi yang kerap digunakan oleh perusahaan di industri migas adalah investasi langsung oleh perusahaan di negara tujuan, Rerangka strategi FDI dapat dijelaskan melalui paradigma OLI (Eiteman, 2007) yaitu :

- Perusahaan harus memiliki keunggulan kompetitif di negara asal (*Owner spesific*) yang dapat ditransfer ke perusahaan afiliasi di negara lain agar sukses dalam melakukan FDI. Keunggulan daya saing perusahaan harus memiliki beberapa karakteristik agar tetap lestari (*sustain*) (Barney, 1991) yaitu (a) bernilai (*valuable*) bagi seluruh *stakeholder* (b) unik serta jarang yang membedakan dari para pesaing (*being different*) (c) sulit ditiru oleh para pesaing (d) sulit untuk mencari pengganti produk/layanan yang serupa (*nonsubstitutable*).
- Perusahaan harus mempunyai alasan ketertarikan dengan lokasi negara tujuan (*location spesific*) yang dapat dieksploitasi seperti tenaga kerja yang murah dan produktif, bahan mentah yang unik, pasar yang besar atau pusat riset dan teknologi.
- Perusahaan akan berusaha mempertahankan posisi kompetitif dengan mengendalikan seluruh rantai nilai dalam industri tersebut (*internalization*) hal ini termasuk dalam proteksi atas kepemilikan informasi serta modal sumber daya manusia yang penting dalam riset dan pengembangan.

Beberapa macam strategi investasi langsung (Ball et al., 2006) adalah (a) strategi *wholy owned subsidiary* (b) strategi kerjasama (*joint venture*) (c) strategi kontrak pembangunan (*contract manufacturing*) (d) *management contract*.

2.2.1 *Foreign Direct Investment*

Investasi langsung (FDI) merupakan bentuk yang umum digunakan oleh perusahaan dalam industri migas dan penunjang. Perusahaan melakukan investasi pada negara tujuan secara langsung, walaupun risiko yang timbul tergolong cukup

besar mengingat jumlah modal yang tertanam juga cukup besar. Mengingat karakteristik industri jasa migas yang padat modal maka strategi entry FDI banyak digunakan oleh perusahaan dalam industri, strategi pendahulu yang digunakan sebelum melakukan FDI adalah kontrak pembangunan, kontrak manajemen serta *turnkey project*. Jika strategi ini dipandang sukses banyak perusahaan yang kemudian mengambil keputusan untuk melakukan FDI di negara tujuan untuk melakukan kerjasama operasi. Bentuk strategi FDI yang diterapkan perusahaan adalah :

2.2.1.1 *Wholy Owned Subsidiary*

Perusahaan yang akan memiliki *subsidiary* di luar negeri dapat menempuh beberapa cara yaitu (a) mulai dari awal (*greenfield*) (b) akuisisi perusahaan yang ada (c) menguasai distributor dan saluran distribusi yang dimiliki serta membangun fasilitas produksi.

Strategi Greenfield

Strategi *greenfield* adalah membangun fasilitas produksi atau jasa sejak awal (*greenfield*) di lokasi negara tujuan dengan menyesuaikan kondisi lingkungan setempat termasuk dalam penyewaan lokasi, pembangunan konstruksi, memperkerjakan tenaga kerja lokal termasuk perijinan badan usaha. Strategi ini memerlukan analisis mendalam termasuk seluruh resiko yang terkait dengan investasi tersebut baik politik, nilai tukar serta *agency cost* yang timbul.

Kelebihan strategi *greenfield* adalah (a) penentuan lokasi sesuai dengan kepentingan serta strategi perusahaan (b) tidak ada masalah operasional seperti yang timbul saat melakukan akuisisi dan (c) perusahaan dapat menyesuaikan dengan kondisi budaya serta sosial masyarakat setempat sedangkan kekurangan dari strategi ini adalah (a) investasi ini memerlukan *time horizon* yang cukup panjang bukan sekedar mengharapkan *return* investasi dalam jangka pendek (b) hambatan dengan regulasi

yang ada di negara tujuan (c) biaya investasi awal yang cukup mahal terutama untuk membangun fasilitas produksi/jasa hingga beroperasi (d) perusahaan harus dapat menggunakan tenaga kerja lokal (e) hambatan terkait dengan persepsi masyarakat lokal terhadap perusahaan asing (Griffin,1999).

Strategi akuisisi

Strategi akuisisi adalah dengan membeli atau mengambil alih kepemilikan aset perusahaan di negara tujuan termasuk fasilitas produksi atau jasa yang telah dimiliki umumnya memiliki jenis usaha yang serupa. Strategi ini bertujuan agar perusahaan dapat melakukan kegiatan operasionalnya secara cepat tanpa melalui proses awal yang memerlukan banyak waktu saat memulai usaha dengan memiliki aset fisik, tenaga kerja, teknologi, reputasi, saluran distribusi serta hubungan terhadap pemerintah atau institusi keuangan lokal maupun pasar modal. Banyak perusahaan besar melakukan merger dan akuisisi sebagai pilihan strategi ekspansi perusahaan. Faktor pendorong untuk melakukan strategi merger dan akuisisi dipengaruhi oleh faktor eksternal (makro) yaitu kemajuan teknologi, regulasi atau peraturan yang diterapkan, perubahan pada pasar modal, tingkat persaingan dan struktur dari industri terkait serta faktor ekonomi dan keuangan sedangkan faktor internal perusahaan seperti motif untuk memperoleh skala ekonomis dalam kegiatan produksi, memperoleh keunggulan teknologi (Weston, 2004).

Strategi ini melalui beberapa tahapan proses yang melibatkan jasa beberapa ahli seperti keuangan dan perbankan, legal menyangkut regulasi pemerintah, tahapan yang harus dilalui (Eiteman, 2007) adalah (a) melakukan identifikasi dan penilaian terhadap perusahaan yang menjadi target termasuk melakukan proses negosiasi (b) penyelesaian transaksi peralihan kepemilikan termasuk diantaranya persetujuan dari pemegang saham dan manajemen lama, persetujuan dari badan pemerintah terkait

serta metode kompensasi keuangan yang akan digunakan (c) manajemen pasca proses akuisisi meliputi integrasi kegiatan usaha serta budaya perusahaan yang baru untuk mencapai sinegi usaha.

Keuntungan dari strategi ini adalah perusahaan memiliki akses yang lebih cepat untuk masuk ke dalam pasar yang dituju, mengetahui estimasi pendapatan serta laba yang akan diperoleh berdasarkan laporan keuangan *target firm* dan menjadi hambatan bagi pesaing untuk masuk segera ke pasar yang sama. Namun strategi akuisisi juga memberikan masalah jika perusahaan membayar terlalu mahal atas *target firm* yang dibeli, terjadi perbedaan budaya yang menghambat operasional perusahaan, kegagalan perusahaan untuk membentuk sinergi antara dua entitas tersebut dan perusahaan membeli perusahaan yang salah jika tidak dilakukan *screening* yang mendalam dari berbagai aspek terhadap kondisi perusahaan (Hill, 2007). Strategi akuisisi umumnya memerlukan kapasitas modal yang cukup besar dari perusahaan dan memiliki komitmen manajemen yang cukup besar untuk masuk ke pasar tersebut.

2.2.1.2 Joint Venture

Joint venture merupakan bentuk kerjasama antara dua atau lebih perusahaan yang memiliki kepentingan bisnis yang sama, dapat berupa (1) entitas perusahaan yang didirikan langsung oleh investor asing, (2) entitas perusahaan yang dibentuk oleh dua atau lebih investor yang bekerja sama untuk pasar di wilayah baru, (3) entitas perusahaan yang dibentuk oleh pemerintah suatu negara dengan mitra asing, (4) kerjasama antara dua atau lebih perusahaan untuk suatu proyek dengan waktu yang terbatas (Ball et al., 2006).

Permasalahan yang timbul saat tahapan negosiasi *joint venture* (JV) adalah

- Penilaian aset yang akan dibawa ke dalam entitas JV karena kepentingan dari masing-masing pihak.

- Transparansi dalam penggunaan metode akuntansi yang digunakan berbeda dengan standar internasional.
- Resolusi atau pemecahan konflik yang kompleks dalam JV, termasuk alternatif solusi dan prosedur untuk pembubaran JV.
- Tanggung jawab serta tingkat independensi manajemen JV dari campur tangan masing-masing perusahaan induk.
- Perubahan susunan kepemilikan masing-masing pihak saat JV telah stabil dan cukup lama berdiri.
- Kebijakan mengenai dividen serta issue tentang kegiatan pemasaran maupun SDM.

Strategi *joint venture* (JV) cocok digunakan untuk meminimalkan risiko baik risiko bisnis maupun politik yang ada di suatu wilayah, termasuk adanya regulasi mengenai kepemilikan asing. Keuntungan dari strategi ini adalah penggabungan dua sumber daya perusahaan yang akan menghasilkan sinergi yang menguntungkan serta jumlah investasi yang tidak terlalu besar karena jumlah biaya *fixed cost* bisa dibagi antara kedua belah pihak. Namun JV juga memiliki kekurangan yaitu lebih sulit dalam pengelolaan strategi serta kontrol yang semakin berkurang terutama terkait dengan teknologi *know how* serta bocornya pengetahuan yang dimiliki oleh perusahaan, selain itu di masa datang mitra JV bisa menjadi pesaing perusahaan.

2.2.1.3 Stratejik Aliansi

Stratejik aliansi memiliki beberapa bentuk diantaranya adalah dengan saling menukar kepemilikan saham (*portofolio investment*) dan kerjasama dalam pemasaran dan operasi misalnya dalam bentuk pembagian wilayah kerja. Keunggulan strategi ini adalah (a) kemudahan untuk memasuki pasar secara cepat dengan reputasi yang telah dimiliki oleh mitra perusahaan (b) pembagian resiko usaha (c) membagi

keahlian sumber daya manusia, pengetahuan serta teknologi yang dimiliki oleh masing-masing pihak (e) membentuk sinergi dan keunggulan kompetitif.

Dalam membentuk aliansi serta bekerjasama dengan mitra dari luar negeri akan tergantung dari beberapa faktor, menurut Thompson, Strickland & Gamble (2006) yaitu:

1. Memilih mitra kerjasama yang tepat dalam hal memiliki visi yang sama dari tujuan dibentuknya aliansi serta mempunyai keahlian dan kemampuan yang saling bersinergi dengan perusahaan. Perusahaan sebaiknya menghindari mitra yang justru berpotensi menjadi pesaing atas produk atau jasa yang ditawarkan serta potensi *conflict of interest* ke depan.
2. Cukup sensitif atau perhatian terhadap perbedaan budaya terutama terhadap budaya lokal atau praktik bisnis setempat.
3. Pemahaman bahwa aliansi harus menguntungkan masing-masing pihak sehingga transparansi maupun *sharing* informasi harus saling terjaga termasuk kepercayaan yang mendasari hubungan kerjasama ini.
4. Komitmen masing-masing pihak terhadap aliansi harus direalisasikan agar keuntungan yang diharapkan dapat terjadi sesuai kapasitas peran dari setiap pihak.
5. Proses pengambilan keputusan dapat berlangsung secara mulus dan cepat antara masing-masing pihak dalam merespon terhadap perubahan persaingan bisnis.
6. Mengelola proses pembelajaran dan mengevaluasi bentuk maupun perjanjian kerjasama agar dapat sesuai dengan keadaan bisnis terkini.

Strategi aliansi dapat diterapkan untuk kondisi lingkungan atau industri yang memerlukan biaya pengembangan teknologi cukup besar sehingga masing-masing pihak dapat *sharing* dalam biaya riset dan pengembangan, aliansi juga dapat dilakukan dalam bentuk kerjasama operasi. Stratejik aliansi juga dapat menciptakan standar

industri yang baru. Namun strategik aliansi dapat menimbulkan masalah yaitu menjadi jalan bagi mitra untuk mendapatkan akses untuk teknologi dan pasar secara cepat, terutama bila aliansi dilakukan oleh pihak yang memiliki ukuran perusahaan yang berbeda.

Berhubung di dalam bisnis industri jasa migas, praktek bisnis yang relatif sering digunakan adalah *contract manufacturing*, penulis akan memberikan penjelasan mengenai strategi *contract manufacturing*. Pada dasarnya perusahaan menjalankan *contract manufacturing* dengan dua cara yaitu untuk masuk ke pasar luar negeri tanpa melakukan investasi serta melakukan subkontrak pekerjaan dengan perusahaan luar negeri sebagai bagian dari proses produksi, perusahaan asing juga dapat memberikan bantuan modal bagi mitra subkontraktor agar dapat melakukan aktivitas produksi bagi perusahaannya.

Tabel 2.2
Perbandingan strategi entry luar negeri

Entry Mode	Kondisi yang mendukung alternatif strategi entry	Keuntungan	Kerugian
Greenfield	Tidak ada pesaing (incumbent) Keunggulan kompetitif perusahaan bersumber atas kompetensi, keahlian rutinitas operasi, budaya	Entitas yang dibentuk sesuai dengan strategi perusahaan Permasalahan operasional seperti budaya dapat diminimalkan	Perlu waktu dan komitmen yang cukup lama untuk mendapatkan <i>return</i> Risiko yang besar terkait dengan ketidakpastian <i>revenue</i> dan <i>profit</i> di masa datang
Akuisisi	Sudah ada pemain dalam industri Keunggulan perusahaan bersumber atas teknologi <i>Cross borders</i>	Perusahaan dapat cepat masuk ke pasar yang dituju Estimasi <i>revenue</i> dan <i>profit</i> yang lebih jelas dari <i>target firm</i> Dapat menjadi hambatan bagi pesaing untuk masuk Perbaikan kebijakan terdahulu lebih mudah dilakukan	Risiko yang lebih besar, <i>Target firm</i> dibayar terlalu mahal oleh perusahaan Adanya perbedaan budaya dalam permasalahan operasional Kegagalan dalam membentuk sinergi antara dua entitas Mengakuisisi <i>target firm</i> yang bermasalah di masa datang
Aliansi Strategis	Biaya pengembangan teknologi cukup besar Sumber daya yang relatif kurang dan dapat diberikan oleh mitra Regulasi mengenai aturan <i>local ownership</i> serta durasi waktu yang terbatas Mitra memiliki ukuran yang lebih besar dan <i>cross border</i> Strategi bagi masing-masing pihak untuk belajar	Penggabungan dua sumberdaya perusahaan Strategi untuk masuk ke pasar yang dituju Jumlah investasi lebih kecil sharing untuk <i>fixed cost</i> Kerjasama dapat berkembang lebih luas dari rencana awal Membentuk standar industri yang baru	Akses bagi mitra untuk memperoleh teknologi serta pasar secara cepat Pengukuran kontribusi serta sharing keuntungan relatif lebih sulit
Joint Ventures	Terdapat risiko politik Perbedaan budaya yang cukup besar Aset sulit dinilai secara fair Hambatan pemerintah terhadap kepemilikan investor asing Mitra dapat menyediakan keahlian, sumber daya, saluran distribusi, merk dan lainnya <i>Cross borders</i>	Solusi atas problem kepemilikan asing dan perbedaan budaya Penggabungan dua sumberdaya perusahaan Potensi untuk pembelajaran terutama praktik bisnis lokal Dipandang sebagai perusahaan lokal (diterima secara politis) Jumlah investasi lebih kecil sharing untuk <i>fixed cost</i> (risiko lebih kecil) <i>Joint production</i> dimungkinkan	Lebih sulit dalam hal pengelolaan strategi Kontrol yang semakin berkurang terutama untuk teknologi Risiko yang lebih besar dibanding <i>exporting</i> dan lisensi Transfer atau bocornya pengetahuan yang dimiliki perusahaan Mitra dapat menjadi pesaing
Wholly Owned Subsidiary	Cocok untuk perusahaan berbasis kompetensi teknologi Risiko politik yang rendah Insentif terhadap masuknya investor asing Perbedaan budaya lebih minimal Aset sulit dinilai secara wajar Potensi pertumbuhan penjualan tinggi	Proteksi terhadap teknologi Kemampuan untuk melakukan koordinasi strategi global Kemampuan untuk menentukan lokasi dan skala ekonomi Pemahaman yang lebih besar atas kondisi pasar lokal Dapat menerapkan keahlian khusus Minimum bocornya pengetahuan yang dimiliki oleh perusahaan Dipandang sebagai perusahaan lokal	Biaya dan risiko yang lebih tinggi Waktu yang lebih lama untuk menjalankan operasi serta mengenal kondisi setempat Risiko yang paling besar dibanding strategi yang lain Perlu sumberdaya dan komitmen yang lebih besar Kesulitan untuk mengelola sumber daya lokal

Diolah dari berbagai sumber

2.3 *Basic Entry Decision*

Sebelum melakukan ekspansi ke pasar luar negeri, perusahaan harus melakukan evaluasi dalam melakukan keputusan investasi seperti

2.3.1 **Penentuan negara atau pasar yang dituju**

Dengan melakukan pengukuran potensi pasar terlebih dahulu secara jangka panjang dengan termasuk menilai kestabilan faktor politik dan ekonomi yang mempengaruhi daya tarik negara tersebut. Faktor ekonomi seperti keterbukaan sistem ekonomi yang diterapkan serta kestabilan indikator perekonomian makro seperti inflasi, tingkat hutang maupun mengenai regulasi pajak juga harus diperhitungkan.

2.3.2 **Penentuan waktu untuk melakukan ekspansi (*timing entry decision*)**

Setelah menentukan pasar atau negara tujuan maka penting untuk menentukan *timing* yang tepat, apakah akan menjadi *first mover* di industri tersebut atau menjadi *late entrant*. Keuntungan menjadi *pioneer* adalah dapat segera menangkap peluang pasar yang ada, menciptakan *barrier* bagi pesaing serta membangun merk atau *brand* kuat yang diinginkan selain itu perusahaan lebih dahulu memiliki pemahaman mengenai pasar dibandingkan dengan pesaing serta menciptakan kepuasan bagi konsumen sehingga akan memberikan pertimbangan *switching cost* yang besar bagi konsumen dalam melakukan program untuk mencapai skala ekonomis sementara kerugian adalah biaya sebagai *pioneer* seperti praktek bisnis yang berbeda dengan negara asal serta aktivitas pemasaran yang harus dikeluarkan serta jika terdapat perubahan pada kebijakan pemerintah.

2.3.3 Skala ekspansi dan komitmen perusahaan

Perusahaan harus mengevaluasi besarnya skala ekspansi yang perlu dilakukan. Jika perusahaan melakukan ekspansi dalam skala besar maka perusahaan ingin dapat masuk secara cepat dan membangun komitmen strategis yang besar terhadap pasar tersebut dalam jangka panjang. Bagi pesaing juga akan berfikir sebelum melakukan *market entry*. hal ini menimbulkan pula risiko bisnis yang lebih besar serta kurangnya fleksibilitas. Jika perusahaan melakukan *entry* dalam skala yang lebih kecil, perusahaan dapat mempelajari mengenai pasar serta mengurangi risiko bisnis yang mungkin timbul. Tabel berikut menggambarkan faktor-faktor yang mempengaruhi strategi masuk ke pasar luar negeri.

Tabel 2.3
Faktor-faktor yang mempengaruhi strategi *entry mode*

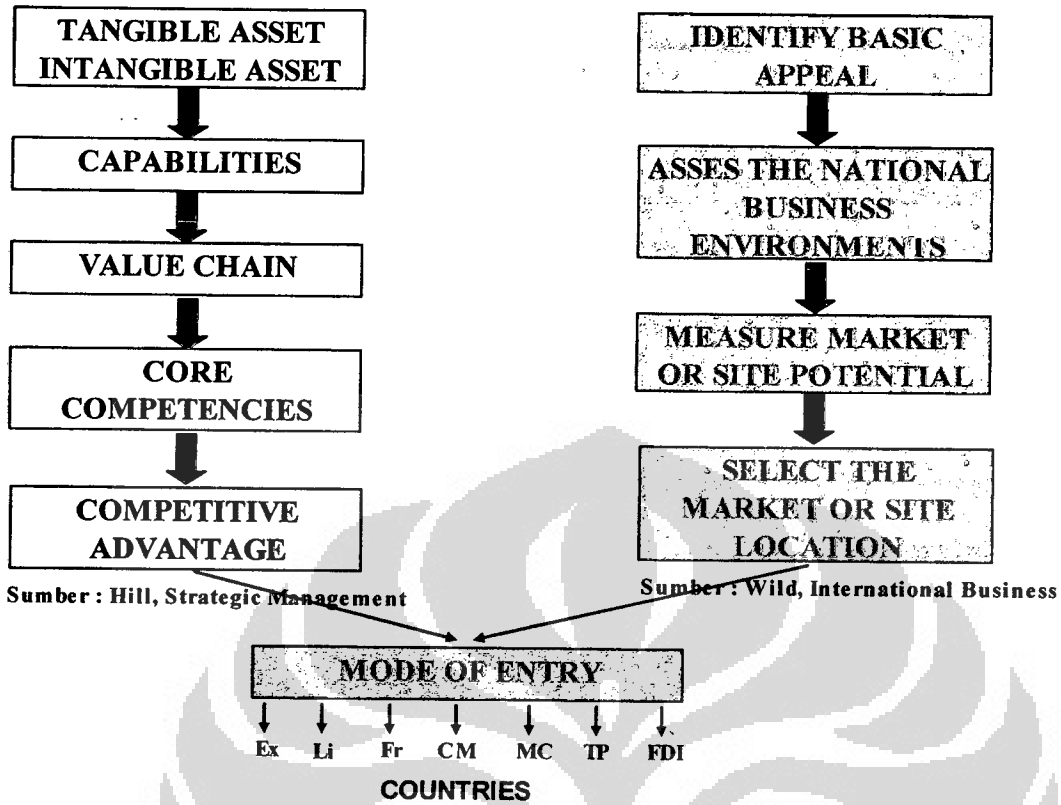
<i>Mode</i>	<i>Degree of Control</i>	<i>Level of resource commitment</i>	<i>Degree of dissemination risk</i>
Trade	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>
Contractual	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>High</i>
Investment-Joint Venture	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>
Investment-Subsidiary	<i>High</i>	<i>High</i>	<i>Low</i>

Source: Adapted from Hill, Hwang dan Kim (1990)

2.4 Rerangka Pemilihan Negara Tujuan

Dalam melakukan proses pemilihan negara tujuan, perusahaan melakukan analisis internal perusahaan serta analisis lingkungan global secara bersamaan untuk menentukan strategi *mode of entry* yang tepat serta analisis pemilihan lokasi negara tujuan. Berikut merupakan gambaran Rerangka kerja dalam proses pemilihan negara tujuan.

ANALISA SUMBER DAYA PERUSAHAAN ANALISA LINGKUNGAN GLOBAL



Gambar 2.1 Rerangka kerja pemilihan negara tujuan

Fokus pembahasan dalam tulisan ini lebih kepada Rerangka proses analisis lingkungan global yang dilakukan oleh PT. Elnusa Geosains dalam melakukan ekspansi ke pasar luar negeri mulai dari analisis penentuan negara tujuan sampai bentuk *entry* strategi ke negara tersebut. Pembahasan dan analisis negara tujuan akan dibatasi menjadi hanya tiga negara yaitu Irak, India dan Brunei Darussalam dengan melihat potensi pasar dan lingkungan bisnis di negara tersebut yang disesuaikan dengan kondisi sumber daya internal perusahaan.

2.4.1 Risiko dalam Ekspansi Global

Dalam melaksanakan strategi ekspansi global di berbagai negara, perusahaan harus menganalisis beberapa risiko terkait dengan investasi serta pengembangan pasar, beberapa risiko umum tersebut dijelaskan dibawah (Hill, 2007).

2.4.1.1 Risiko Politik

Risiko ini terkait dengan stabilitas politik suatu negara sehingga apabila perubahan pada peta politik di suatu negara akan menyebabkan perubahan lingkungan bisnis suatu negara dan mempengaruhi tingkat profitabilitas di suatu negara, secara umum risiko politik suatu negara akan lebih besar jika memang memiliki kondisi kesenjangan sosial yang cukup tinggi. Keresahan sosial umumnya menyebabkan terjadinya unjuk rasa, demonstrasi, terorisme dan konflik kekerasan dan terdapat pada negara yang memiliki multietnis. Besarnya risiko politik sangat mempengaruhi lingkungan bisnis dan tingkat risiko di negara tersebut.

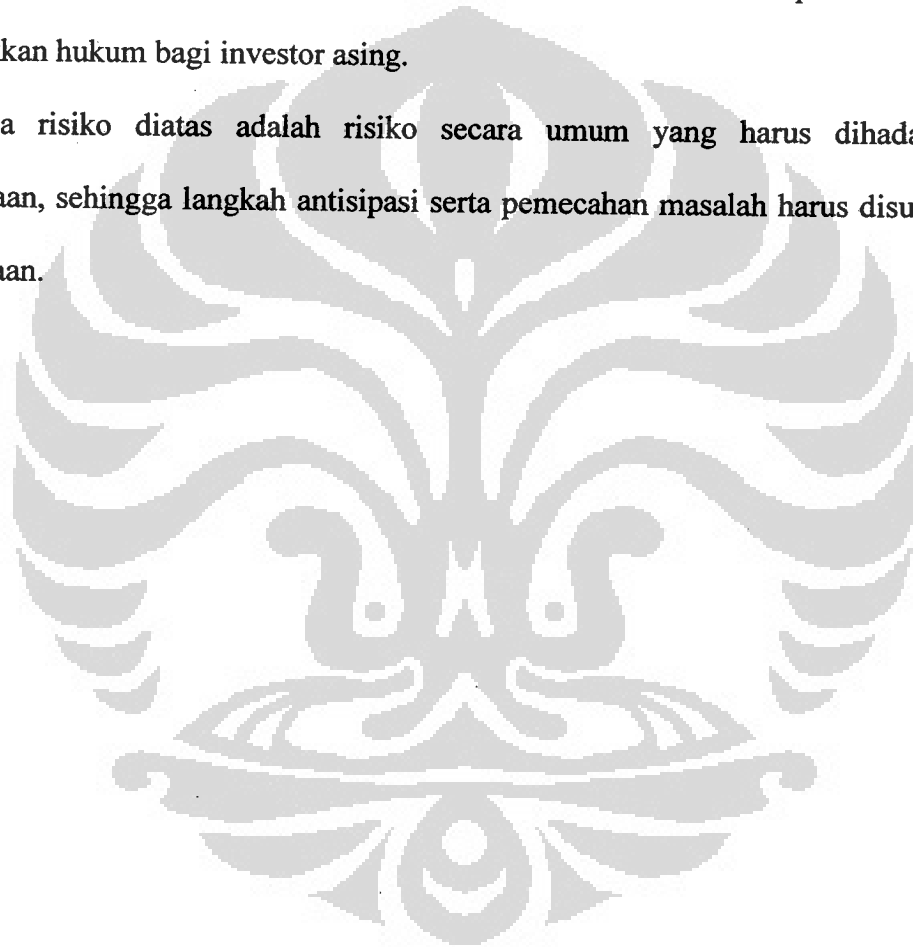
2.4.1.2 Risiko Ekonomi

Risiko ini terkait dengan kebijakan ekonomi yang kurang berhasil sehingga menyebabkan inflasi yang tinggi serta rendahnya standar hidup masyarakat yang menyebabkan terjadinya keresahan sosial di masyarakat. Selain inflasi yang tinggi, indikator permasalahan dalam kebijakan ekonomi adalah besarnya tingkat hutang negara tersebut baik pemerintah maupun swasta, hal ini akan meningkatkan risiko negara dilihat dari kemampuan pelunasan kewajiban hutang yang akan mempengaruhi kinerja institusi keuangan (institusi bank) dengan tingginya *non performing loan* (NPL), hal ini akan berdampak kurang baik pada perekonomian suatu negara secara umum karena salah satu fungsi bank sebagai lembaga intermediasi untuk tumbuhnya perekonomian.

2.4.1.3 Risiko Legal atau Regulasi

Risiko ini terkait dengan penegakan aturan atau hukum terutama terkait dengan perlindungan investor asing dalam melakukan praktek bisnis di negara tersebut, hal ini cukup penting terutama jika terdapat pemutusan kontrak kerja secara sepihak oleh mitra kerja yang berasal dari suatu negara, hal ini akan menyebabkan investor akan sangat selektif dalam pengikatan hubungan kerja jangka panjang seperti pembentukan *joint venture*, stratejik aliansi dengan mengetahui terlebih dahulu perlindungan dan penegakkan hukum bagi investor asing.

Beberapa risiko diatas adalah risiko secara umum yang harus dihadapi oleh perusahaan, sehingga langkah antisipasi serta pemecahan masalah harus disusun oleh perusahaan.



BAB III

INDUSTRI JASA PERMINYAKAN

3.1 Definisi Industri Perminyakan

Sektor bisnis dalam industri migas dapat terbagi ke dalam industri hulu (*upstream*) dan industri hilir (*downstream*) yang dapat dijelaskan secara singkat sebagai berikut.

Industri hulu (*Upstream*) yang terdiri atas :

1. Aktivitas eksplorasi yaitu tahap pencarian lahan-lahan baru yang berpotensi mengandung migas, beberapa tahapan pengujian keberadaan migas yang dilakukan dalam aktivitas ini adalah (a) *geodata acquisition* (b) *geodata processing* (c) *data interpretation* (d) *drilling*. Ketiga tahapan pertama merupakan bidang usaha yang dimiliki PT Elnusa Geosains sebagai salah satu perusahaan di bidang jasa perminyakan.
2. Aktivitas produksi yaitu kelanjutan tahapan pertama dengan melakukan kegiatan pemboran untuk menambah jumlah migas yang akan diproduksi dari lahan baru yang ditemukan. Jika terjadi penurunan produksi, dilakukan usaha mempertahankan produksi dengan memperbaiki sifat zona migas dan memanfaatkan teknologi.

Sebagai gambaran singkat berdasarkan data BP Migas tahun 2007 di Indonesia terdapat 86 blok dalam tahap eksplorasi dan 55 blok dalam tahap produksi, kegiatan eksplorasi dan pemboran mencapai 142 sumur eksplorasi dengan jumlah anggaran mencapai USD 2,9 Miliar. Di tahun yang sama kegiatan produksi meliputi pemboran mencapai 613 sumur pengembangan dan 375 perawatan sumur (*workover*) dengan anggaran mencapai USD 9 Miliar. Dengan demikian total anggaran untuk kegiatan

sektor hulu migas (eksplorasi dan produksi) tahun 2006 dan 2007 dialokasikan sebesar USD 9 Miliar dan USD 11 Miliar.

Industri hilir (*downstream*) yang terdiri atas :

1. Aktivitas pengolahan merupakan tahap proses mengolah migas yang semula dalam bentuk *crude oil* (minyak bumi alam) menjadi produk jadi oleh unit pengolahan (*refinery*) yang dapat dipergunakan oleh industri lain, diantaranya adalah bahan bakar pesawat terbang, kendaraan, methanol, aspal, phenol, glycol serta beberapa produk turunan lainnya. Tahapan ini memerlukan sarana kilang untuk melakukan produksi dan pengolahan produk-produk tersebut.
2. Aktivitas pemasaran serta distribusi produk kilang yang merupakan tahapan akhir sebelum bahan-bahan hasil pengolahan sampai ke konsumen. Konsumen akhir dapat dibagi menjadi dua yaitu pemakai langsung seperti masyarakat umum yang mempergunakan BBM untuk alat transportasi serta pihak kedua adalah konsumen industri yang memerlukan bahan baku dari produk petrokimia untuk proses produksi seperti industri pupuk, perekat, kecantikan, keramik, kimia dan sebagainya.

Berdasarkan data dari Departemen ESDM estimasi pengguna energi terbesar pada tahun 2000 sampai dengan tahun 2010 adalah kelompok mobil penumpang (34%) dan truk (32%), kelompok mobil penumpang terdiri dari mobil pribadi dan taksi, sedangkan truk adalah semua jenis mobil angkutan barang. Penggunaan energi untuk sepeda motor (13%) dan bis (9%), disusul angkutan laut (7%) dan angkutan udara (4%), terakhir kereta api dan angkutan sungai atau danau dan penyebrangan (masing-masing 1%). Estimasi pemakaian energi transportasi ke depan diperkirakan akan tumbuh rata-rata sekitar 7,3% per tahun.

3.2 Profil Perusahaan PT Elnusa Geosains

Sejak awal berdirinya sebagai salah satu divisi pada PT. Elnusa di tahun 1972, Elnusa Geosains berkembang hingga menjadi entitas sendiri di tahun 1995 dengan nama PT. Elnusa Geosains. Seiring dengan perkembangannya, saat ini PT. Elnusa Geosains telah memiliki 4 bidang usaha, yaitu *Geodata Acquisition Land*, *Geodata Acquisition Marine*, *Geodata Acquisition Overseas* dan *Geodata Processing*.

3.2.1 Visi dan misi PT Elnusa Geosains

VISI

Menjadi perusahaan jasa *geoscience* kelas dunia yang menyampaikan solusi total bernilai tinggi secara terus menerus.

MISI

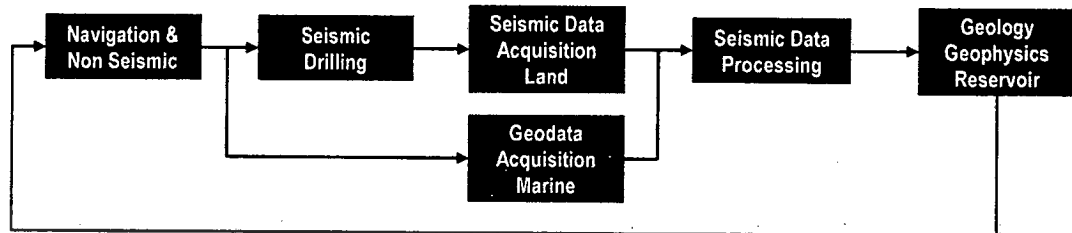
1. Menyediakan solusi total jasa geoseismik yang bernilai melalui implementasi standar internasional yang dimungkinkan dengan adanya nilai-nilai perusahaan Elnusa Geosains.
2. Pertumbuhan nilai pemegang saham berkelanjutan memperluas kesempatan pengembangan karyawan dan meningkatkan nilai pemegang saham.
3. Menunjukkan tanggung jawab sosial dengan memelihara lingkungan sosial dan alam dimanapun PT Elnusa Geosains berada.

3.2.2 Layanan jasa perminyakan PT Elnusa Geosains

Layanan yang diberikan perusahaan dalam lingkup usaha ini merupakan satu kesatuan yang terpadu dan terintegrasi, eksplorasi sumur-sumur migas yang mencakup semua tahap yang dibutuhkan dalam penelitian seismik, dimulai dari pengumpulan data dan survei lapangan, pemrosesan data hasil survei, hingga interpretasi data untuk pengambilan langkah selanjutnya dalam eksplorasi sumur-sumur migas. Namun

layanan tersebut juga dapat disesuaikan dengan kebutuhan klien pengguna jasa Perusahaan. Proses kegiatan usaha jasa *geoscience* dapat digambarkan sebagai berikut.

Tabel 3.1
Proses Kegiatan Usaha Jasa Geosains



Sumber : Data internal PT Elnusa Geosains

Tabel 3.2
Jasa Layanan PT Elnusa Gosains

Unit Usaha	Penjelasan
Navigation & Non Seismic (NNS)	Jenis layanan jasa pengukuran dan pemetaan untuk keperluan perencanaan fisik di darat (<i>engineering survey</i>), pengukur tanah jenis batuan (<i>resistivity</i>) bawah permukaan (<i>magnetotelluric</i>), dan survei kelautan (geodesi dan geofisika) untuk menunjang perencanaan di daerah perairan (<i>site survey</i>). Disamping itu disediakan pula pelayanan metoda geofisika lainnya seperti <i>gravity</i> , magnetik, dan <i>microseismic</i> .
Seismic Drilling (SDR)	Jenis jasa layanan pengeboran kecil ini antara lain untuk bidang seismik, <i>general mining</i> , <i>building</i> dan <i>residential</i> . Unit bisnis ini cukup menentukan dalam berhasil atau tidaknya proyek <i>land seismic survey</i> terutama dalam hal pemasangan dinamit sebagai sumber getaran. Jenis batuan dan lokasi proyek juga menentukan sukses tidaknya unit bisnis ini beroperasi.
Seismic Data Acquisition Land (SDA)	Layanan ini meliputi perekaman data seismik di lapangan. Jasa layanan <i>land data acquisition</i> memiliki pengalaman cukup panjang dalam berbagai kondisi lapangan. Pada unit bisnis ini,

	<p>Perseroan juga telah melakukan pengembangan layanan berupa <i>seismic design</i> yang dapat memberikan pelayanan kepada konsumen berupa penetapan parameter survei yang efektif dan efisien.</p>
<p>Geodata Acquisition Marine (GDM)</p>	<p>Layanan ini terbagi menjadi Seismic Data Transition Zone (SDT) dan Seismic Data Marine (SDM).</p> <p>Jasa layanan <i>transition zone seismic surveys</i> (SDT) dimulai dengan menggunakan <i>Gun Boat</i> pada tahun 1997 dan sampai dengan saat ini yang bekerja sama dengan CGG (Compagnie Generale de Geophysical) Perancis.</p> <p>Jasa layanan <i>Marine Seismic Survei</i> (SDM) meliputi <i>long offset</i> 2D dan <i>high capacity</i> 3D <i>acquisition</i>, dengan menggunakan kapal dengan spesifikasi tingkat tinggi dan peralatan seismik terbaru. Layanan lain yang diberikan yaitu di bidang <i>permanent</i> 4D <i>acquisition</i>. Untuk meningkatkan kemampuan perusahaan di bidang peralatan dan kapal, sejak 28 November 2006 Perseroan telah mengadakan kerjasama <i>joint operation</i> dengan Wavefield Inseis AS, perusahaan yang bergerak dibidang <i>marine geophysical</i> di Norwegia.</p>
<p>Seismic Data Processing (SDP)</p>	<p>Setelah data hasil perekaman data di lapangan, maka proses berikutnya adalah melakukan proses data seismik tersebut. Jasa layanan <i>seismic data processing</i> meliputi '<i>Pre-stack</i> dan <i>Post-stack Migration</i> 2D/3D <i>marine/land/TZ seismic data</i>".</p>
<p>Geology Geophysics Reservoir (GGR)</p>	<p>Jasa layanan <i>Advance Seismic Processing</i> meliputi <i>Pre-Stack Depth Migration</i> (PSDM), <i>Reservoir Characterization</i> meliputi AVO Modelling & Analysis, <i>Inversion</i>, LMR, <i>Seismic single – multi attribute</i>, dan paket jasa <i>Study Geology-Geophysics & Reservoir</i> (G&G Study). Layanan ini digunakan untuk</p>

	interpretasi data seismic sesudah hasil processing.
--	---

Perusahaan juga telah membentuk sejumlah kerjasama dengan para pemain global terkemuka di industri hulu migas serta dengan beberapa universitas maupun dengan lembaga pemerintah untuk menangkap pasar seismik di Indonesia.

3.2.3 Health and Safety Environment (HSE)

Dalam industri migas keselamatan selama aktivitas proyek menjadi hal yang sangat penting, tidak hanya pada pekerja namun juga lingkungan sekitar. Banyak perusahaan migas dunia yang menetapkan persyaratan HSE cukup tinggi untuk diterapkan oleh para subkontraktor migas. Perusahaan menganut falsafah bahwa Kesehatan, keselamatan kerja dan lingkungan (K3LL) adalah bagian yang integral dari kegiatan bisnisnya. Upaya untuk menghindari dan memperkecil kerugian akibat kecelakaan, perusahaan menyediakan fasilitas keselamatan dan kesehatan kerja sesuai dengan kondisi, jenis pekerjaan, standar kesehatan dan keselamatan kerja yang berlaku serta menjamin lingkungan kerja yang aman dan sehat. K3LL menjadi agenda utama dalam program-program kerja di PT Elnusa Geosains dengan kinerja pencapaian total dari seluruh proyek ditahun 2006 adalah 7.755.843 *man-hours exposed*, tanpa adanya kasus kecelakaan kerja yang menyebabkan kematian (*zero fatality*) ataupun hari kerja hilang (*lost time injury*).

Dalam perjalanannya PT Elnusa Geosains juga berhasil meraih beberapa penghargaan atas hasil kerja yang diperoleh dari beberapa perusahaan migas dunia diantaranya dari Exxon Mobil, Conoco Phillips, Pearl Oil serta Pertamina.

3.2.4 Sumber Daya Manusia PT Elnusa Geosains

Perusahaan mempunyai visi ke depan menjadi salah satu pemain *geoscience service* kelas dunia baik dalam hal input (teknologi, sumber daya dan keuangan), proses (kualitas, HSE dan pemasaran) serta output (kepuasan karyawan, *brand presence, market presence, growth* dan *margin*). Untuk mendukung visi dan agar lebih sejalan dengan aktifitas perusahaan, maka penyelarasan antara pengelolaan sumber daya manusia dengan strategi bisnis sehingga diharapkan perusahaan akan mencapai *competitive advantage*. Pengelolaan sumber daya manusia yang efektif di perusahaan merupakan bagian yang integral dalam strategi perusahaan. Untuk itu masalah sumber daya manusia merupakan salah satu *issue* penting yang harus diperhatikan oleh Perusahaan, mengingat perusahaan merupakan *services company* yang sangat bergantung pada *skill* sumber daya manusia.

Sejalan dengan pengembangan bisnis perusahaan, jumlah karyawan meningkat dari tahun ke tahun dengan jumlah sebanyak 257 orang di tahun 2006 yakni meningkat 9% dibandingkan tahun 2005 sebesar 236 orang. Komposisi sumber daya manusia berdasarkan tingkat pendidikan tercatat 57% karyawan lulus sarjana S1 dan 11% karyawan lulus sarjana S2. Hal ini menunjukkan bahwa Perseroan telah mempersiapkan SDM sebagai sesuatu yang sangat penting dalam mengelola perseroan secara profesional.

3.3 Faktor -faktor Dalam Industri Jasa Perminyakan

Faktor-faktor eksternal maupun internal yang mempengaruhi lingkungan bisnis PT Elnusa Geosains adalah :

- Faktor teknologi

1. Perubahan yang relatif cepat pada teknologi *software* dan *hardware* yang digunakan. Perusahaan besar asing yang memiliki teknologi sendiri dapat mendorong pihak perusahaan migas untuk menerima standar teknologi mereka, hal ini menyebabkan timbulnya ketergantungan pada *software* dan *hardware* bagi perusahaan jasa perminyakan lokal.
2. Kemajuan teknologi mempengaruhi peningkatan kualitas data yang dihasilkan, hal ini mempengaruhi jasa yang diinginkan pelanggan bagi setiap perusahaan jasa perminyakan.

- Faktor sosial budaya

1. Keahlian komunikasi dengan pihak masyarakat serta pemahaman atas budaya lokal setempat sangat diperlukan terutama untuk proses seismik *onshore* di beberapa area lokasi terlebih dengan pemanfaatan tenaga kerja lokal sebagai bagian dari pelaksanaan proyek agar dapat berjalan lancar dan tepat waktu.
2. Menjalinkan hubungan yang baik dengan badan regulator maupun perusahaan migas baik secara formal maupun informal sangat diperlukan untuk memperoleh peluang bisnis.
3. Memberikan *value* terbaik kepada pelanggan menjadi keharusan untuk dikenal secara internasional dalam dunia seismik. Kualitas kerja, pelayanan terhadap pelanggan serta SDM yang kompeten menjadi modal untuk ekspansi ke luar negeri.
4. Untuk kawasan *Middle East*, adanya kecenderungan preferensi atas perusahaan yang berasal dari Indonesia dibandingkan dengan Eropa maupun China, hal ini menjadi modal dasar untuk membangun hubungan bisnis yang kuat.

- Faktor politik dan perundang-undangan
 1. Berdasarkan kebijakan pemerintah di sektor pengelolaan lapangan migas, Pertamina tidak lagi menjadi pengelola perusahaan sektor migas (UU Migas no 22 tahun 2001) dan dialihkan ke BP Migas. Selain itu dengan perubahan status Pertamina menjadi Perseroan berdasarkan PP No 31 tahun 2003, Pertamina menjadi perusahaan migas biasa. Dengan perubahan status ini Pertamina tidak dapat memilih secara langsung perusahaan jasa perminyakan tetapi melalui proses tender terbuka hal ini juga terkait dengan UU anti monopoli yang digulirkan pemerintah.
 2. Proses tender terbuka berdasarkan UU No 2 tahun 2001, yang mengharuskan setiap perusahaan migas untuk melakukan seleksi untuk perusahaan jasa perminyakan yang akan menjadi subkontraktor dan melarang pendekatan secara langsung, hal ini mendorong adanya persaingan harga antara pemain perusahaan jasa yang ada.
 3. Kebijakan *cost recovery* yang diatur oleh pemerintah PP No 35 tahun 2004 mendorong perusahaan migas untuk mencari perusahaan jasa perminyakan yang memberikan harga yang lebih rendah, hal ini mendorong persaingan harga. Dalam PP ini, diatur juga sistem dua amplop untuk setiap tender terbuka, sehingga setiap peserta harus melalui persyaratan teknis terlebih dahulu sebelum melangkah ke tahapan seleksi harga.
 4. Kebijakan pemerintah yang mengejar target produksi mendorong perusahaan migas lebih berkonsentrasi pada aktivitas produksi dibandingkan dengan eksplorasi.
 5. Penerapan kebijakan otonomi daerah berdasarkan UU Otonomi Daerah No 25 tahun 1999, mendorong pemerintah daerah memiliki wewenang yang lebih luas

dalam pengambilan keputusan dalam mengelola seluruh sumber daya di wilayahnya sehingga setiap perusahaan harus melakukan pendekatan terhadap setiap pemerintah daerah untuk peluang usaha.

6. Industri migas yang padat modal sangat terkait dengan kestabilan politik di suatu negara sehingga kegiatan eksplorasi dan produksi juga akan terpengaruh dengan tingkatan gejolak iklim politik suatu negara.
- Faktor ekonomi
 1. Sistem perekonomian di Indonesia semakin terdesentralisasi dengan adanya kebijakan otonomi daerah yang memberikan kewenangan yang lebih besar bagi pemerintah daerah.
 2. Produksi minyak bumi di Indonesia cenderung menurun sementara konsumsi masyarakat maupun industri terus menunjukkan peningkatan, hal ini mendorong pemerintah untuk menggenjot produksi minyak bumi lewat perusahaan migas untuk melakukan eksplorasi di wilayah Indonesia.
 3. Proyeksi estimasi permintaan minyak dunia akan tumbuh 1,8% setiap tahun mulai tahun 2002-2010, yang mendorong perusahaan migas untuk berkonsentrasi pada aktivitas produksi, namun setelah sumur minyak tidak lagi optimal dalam produksi, kegiatan eksplorasi untuk pencarian ladang minyak baru akan meningkat.

3.4 Segmentasi dan Peluang Pasar

3.4.1 Segmentasi pasar

Pasar untuk jasa seismik di Indonesia terbagi menjadi beberapa kategori pelanggan yaitu :

- Pertamina sebagai perusahaan migas negara memberikan layanan migas yang terintegrasi dari layanan *upstream* dan *downstream*. Area kerja mayoritas berada di daratan (*onshore*) karena memerlukan jumlah investasi yang lebih sedikit dibandingkan *offshore*. Bagi perusahaan, Pertamina menjadi pelanggan utama perusahaan dengan jumlah proyek yang dikerjakan setiap tahun sekitar 40%-60% dari pendapatan usaha perusahaan.
- JOB (*Joint Operating Body*) merupakan bentuk kerjasama antara pemerintah Indonesia yang diwakili oleh Pertamina dengan PSC dengan jumlah kepemilikan masing-masing sebesar 50%, kerjasama ini ditujukan untuk meminimalkan modal serta mengurangi risiko.
- PSC (*Production Sharing Contracts*) merupakan kontrak untuk setiap perusahaan migas lokal serta asing jika ingin beroperasi di wilayah Indonesia, termasuk untuk penyediaan sumber daya keuangan maupun teknis. Wilayah kerja yang dimiliki umumnya berada di daerah *offshore*.

Pasar terbesar di Indonesia berdasarkan tipe konsumen dipegang oleh PSC dan Pertamina, sedangkan jika melihat tingkatan produksi dan cadangan minyak di pasar lokal, PSC memegang yang terbesar sehingga di masa datang, PSC memiliki pasar potensial di industri minyak.

3.4.2 Peluang Pasar

Pasar Seismik berdasarkan atas wilayah geografis selain pasar domestik (lokal), terbagi atas regional (ASEAN) serta Asia (*Middle East*). Kondisi pasar seismik domestik sendiri sudah semakin kompetitif yang menjurus pada persaingan harga. Untuk pasar ASEAN peluang juga semakin terbuka, beberapa negara ASEAN merupakan produsen migas cukup besar, Malaysia merupakan produsen gas alam terbesar kedua sementara Vietnam juga telah merangkak menjadi produsen migas

yang relatif cukup besar di Asia. India juga mulai meningkatkan aktivitas migas dengan mengundang investor baik domestik maupun asing untuk melakukan kegiatan *upstream* di negaranya. Kawasan *middle east* memang telah dikenal sebagai produsen migas *onshore* terbesar dunia (sepertiga dari total produksi dunia). Aktivitas seismik masih tetap cukup tinggi di kawasan tersebut. Qatar, Bahrain, Oman serta Yaman termasuk negara-negara yang aktif meningkatkan anggaran belanja untuk kegiatan eksplorasi dan produksi migas. Peluang pasar untuk ekspansi di luar negeri juga sangat menjanjikan, mengingat kebutuhan dunia akan energi juga semakin besar, hal ini terbukti dari naiknya harga minyak dunia dan aktivitas eksplorasi di beberapa negara tersebut.

3.5 **Trend industri seismik**

Pasar seismik di Indonesia juga mengikuti *trend* pasar seismik dunia turun cukup signifikan, tahun 1997 merupakan puncak aktivitas seismik dengan total area pekerjaan sebesar 469,198 Km. berdasarkan data dari BP Migas, saat ini di Indonesia terdapat 86 blok dalam tahap eksplorasi dan 55 blok dalam tahap produksi. Secara umum untuk pasar domestik eksplorasi di *offshore* menjanjikan pertumbuhan yang lebih tinggi terutama di kawasan timur Indonesia yang memiliki cadangan minyak di laut dalam cukup besar dibandingkan dengan *onshore* terlebih dengan semakin menurunnya kegiatan eksplorasi di *onshore* yang lebih memiliki risiko operasional berupa resistensi masyarakat lokal dengan adanya kegiatan yang berhubungan dengan aktivitas migas ditambah dengan semakin tingginya persaingan antara sesama perusahaan jasa perminyakan, sementara pasar regional juga memberikan peluang yang cukup baik bagi perusahaan dengan menurunnya fokus kegiatan eksplorasi migas di dalam negeri. Kegiatan eksplorasi oleh operator perusahaan migas juga dipengaruhi

oleh kepastian terkait dengan iklim bisnis serta kebijakan pemerintah untuk PSC, saat ini PSC harus membiayai terlebih dahulu semua biaya yang terkait dengan kegiatan eksplorasi kemudian biaya tersebut akan dibayarkan oleh pemerintah melalui kebijakan *cost recovery*, implikasinya adalah PSC semakin ketat dalam pengeluaran biaya untuk kegiatan eksplorasi termasuk untuk tahapan survei seismik. Sementara Pertamina akan fokus pada kegiatan produksi dari sumur-sumur yang telah dimiliki dan cenderung mengurangi kegiatan eksplorasi.

Dalam hal persaingan usaha di Indonesia, banyak perusahaan jasa perminyakan China yang masuk ke pasar lokal dan melakukan penetrasi pasar dengan harga yang relatif rendah dan bahkan tidak mendapatkan laba untuk proyek yang sedang dikerjakan.

Pasar regional (ASEAN) dan *Middle East* juga relatif menjanjikan terlebih perusahaan juga telah melayani beberapa pekerjaan untuk pelanggan dari beberapa negara tersebut meskipun untuk proyek seismik *processing* yang relatif lebih kecil.

Pemilihan strategi untuk ekspansi ke pasar luar negeri menjadi keharusan dalam mewujudkan misi perusahaan menjadi perusahaan jasa perminyakan kelas dunia. Dengan adanya kecenderungan pasar seismik lokal yang mulai jenuh untuk *onshore* dan persaingan yang semakin ketat dengan banyaknya pesaing baru serta berbekal pengalaman melakukan pekerjaan di dalam negeri dengan beberapa pelanggan merupakan perusahaan minyak dunia yang memiliki standar kualitas pekerjaan yang tinggi, maka secara internal perusahaan memiliki potensi untuk melakukan ekspansi ke luar negeri. Beberapa faktor yang harus dipertimbangkan sebagai strategi untuk masuk ke pasar luar negeri menjadi pertimbangan dalam analisis yang dilakukan. Permasalahan ini yang akan dibahas secara lebih mendalam di bab berikutnya.

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Tinjauan Industri Migas Dunia

Perkembangan industri migas tidak terlepasnya dari ketersediaan dan permintaan atas minyak bumi (*supply & demand*). Data atas permintaan minyak di dunia selama tahun 2006, 2007 dan prediksi tahun 2008 menunjukkan kenaikan per tahun sebesar kurang lebih 1,5% di tahun 2007 dan 2,4% di tahun 2008 dengan gambaran sebagai berikut :

Tabel 4.1
GLOBAL OIL DEMAND (2006-2008)

	1Q06	2Q06	3Q06	4Q06	2006	1Q07	2Q07	3Q07	4Q07	2007	1Q08	2Q08	3Q08	4Q08	2008
Africa	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	3.1	3.1	3	3.1	3.1	3.2	3.2	3.1	3.2	3.2
Americas	30.4	30.4	30.9	30.7	30.6	31	30.9	31.2	31.3	31.0	31.5	31.5	31.6	31.7	31.6
Asia Pasific	25.2	24.1	23.7	24.8	24.5	25.3	24.7	24.4	25.8	25.0	25.6	25.6	25.2	26.5	25.8
Europe	16.7	15.9	16.3	16.4	16.3	16.1	15.7	16.3	16.6	16.2	16.0	16.0	16.5	16.7	16.3
FSU	4.1	3.9	4.1	4.4	4.1	3.9	3.7	3.9	4.4	4.0	3.8	3.8	4.1	4.6	4.1
Middle east	6.2	6.2	6.5	6.3	6.3	6.8	6.6	6.8	6.5	6.6	6.8	6.8	7.1	6.8	6.9
World	85.4	83.4	84.4	85.5	84.7	85.9	84.7	85.6	87.6	85.9	87.0	87.0	87.7	89.6	87.8
Annual Change (%)	0.5	0.7	1.1	1.4	0.9	1.5	1.5	1.5	2.4	1.5	2.5	2.5	2.2	2.0	2.4
Annual Change (mb/d)*	0.4	0.6	0.9	1.2	0.8	1.2	1.3	1.2	2.0	1.2	2.1	2.1	1.9	1.8	2.1

Sumber : International Energy Agency - Oil Market Report, 11 Oktober 2007

Seiring dengan semakin meningkatnya permintaan minyak di dunia, diperkirakan pada tahun 2008 permintaan minyak dunia akan sebesar 88 juta *billion* barel (Bbl) per hari sehingga diharapkan peningkatan permintaan ini akan diimbangi dengan jumlah penyediaan atau produksi minyak di dunia. Di tahun 2007, jumlah produksi minyak mentah dunia baik dari negara-negara OPEC (*Organization of The Petroleum Exporting Countries*) dan non-OPEC adalah sebesar 80 juta Bbl per hari. Dengan jumlah ini diharapkan produksi minyak mentah dunia di tahun 2008 dapat mencapai lebih dari 90 juta Bbl per hari atau setidaknya dapat mengimbangi permintaan minyak dunia.

Tingginya pertumbuhan dan permintaan minyak dunia berdampak pada naiknya harga minyak dunia. Harga penutupan minyak mentah brent di masa depan pada tanggal 22 Nopember 2007 mencapai harga USD 95,78 per Bbl atau meningkat sekitar 60% dibandingkan dengan harga penutupan tanggal 1 Nopember 2006 yang hanya sebesar USD 59 per Bbl.

Kenaikan harga minyak bumi yang terjadi secara global ini didorong oleh beberapa faktor diantaranya adalah rendahnya pasokan yang ditawarkan oleh para produsen minyak dunia terhadap permintaan yang cenderung meningkat pada saat ini disebabkan turunnya kapasitas produksi perusahaan tersebut. Selain itu faktor lain yang memicu tingginya harga minyak dunia adalah tindakan spekulatif dari beberapa investor yang bermain dalam pasar minyak bumi dunia serta kondisi politik yang kurang kondusif di beberapa negara penghasil minyak bumi dunia. Hal ini memang memberikan keuntungan langsung bagi negara-negara produsen minyak bumi.

4.2 Pasar Jasa Seismik Dunia

Industri jasa seismik merupakan bagian yang tak terpisahkan dengan industri migas khususnya *upstream* sekitar 70% dari total pasar seismik, sisanya berasal dari industri pertambangan serta proyek konstruksi pemerintah. Saat ini di dunia terdapat 3 perusahaan multinasional yang menguasai pasar industri jasa seismik, yaitu Petroleum Geo Services (PGS), Compagnie Generale de Geophysique (CGG) dan Schlumberger Western Geco. Pangsa pasar terbesar dipegang oleh Western Geco, ketiga perusahaan ini memegang kurang lebih 45% pasar jasa seismik dunia. Di luar ketiga perusahaan ini terdapat banyak perusahaan kecil yang bersaing merebut sisa pasar jasa seismik yang sebesar 55%.

Jika melihat ke dalam struktur industri jasa migas terdapat *entry barrier* berupa kemampuan dan pengalaman teknis serta modal investasi yang besar, sementara dalam kegiatan operasionalnya hambatan yang ada terkait dengan peraturan dari pemerintah lokal maupun birokrasi dalam hal kompensasi biaya eksplorasi selain itu perusahaan jasa seismik lokal yang menjadi pesaing umumnya mendapat preferensi kemudahan operasional dari pemerintah. Saat ini memang kegiatan eksplorasi banyak terjadi di wilayah yang relatif sedikit atau belum dilakukan eksplorasi seperti eksplorasi di wilayah *offshore*.

Dengan semakin menipisnya cadangan minyak dunia, trend dunia saat ini menunjukkan beberapa anomali seperti peningkatan kegiatan eksplorasi *onshore* di beberapa wilayah negara yang memiliki resiko politik serta keamanan yang cukup tinggi seperti Algeria dan Kolumbia serta di wilayah negara yang sedang berusaha memulihkan reputasi mereka atas resiko ini seperti Pakistan dan Libya. Selain itu beberapa negara eks-komunis juga sedang melakukan modernisasi infrastruktur migas yang dimilikinya dengan menjalin kerjasama dengan negara barat seperti yang dilakukan oleh Polandia. Beberapa negara juga sedang giat memulai aktivitas seismik dalam beberapa tahun terakhir seperti Rusia, China dan India, negara-negara ini perlu mengamankan kebutuhan migas di negaranya yang terus meningkat untuk menunjang pertumbuhan ekonominya yang semakin pesat.

4.3 Analisis SWOT PT Elnusa Geosains

Melihat perkembangan lingkungan bisnis perusahaan baik secara eksternal maupun internal maka jika dilakukan analisis SWOT (ancaman, peluang, kekuatan dan kelemahan) dapat dijabarkan sebagai berikut :

Ancaman

- Persaingan yang semakin tinggi di pasar domestik dengan mulai datangnya pesaing yang berasal dari China yang juga memiliki relasi cukup baik dengan pemerintah maupun BP Migas sebagai regulator.
- Pertamina sebagai salah satu pelanggan bagi perusahaan akan lebih terkonsentrasi pada aktivitas produksi dari sumur-sumur yang telah dimiliki untuk mengejar target produksi dari pemerintah dan akan mengurangi aktivitas eksplorasi, dengan kata lain pasar domestik untuk seismik *onshore* relatif sudah mulai turun.

Peluang

- PT Elnusa Geosains dapat melebarkan aktivitas seismik *onshore* pada pasar regional dan internasional serta dapat memanfaatkan faktor kedekatan budaya dari negara yang menjadi tujuan ekspansi usaha.
- PT Elnusa Geosains memiliki unit bisnis baru yang memiliki potensi pertumbuhan penjualan yang cukup tinggi yaitu seismik *offshore* meskipun saat ini masih bekerja sama dengan mitra dari luar negeri (*joint operation*) namun perkembangan aktivitas eksplorasi di laut mulai meningkat sejak tahun lalu. Perusahaan juga mulai memasarkan unit bisnis baru lainnya yaitu GGR (*Geology Geophysics Reservoir*) yang juga mulai ditawarkan ke pelanggan tahun 2006.
- PT Elnusa Geosains dapat menjalin aliansi strategis dengan perusahaan lain yang memiliki keunggulan teknologi.

Kekuatan

- PT Elnusa Geosains memiliki reputasi sebagai perusahaan jasa perminyakan terbaik asal Indonesia.
- Kualitas sumber daya manusia yang baik untuk seluruh unit bisnis yang dimiliki terutama *seismic data acquisition* yang merupakan *backbone* bisnis perusahaan.

- PT Elnusa Geosains memiliki pengalaman dalam membentuk relasi yang baik dengan pelanggan, masyarakat lokal serta BP migas sebagai regulator.
- PT Elnusa Geosains memiliki latar belakang budaya lokal yang kuat yang mendukung penguasaan pasar di Indonesia.
- PT Elnusa Geosains memiliki manajemen pengelolaan proyek yang baik dan teruji di berbagai area proyek di Indonesia. Pengalaman ini menjadi modal untuk ekspansi pengelolaan proyek di luar negeri.

Kelemahan

- Peralatan dengan teknologi yang relatif kurang *update* untuk unit bisnis *seismic processing* dan GGR, hal ini mempengaruhi pertumbuhan penjualan.
- Persaingan atas SDM yang berkualitas yang menyebabkan banyak tenaga SDM yang sering “dibajak” oleh perusahaan pesaing.
- Keterbatasan modal untuk melakukan investasi peralatan yang membutuhkan biaya cukup besar.

4.4 Kinerja Unit Bisnis PT Elnusa Geosains

Pendapatan Usaha

Selama 2 tahun terakhir kinerja keuangan PT Elnusa Geosains didorong oleh unit bisnis *seismic data acquisition onshore* (SDA) serta *geodata acquisition marine* (GDM), total kedua unit bisnis ini menyumbang lebih dari 70% pendapatan usaha perusahaan. Tahun 2006 perusahaan mencatat total penerimaan sebesar Rp 267,2 Milyar, dari jumlah tersebut SDA mencatat penjualan sebesar Rp 111,57 Milyar sementara GDM mencatat penjualan sebesar Rp 93,87 Milyar, total kedua unit bisnis ini membukukan 76,9 % dari total pendapatan usaha perusahaan. Pertumbuhan

penjualan tertinggi dicatat oleh GDM sekitar 72% mengingat unit bisnis ini baru dua tahun berjalan dan masih dalam fase pertumbuhan.

Struktur Biaya

Jika melihat struktur biaya unit bisnis yang dimiliki, industri migas merupakan industri padat modal yang relatif cukup mahal dari segi peralatan sehingga komponen biaya tetap berupa biaya penyusutan peralatan relatif cukup besar proporsinya setiap tahun terutama untuk seismik *processing* serta seismik *onshore* (SDA). Karakteristik lain dari seismik *onshore* merupakan unit yang memerlukan tenaga kerja yang cukup banyak untuk kegiatan operasional, selama ini perusahaan menggunakan jasa *outsourcing* dengan memanfaatkan tenaga kerja lokal setempat. Perusahaan menerapkan kebijakan *outsourcing* untuk kebutuhan *labor supply* untuk tujuan efisiensi serta pengendalian operasional. Untuk seismik *offshore* (GDM) biaya sewa kapal termasuk bahan bakar merupakan komponen biaya terbesar, sedangkan biaya untuk peralatan masih menjadi kontribusi dari mitra perusahaan asing yang bekerja sama untuk proyek-proyek *offshore*. Pasar untuk seismik *offshore* sendiri relatif cukup besar dan sedang mengalami pertumbuhan. Untuk GDM, perusahaan telah melakukan kerjasama (*joint operation*) dengan mitra dari luar negeri untuk pemenuhan kebutuhan peralatan yang relatif cukup mahal serta keterbatasan pengalaman mengerjakan proyek-proyek domestik, namun perusahaan melihat prospek pertumbuhan yang baik ke depan untuk unit seismik *offshore* menjadi motor pertumbuhan bisnis perusahaan.

Bidang eksplorasi migas merupakan bidang yang padat modal, selain kebutuhan modal kerja operasional yang cukup besar, setiap unit bisnis juga memerlukan investasi peralatan dalam jumlah besar untuk mempertahankan maupun meningkatkan kapasitas produksi yang ada serta mengikuti perkembangan kebutuhan pasar.

Besarnya jumlah investasi minimum ini akan mempengaruhi skala komitmen yang dilakukan oleh perusahaan saat melakukan ekspansi pasar.

4.5 *Strategic Intent* PT Elnusa Geosains

Dalam merumuskan *strategic intent* yang akan dilakukan oleh perusahaan dengan melihat analisis SWOT diatas maka dapat diklasifikasikan beberapa *issue* penting yang terkait dengan kondisi pasar seismik dalam negeri dan dapat menimbulkan permasalahan bagi perusahaan di waktu yang akan datang, beberapa *issue* tersebut diantaranya :

- PT Elnusa Geosains tidak memiliki unit riset dan pengembangan untuk terus *update* dengan teknologi sehingga ketergantungan terhadap peralatan dari vendor luar negeri cukup besar.
- Pesaing baru yang memiliki hubungan yang baik dengan BP migas selaku regulator dapat mempengaruhi bisnis perusahaan.
- Keterbatasan modal investasi untuk melakukan pengembangan ekspansi usaha.
- Menurunnya pasar seismik *onshore* karena mulai turunnya pasar domestik secara keseluruhan dan trend yang mengarah ke seismik *offshore*.
- Banyak perusahaan migas (PSC) yang fokus pada aktivitas produksi dibandingkan dengan melakukan kegiatan eksplorasi.
- Persaingan bisnis yang semakin tinggi dan mulai mengarah pada persaingan harga.
- Tenaga SDM yang terbatas untuk unit *seismic data processing* dan GGR.

Dengan memperhatikan beberapa faktor diatas maka perusahaan merumuskan fokus strategi yang harus dijalankan yaitu membangun serta meningkatkan kapabilitas dalam bisnis survei seismik dengan menguatkan *positioning* perusahaan jasa perminyakan yang memiliki reputasi, investasi dalam teknologi, peralatan dan pengembangan SDM,

menjaga hubungan dengan pelanggan serta membangun jaringan untuk pengembangan pasar yang baru yang bertujuan untuk meningkatkan penjualan serta laba.

4.6 Analisis Ekspansi Usaha

Saat ini PT Elnusa Geosains telah menjadi *market leader* di bidang jasa perminyakan untuk pasar domestik sehingga untuk terus memperoleh serta menjaga pertumbuhan pendapatan usaha maka perusahaan tidak dapat lagi mengandalkan pasar domestik untuk meningkatkan penjualan, selain tetap terus berinovasi menawarkan produk atau layanan baru bagi pelanggan. Untuk itu perusahaan telah memutuskan untuk melakukan strategi ekspansi pasar di luar pasar domestik yang memiliki peluang pasar cukup besar. Analisis dengan menggunakan Rerangka *basic entry decision* dijelaskan sebagai berikut.

4.6.1 Negara tujuan ekspansi bisnis perusahaan

Dalam menentukan rencana ekspansi usahanya ke pasar luar negeri, perusahaan memandang relatif cukup sulit menembus pasar negara-negara yang memang sudah menjadi produsen utama minyak mentah dunia karena sudah cukup ramainya perusahaan jasa seismik global yang beroperasi dan secara umum negara tersebut lebih fokus kepada aktivitas produksi dari sumur yang telah ada untuk mempertahankan kapasitas produksi saat ini. Semakin tingginya harga minyak dunia dan keterbatasan jumlah cadangan migas mendorong banyak negara-negara "baru" untuk mulai meningkatkan aktivitas eksplorasi migas di negaranya sendiri. PT Elnusa Geosains menetapkan beberapa area lokasi atau negara untuk menjadi tujuan dari rencana ekspansi usaha diantaranya adalah kawasan *Middle East* seperti Irak, Libya dan Yaman, beberapa negara di kawasan ini memiliki *country risk* yang relatif cukup tinggi, serta kawasan regional Asia yaitu Brunei Darussalam dan India. Negara –

negara tersebut merupakan pasar yang potensial karena mulai menggiatkan kembali rencana untuk kegiatan eksplorasi migas di wilayahnya. Dalam tulisan ini ruang lingkup pembahasan akan dibatasi pada tiga negara yang sudah dijajaki untuk melakukan kerja sama dengan perusahaan.

Irak

Irak adalah negara yang mempunyai kandungan minyak ketiga terbesar di dunia, produksinya memenuhi 11% kebutuhan minyak dunia. Irak juga memiliki kandungan gas yang memenuhi 2% dari kebutuhan di dunia, karenanya sangat potensial untuk menemukan cadangan minyak dan gas. Di tahun 2006, pendapatan dari ekspor minyak bumi mencapai 60% dari GDP dan 89% pendapatan pemerintah. Irak mungkin sangat tertinggal dalam bidang eksplorasi minyak dan gas di dunia. Di tahun yang akan datang, akan banyak perusahaan jasa dibidang migas yang akan berinvestasi dan bekerja di Irak.

Semenjak penerapan sanksi PBB dan perang teluk, industri perminyakan di Irak telah ketinggalan dalam teknologi terlebih sektor keuangan. Ketika sanksi PBB dihilangkan, maka pengembangan industri perminyakan dimulai. Infrastruktur dibidang sumur hingga ke dermaga sangat memerlukan investasi dan keahlian dari luar Irak. Peluang pasar lainnya juga terbuka dibidang LPG, penyulingan minyak, *petrochemical* dan pembangkit listrik.

Berdasarkan *oil and gas journal* (2001), cadangan migas Irak mencapai 115 *billion* barel namun data ini relatif sudah tidak *update*, beberapa perusahaan jasa migas dunia selama 2 tahun terakhir banyak diminta untuk melakukan survei oleh pemerintah Irak. Cadangan migas mayoritas terletak di patahan sebelah timur wilayah Irak, berdasarkan data pemerintah, Irak memiliki 9 lapangan migas yang dikenal dengan *super giant* terkonsentrasi di sebelah tenggara Irak (memiliki cadangan

sebanyak 5 *Billion* barel) serta 22 lapangan migas *giant* dengan cadangan sebanyak (1 *billion* barel). Sekitar 20% cadangan migas Irak terdapat di sebelah utara di dekat Kirkuk, Mosul dan Khanaqin, namun pengendalian wilayah ini masih menjadi kontroversi etnis Kurdis serta kelompok lain di wilayah tersebut.

Menurut laporan industri minyak yang sudah berpengalaman, kegiatan eksplorasi baru akan menaikkan cadangan minyak dalam jumlah besar di Irak, kurang lebih 200 *billion* barel, yang hanya memerlukan biaya eksplorasi yang relatif murah. Terdapat empat perusahaan besar Inggris dan Amerika sangat berkeinginan untuk bisa kembali ke Irak, karena tidak diikuti sertakan sehubungan dengan nasionalisasi pada tahun 1972. Pada tahun-tahun terakhir di era pemerintahan Saddam, perusahaan dari Inggris dan Amerika Serikat merasa iri melihat perusahaan-perusahaan dari Perancis, Rusia, China, dan beberapa negara lainnya memiliki nilai kontrak besar disana. Tapi sanksi PBB kepada Irak menyebabkan semua perusahaan dari negara-negara tersebut tidak dapat bekerja lagi di Irak. Sejak Invasi Amerika Serikat ke Irak tahun 2003, kondisi lingkungan telah berubah. Perusahaan-perusahaan yang bermitra dengan pihak Amerika Serikat mendapatkan kontrak pekerjaan besar dan mendapatkan keuntungan dalam jumlah besar. Pemerintahan baru di Irak yang mulai terbentuk tahun 2005, namun masih dipengaruhi oleh Amerika Serikat sebagai penasihat, banyak perusahaan berminat untuk kembali bekerja di Irak, tetapi sampai saat ini belum ada ditanda tangannya kontrak baru setelah Pemilu. Pemerintahan lokal sangat berpengaruh terhadap kebijakan mengenai pekerjaan dibidang migas dan sangat besar tekanan dari masyarakat maupun pemerintah lokal untuk menentang de-nasionalisasi.

Regulasi

Undang-undang migas yang baru diajukan ke parlemen sekitar Februari 2007, fokus kepada pengembangan jasa *upstream* serta pengaturan atas partisipasi investor

asing pada sektor migas. Peraturan ini juga mengatur peran kerjasama Iraq National Oil Company serta Federal Oil and Gas Council dalam melakukan *review* kontrak terutama untuk pengendalian lapangan migas serta pembagian pendapatan (*revenue sharing*). Tidak adanya kepastian perundangan di masa lalu, menimbulkan kerancuan dalam melakukan persetujuan dengan pemerintahan yang berwenang. Kurdistan Regional Government telah menandatangani kerjasama pengembangan dan eksplorasi lapangan migas dengan beberapa perusahaan asing selain itu beberapa kontrak yang ditandatangani saat pemerintahan Saddam Husein juga ditinjau ulang.

Politik Irak sampai saat ini dan kedepan masih sering berubah, tapi industri migas tetap merupakan dasar dari semua kebijakan yang akan diambil, namun negara ini memiliki ketidakstabilan keamanan terutama konflik antar etnis (Sunni dan Shi'ah) yang dapat membahayakan risiko bisnis perusahaan.

India

India telah menunjukkan sebagai salah satu pilar kekuatan ekonomi Asia, dengan didukung oleh pasar domestik yang cukup besar India sebagai salah satu dari sedikit negara yang mencatat pertumbuhan GDP sebesar 9,1% di tahun fiskal 2006 naik dari 8,7% pada tahun 2005. Dalam industri migas India merupakan salah satu konsumen minyak bumi terbesar di tahun 2006. Berdasarkan data *oil and gas journal* (Januari 2007), India memiliki cadangan minyak bumi 5,6 *billion* barel kedua terbesar setelah China untuk wilayah Asia Pasifik serta 38 Trilliun *cubic feet*. Mayoritas cadangan minyak bumi terletak di kawasan pantai barat (Mumbai High) serta timur laut India. Produksi gas alam terletak di wilayah Assam, Andra Pradesh dan Gujarat.

Untuk tujuan diatas, maka sektor migas India akan membutuhkan investasi yang berkelanjutan di *upstream*, *downstream*, dan pembangunan infrastruktur.

Pertumbuhan industrialisasi di India telah meningkatkan jumlah konsumsi migas dan permintaan akan produksi migas juga menunjukkan peningkatan yang terus menerus. Hal ini juga tercermin dari peningkatan konsumsi gas dunia sampai 2.3% di tahun 2005 yang disebabkan oleh meningkatnya konsumsi gas di China dan India. Di tahun 2004, India merupakan konsumen minyak mentah terbesar keenam di dunia dan importir minyak mentah terbesar ke sembilan di dunia dengan pertumbuhan konsumsi energi (CAGR) periode 1999-2005 sekitar 3,8%.

Di tahun 2006 produksi migas India adalah 846.000 barel per hari, 77% merupakan produksi minyak mentah, konsumsi minyak buminya mencapai 2.630.000 barrels per hari, sementara pertumbuhan konsumsi gas alam jauh lebih tinggi sehingga India hanya dapat memenuhi 30% dari seluruh kebutuhan konsumsi migas domestik. Sementara itu produksi gas India adalah 29.4 Milyar meter *cubic* per hari dengan tingkat konsumsinya adalah sebesar 32.1 Milyar meter *cubic* per hari, pertumbuhan konsumsi gas dalam negeri India akan terus bertambah di masa datang. Hal ini mengindikasikan bahwa terdapat *gap* yang sangat besar antara produksi dan konsumsi dalam negeri yang akan terus meningkat. Saat ini 75% kebutuhan minyak mentah dalam negeri dipenuhi melalui impor terutama dari negara-negara di kawasan *Middle East* (60%).

India memiliki 26 basin yang meliputi 3,14 juta km persegi yang terdiri dari 1,34 juta km persegi di darat dan 1,8 juta km persegi di laut. Baru 7 basin yang dieksplorasi secara intensif, sisanya belum dieksplorasi dan juga karena adanya masalah logistik dan geologi yang kompleks. Saat ini India mempunyai dua perusahaan minyak nasional yaitu Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) dan Oil India Limited (OIL) yang dibentuk pada tahun 1956 dan tahun 1959. Aktifitas eksplorasi seismik di India dilakukan oleh kedua perusahaan ini. Industri migas India

didominasi oleh kedua perusahaan negara tersebut, namun untuk mendorong produksi migas dalam negeri pemerintah telah mengizinkan perusahaan migas asing (sampai 100% kepemilikan) untuk melakukan eksplorasi migas, sepanjang tahun 2000-2005 pemerintah telah memberikan 110 konsesi blok migas. Di tahun 2007 diharapkan pemerintah dapat memberikan 52 konsesi blok migas. ONGC juga aktif melakukan investasi di 15 negara di luar India seperti Afrika, Asia, Amerika Latin dan kawasan Timur Tengah.

Sementara perusahaan jasa seismik global yang saat ini beroperasi di India yaitu CGG dan WesternGeco, dimana survei seismik yang umum dilakukan di India yaitu seismik 3D.

Pasar seismic di India per tahunnya kurang lebih US\$ 100 juta (tidak termasuk *marine* survei seismik) dan hal ini dapat terlihat dari jumlah *crew* seismik yang melakukan survei seismik pada tahun 2005 yaitu sejumlah 29 *crew*.

Brunei Darussalam

Brunei merupakan negara yang pertumbuhan ekonominya didorong kekayaan sumber daya alam yaitu melalui produksi minyak mentah serta gas alam. Pendapatan yang diperoleh dari sektor migas mencapai hampir 50% dari total GDP, 90% dari total nilai ekport nasional serta 80% dari total pendapatan pemerintah negara Brunei. Dengan jumlah konsumsi energi yang relatif sedikit Brunei menjadi negara net exportir, sekitar 73,9% dari kebutuhan energinya dipenuhi melalui gas alam. Total perkiraan konsumsi energi di tahun 2006 mencapai 13 ribu barel/hari, untuk hasil minyak olahan, Brunei masih melakukan import karena keterbatasan kapasitas pengolahan minyak domestik.

Berdasarkan *oil and gas journal* (Januari 2007), cadangan minyak bumi Brunei sudah mulai menurun dan berada di level 1,1 Milyar barel dan cadangan gas bumi mencapai 13,8 milyar *cubic feet*, untuk itu pemerintah mulai melakukan langkah-langkah konservasi dengan mengendalikan tingkat produksi migas yang dihasilkan. Tahun 2006, total produksi migas mencapai 220 ribu barel/hari sekitar 198 ribu barel/hari merupakan produksi minyak mentah sisanya merupakan produksi gas bumi.

Perusahaan migas yang beroperasi disana didominasi oleh Brunei Shell Petroleum (BSP) merupakan *joint venture* antara Shell dan pemerintah Brunei, saat ini BSP menguasai lapangan migas produktif disana serta memegang monopoli pasar sampai dengan tahun 1999 karena sejak saat itu pemerintah mulai memberikan area blok kepada perusahaan lain seperti Total. Tahun 2002 pemerintah mendirikan perusahaan migas nasional pertama yaitu Brunei National Petroleum Corporation (BNPC) namun karena keterbatasan pengalaman perusahaan ini lebih mendorong memberikan hak pengolahan beberapa wilayah kepada perusahaan lain dibandingkan mengembangkan sendiri. Selain aktivitas eksplorasi dan produksi yang masih berjalan umumnya berlokasi di *onshore*, Brunei memiliki cadangan migas *offshore* yang menjanjikan terutama di area sekitar laut China selatan. Di tahun 2000 pemerintah Brunei telah memberikan hak pengelolaan area blok J dan K kepada konsorsium Shell dan Total, namun adanya persoalan wilayah perbatasan negara (Zona Ekonomi Eksklusif) terutama di Blok Kikeh dengan Malaysia belum juga terselesaikan sampai saat ini, blok Kikeh diperkirakan memiliki cadangan migas potensial sekitar 700 juta barel.

Hubungan perdagangan dan bisnis di Brunei mayoritas dilakukan oleh negara-negara di kawasan regional ASEAN, terutama Singapura, Malaysia Indonesia dan

Jepang. Perusahaan migas dunia yang melakukan bisnis di Brunei relatif terbatas yaitu Shell, Total serta Mitsubishi. Stabilitas politik dan keamanan di Brunei juga baik sehingga cukup kondusif dalam melakukan hubungan bisnis.

Regulasi

Untuk regulasi perpajakan, Brunei tidak mengenal pajak pertambahan nilai (VAT) maupun *withholding tax* untuk transaksi bagi entitas atau BUT Brunei, tetapi tetap memberlakukan pajak penghasilan badan setiap tahunnya atas laba yang dihasilkan. Setiap perusahaan luar negeri yang akan mengikuti tender pekerjaan di bidang migas harus bekerja sama dengan perusahaan lokal untuk menjadi peserta tender.

Tabel 4.2
RANGKUMAN KEADAAN 3 PROSPEK NEGARA TUJUAN

VARIABEL	Irak	India	Brunei
Prospek Pasar	Potensi kegiatan eksplorasi cukup tinggi pasca perang dan peluang memperoleh proyek yang panjang	Potensi kegiatan eksplorasi cukup besar sekitar USD 100 Mio	Potensi eksplorasi relatif sedikit, fokus pada aktivitas produksi
Persaingan Usaha	Pasca perang belum banyak perusahaan jasa migas yang beroperasi	Perusahaan jasa seismik yang beroperasi relatif cukup banyak	Sudah cukup lama tidak ada aktivitas eksplorasi, lebih ke penunjang jasa produksi
Politik dan Keamanan	Stabilitas politik dan keamanan belum terjadi Potensi konflik antar etnis masih besar	Masih terdapat potensi konflik di wilayah perbatasan dengan Pakistan	<i>Country risk</i> relatif rendah Keadaan politik & keamanan relatif stabil
Kondisi Ekonomi dan Keuangan	Perekonomian baru mulai tumbuh di bawah kontrol aliansi sekutu Variabel makro sulit diprediksi	Merupakan salah satu kekuatan ekonomi Asia selain Cina Variable makro relatif jelas	Perekonomian negara ditunjang oleh sektor migas Variable makro relatif jelas
Hukum	Ketidakpastian dalam Regulasi maupun perundangan Kewenangan pemerintahan daerah dan pusat yang belum jelas	Perundangan dan hukum jelas, Regulasi untuk berafiliasi dengan entitas lokal	Perundangan dan hukum jelas, Regulasi untuk berafiliasi dengan entitas lokal
Operasi	Daerah gurun memiliki kontur serta teknologi yang berbeda sehingga memerlukan investasi	Kondisi area relatif sama dengan proyek domestik	Kondisi area relatif sama dengan proyek domestik

Di bawah ini penulis akan menganalisis strategi entry mode yang paling tepat berdasarkan (Hill, 2007) terdapat 3 variabel penentu yang yang dapat digunakan untuk menentukan strategi *entry mode* yang paling tepat.

4.6.2 Penentuan waktu untuk melakukan ekspansi (*timing entry decision*)

Sejak akhir tahun 2007, perekonomian dunia diwarnai dengan gejolak naiknya harga minyak bumi, bahkan terus menciptakan rekor harga tertinggi di tengah naiknya permintaan dunia untuk kebutuhan energi. Sehingga secara makro industri migas dunia justru sedang mengalami kelebihan permintaan (*over demand*), bagi industri jasa migas saat ini merupakan waktu yang tepat untuk melakukan ekspansi terbukti beberapa negara mulai menggiatkan kembali aktivitas eksplorasi migas yang dimiliki.

Penulis membatasi pembahasan dan analisis dalam tulisan ini menjadi tiga negara dari keseluruhan tujuan ekspansi perusahaan. Ketiga negara yang dianalisis tersebut dianggap memiliki karakteristik lingkungan bisnis migas yang relatif berbeda, Brunei memiliki industri migas yang sudah mapan namun saat ini mulai mencari cadangan migas baru karena mulai turunnya produksi dari lapangan migas yang ada, selain itu sudah cukup lama tidak ada lagi aktivitas survei seismik di negara tersebut. India merupakan negara net-importir migas sehingga seluruh produksi migas dalam negeri digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi di negaranya, saat ini aktivitas eksplorasi disana juga mulai digiatkan kembali. Irak sebagai salah satu negara di kawasan *Middle East*, merupakan negara yang memiliki cadangan potensi migas yang besar, namun ketidakpastian kondisi politik dan stabilitas keamanan dalam tiga tahun terakhir telah meningkatkan risiko bisnis di Irak.

Industri jasa seismik relatif lebih mementingkan total biaya eksplorasi yang harus dikeluarkan sehingga selama perusahaan dapat menjaga struktur biaya operasional secara efisien maka persaingan dengan pemain yang sudah ada di negara tersebut masih terbuka kesempatan yang luas. Secara makro saat ini merupakan *timing* yang tepat bagi perusahaan untuk mulai mencoba ekspansi di pasar migas luar negeri dengan semakin meningkatnya aktifitas eksplorasi di negara-negara produsen migas.

4.6.3 Skala ekspansi dan komitmen perusahaan

Dengan melihat keterbatasan sumber daya yang dimiliki perusahaan terutama modal, tentunya strategi pengembangan pasar ke luar negeri yang dilakukan tidak akan meninggalkan pasar domestik yang selama ini menjadi pasar utama perusahaan, sehingga ekspansi pasar ke luar negeri juga akan dilakukan secara bertahap dan *prudent* dengan menyesuaikan kondisi sumber daya internal yang dimiliki yaitu *financial limitation* dengan skala investasi yang relatif minimal mengingat ekspansi ke pasar yang baru memiliki risiko yang tidak kecil dan perusahaan belum mendapatkan *learning experience* yang mencukupi di negara tersebut. Kebijakan ini ditempuh agar tidak mengganggu kinerja perusahaan secara keseluruhan.

4.7 Strategi *entry mode*

Sektor migas merupakan industri yang menyangkut kemakmuran perekonomian suatu negara dan masyarakatnya serta menjadi sektor yang menyumbang pendapatan negara dalam jumlah yang cukup besar sehingga cukup sarat dengan *issue* mengenai nasionalisme. Strategi masuk ke pasar luar negeri bagi perusahaan seismik tetap harus memperhatikan regulasi serta kondisi spesifik persaingan pasar negara yang bersangkutan. Regulasi umum yang berlaku untuk jasa seismik mengharuskan peserta yang ikut adalah perusahaan lokal (baik institusi pemerintah maupun swasta), sehingga aturan ini banyak mendasari pilihan strategi yang dipilih oleh perusahaan luar negeri untuk mengikuti tender jasa pekerjaan migas di negara lain yaitu melakukan stratejik aliansi dengan mitra perusahaan lokal atau mendirikan *joint venture*. Beberapa negara memang mengharuskan perusahaan mendirikan entitas sendiri (*subsidiary*) dan menanamkan modalnya (FDI). Faktor regulasi fiskal juga menjadi faktor penting dalam menyusun bentuk kerjasama yang

akan dibentuk di masing-masing negara. Bagi perusahaan yang akan masuk, untuk meminimalkan risiko bisnis dapat juga mempertimbangkan untuk mendirikan entitas khusus (*special purposes vehicles / SPV*) yang akan digunakan untuk masuk ke pasar tersebut. Umumnya SPV didirikan di wilayah negara yang memberikan keuntungan pajak bagi perusahaan seperti tingkat pajak penghasilan yang rendah sehingga banyak perusahaan yang mendirikan SPV sebagai alat untuk melakukan ekspansi. Perusahaan cenderung untuk tidak mengambil bentuk investasi atau *entry mode* dalam bentuk kepemilikan saham perusahaan sejenis yang ada di luar negeri yang memang memiliki risiko bisnis yang lebih kecil.

PT Elnusa Geosains belum pernah menjalankan bisnis di ketiga negara tujuan di atas, untuk itu perusahaan berusaha mencari informasi sebanyak mungkin untuk pembahasan dan pemilihan analisis *entry* strategi bagi industri jasa seismik yang dapat dijelaskan sebagai berikut. Faktor kecepatan *entry* pada pasar yang dituju tidak terlalu relevan bagi industri jasa seismik sehingga analisis dibawah tidak memasukkan faktor ini selain itu faktor kemampuan sumber daya internal yang dimiliki perusahaan juga mendasari pilihan strategi yang dipilih.

Analisis penulis adalah sebagai berikut :

Irak

Karakteristik lingkungan bisnis di Irak yang memiliki risiko negara yang cukup tinggi karena instabilitas politik dan keamanan serta ketidakpastian hukum dan regulasi yang jelas akan sangat mempengaruhi strategi *entry* yang dipilih perusahaan.

- Strategi *greenfield* memang tepat untuk keadaan dimana tidak terdapat atau sedikit pesaing sehingga entitas yang akan dibentuk dapat sesuai dengan strategi PT Elnusa Geosains, namun ketidakstabilan politik dan keamanan membuat strategi

ini menjadi sangat berisiko terkait dengan besarnya modal yang harus dikeluarkan serta komitmen bisnis PT Elnusa Geosains di negara ini.

- Strategi akuisisi perusahaan sejenis yang telah ada (*incumbent*) di Irak menjadi cukup sulit mengingat keterbatasan informasi yang ada mengenai perusahaan yang beroperasi disana, lingkungan bisnis yang kurang kondusif akibat kondisi perang yang sudah berlangsung cukup lama dan mempengaruhi perekonomian maupun infrastruktur migas di Irak.
- Strategi aliansi banyak digunakan untuk pelaku di industri migas terutama dengan adanya regulasi yang mengharuskan kerjasama dengan perusahaan lokal. Strategi ini memiliki risiko operasional yang lebih kecil karena lebih sedikitnya modal yang harus dikeluarkan dengan adanya *sharing* biaya dan risiko pekerjaan dengan mitra lokal, selain itu PT Elnusa Geosains dapat memperoleh informasi serta mempelajari praktik bisnis di Irak terlebih dahulu.
- Strategi *joint venture* bagi perusahaan jasa seismik yang memiliki karakteristik operasi *project based* di negara yang mempunyai risiko politik tidak stabil menjadi tidak cocok bagi PT Elnusa Geosains yang baru akan merintis ekspansi globalnya mengingat ketidakpastian regulasi maupun stabilitas keamanan di masa datang. Baik bagi *joint venture* maupun strategi aliansi, pemilihan mitra lokal yang tepat menjadi faktor penting bagi PT Elnusa Geosains.

India

India sebagai salah satu kekuatan ekonomi Asia merupakan negara net importir migas karena kebutuhan energi domestik yang cukup besar. Kondisi politik yang relatif stabil meskipun masih terdapat potensi konflik di wilayah perbatasan.

- Strategi *greenfield* memang cocok untuk kondisi negara yang sedang mengundang masuknya investor asing. Namun selain besarnya modal yang harus diinvestasikan

serta regulasi untuk bekerjasama dengan perusahaan lokal untuk sektor migas, ketidaktahuan perusahaan mengenai pasar di India membuat strategi ini memiliki risiko yang lebih besar.

- Strategi akuisisi perusahaan yang telah ada (*incumbent*) di India relatif cukup sulit mengingat India bukan negara yang perekonomiannya didominasi oleh sektor migas (net importir) sehingga pemain lokal sejenis di industri ini relatif tidak banyak, akuisisi bukan merupakan strategi yang dipilih dengan melihat keterbatasan sumberdaya modal internal PT Elnusa Geosains.
- Regulasi yang mengharuskan investor asing untuk bekerjasama dengan perusahaan lokal di India serta risiko yang lebih kecil membuat strategik aliansi menjadi strategi yang lebih cocok dengan tujuan ekspansi PT Elnusa Geosains.
- Strategi *joint venture* di India juga cukup tepat untuk dipertimbangkan mengingat potensi pasar aktivitas eksplorasi seismik yang cukup besar mencapai sekitar USD 100 juta serta perangkat hukum yang lebih jelas sehingga memberikan kepastian bisnis bagi investor. Minimnya pengetahuan praktek bisnis di India membuat PT Elnusa Geosains lebih baik melakukan ekspansi secara bertahap terlebih dahulu.

Brunei Darussalam

Brunei Darussalam merupakan negara kecil yang menggantungkan perekonomiannya dari sektor migas. Negara ini telah cukup lama menjadi negara ekportir migas, saat ini tingkat produksi dan cadangan migas Brunei sudah mulai menurun, sehingga pemerintah Brunei mulai menggiatkan kembali aktivitas eksplorasi.

- Pasar jasa seismik eksplorasi di Brunei relatif tidak besar, sehingga strategi *greenfield* akan menjadi kurang tepat terutama peluang pasar untuk beberapa tahun kedepan. PT Elnusa Geosains tidak harus mendirikan *legal entity* di negara ini.

- Strategi akuisisi perusahaan sejenis yang telah ada (*incumbent*) menjadi sulit dijalankan karena sudah sejak lama Brunei tidak melakukan aktivitas eksplorasi.
- Faktor Regulasi yang mengharuskan investor asing untuk bekerjasama dengan perusahaan lokal di Brunei serta belum jelasnya peluang pasar secara jangka panjang membuat strategik aliansi menjadi strategi yang lebih cocok dengan tujuan ekspansi PT Elnusa Geosains untuk jangka pendek.
- Strategi *joint venture* di Brunei juga dapat dipertimbangkan dengan dukungan perangkat hukum yang lebih jelas namun potensi pasar yang relatif lebih kecil membuat strategi ini menjadi tidak optimal.

Tabel 4.3
ENTRY STRATEGY DI 3 PROSPEK NEGARA TUJUAN

VARIABEL	Irak	India	Brunei
Joint Ventures	Strategi Tidak optimal Ketidakpastian regulasi Karakter bisnis project based Risiko bisnis yang lebih besar untuk jangka panjang Peluang pasar belum jelas	Kurang Optimal Regulasi yang lebih jelas Peluang pasar seismik yang cukup besar Komitmen investasi yang lebih besar dan berisiko Stabilitas politik dan keamanan	Strategi Tidak optimal Regulasi yang lebih jelas Peluang pasar tidak besar Komitmen investasi yang lebih besar Stabilitas politik dan keamanan
Strategik Aliansi	Strategi Optimal Memenuhi regulasi yang berlaku Risiko dan biaya investasi yang lebih kecil	Strategi Optimal Memenuhi regulasi yang berlaku Risiko dan biaya investasi yang lebih kecil Peluang pasar yang cukup besar Regulasi fiskal yang lebih mendukung	Strategi Optimal Memenuhi regulasi yang berlaku Risiko dan biaya investasi yang lebih kecil Stabilitas politik dan keamanan Regulasi fiskal yang lebih mendukung
Greenfield	Strategi Tidak optimal Ketidakstabilan politik dan keamanan Risiko yang lebih besar untuk jangka panjang Peluang pasar belum jelas Regulasi fiskal yang belum jelas	Strategi Tidak optimal Regulasi mengenai kepemilikan asing di sektor migas Risiko investasi yang lebih besar Komitmen secara jangka panjang Karakter bisnis project based	Strategi Tidak optimal Regulasi mengenai kepemilikan asing di sektor migas Peluang pasar tidak besar Stabilitas politik dan keamanan Karakter bisnis project based
Akuisisi	Strategi Tidak optimal Keterbatasan Informasi bisnis mengenai perusahaan sejenis Risiko bisnis yang lebih besar untuk jangka panjang Peluang pasar belum jelas	Kurang Optimal Perusahaan jasa migas relatif tidak terlalu banyak Risiko yang lebih besar Komitmen bisnis jangka panjang Stabilitas politik dan keamanan	Strategi Tidak optimal Perusahaan jasa migas relatif tidak terlalu banyak Peluang pasar tidak besar Stabilitas politik dan keamanan
Entry Mode Strategy	Strategik Aliansi	Strategik Aliansi lebih optimal namun strategi Joint Venture dapat dilakukan setelah adanya kepastian pasar dan kondisi persaingan yang kondusif	Strategik Aliansi

Berdasarkan analisis dari strategi *entry* diatas maka PT Elnusa Geosains sebaiknya menjalankan stratejik aliansi di ketiga negara tujuan diatas dengan memperhatikan faktor risiko dan lingkungan bisnis di negara tersebut serta kemampuan sumber daya internal perusahaan. Dari analisis di atas dimungkinkan perubahan strategi *entry* untuk negara India setelah PT Elnusa Geosains beroperasi untuk proyek pertamanya, dengan mendirikan *legal entity* baik berupa *joint venture* maupun akuisisi mengingat peluang pasar yang terbuka lebar, namun hal ini akan tergantung pada kesiapan sumber daya modal perusahaan serta analisis yang jauh lebih mendalam mengenai skema kerjasama dalam *joint venture*. Strategi *entry greenfield* relatif kurang optimal jika melihat karakter industri jasa migas yang bersifat *project based*, terutama jika memperhitungkan mengenai kontinuitas peluang pasar di masa datang pada lokasi tersebut serta jumlah modal yang harus dikeluarkan oleh perusahaan.

Manfaat dari pemilihan strategi *entry* melalui stratejik aliansi bagi PT Elnusa Geosains adalah :

- PT Elnusa Geosains dapat melakukan ekspansi ke pasar di negara lain dalam waktu yang relatif lebih cepat (tanpa memerlukan proses pendirian maupun perijinan untuk badan usaha tetap / BUT) dengan jumlah biaya maupun investasi yang tidak terlalu besar sehingga dapat meminimalkan risiko dari pelaksanaan proyek ini. Strategi ini juga dapat mengatasi hambatan berupa regulasi mengenai keterlibatan perusahaan lokal dalam setiap pelaksanaan proyek migas.
- PT Elnusa Geosains dapat memanfaatkan jaringan maupun informasi yang dimiliki mitra lokal atas kondisi lingkungan bisnis di negara tersebut terutama untuk penyediaan *labor supply* serta sosialisasi yang diperlukan untuk pelaksanaan

proyek. Perbedaan budaya yang ada maupun hambatan dalam sosialisasi di proyek dapat diminimalkan melalui peran mitra lokal.

- Melalui strategik aliansi, PT Elnusa Geosains dapat memanfaatkan untuk proses pembelajaran bagi perusahaan termasuk potensi peluang usaha yang dapat diambil.

Namun kerjasama ini juga memiliki beberapa kendala operasional seperti

- Pengendalian manajemen proyek serta koordinasi dengan mitra menjadi penting untuk keberhasilan pelaksanaan proyek. Kekurangan yang tampak jelas adalah dalam hal kecepatan dan koordinasi pengambilan keputusan karena peran serta kontrol akan semakin berkurang meskipun untuk posisi dan tanggung jawab kunci masih dipegang sepenuhnya oleh PT Elnusa Geosains.

Faktor pendukung yang memegang peranan penting pada implementasi strategi strategik aliansi akan dapat optimal jika didukung oleh pemilihan mitra lokal yang tepat untuk mendukung pelaksanaan operasi, bahasan mengenai kriteria pemilihan mitra lokal akan dibahas lebih lanjut.

4.8 Keputusan Pilihan *Entry Strategy*

Dengan melihat kemampuan sumber daya internal PT Elnusa Geosains, untuk proyek pertama yang diperoleh di suatu wilayah, perusahaan memang cenderung memilih strategi *entry* dalam skala yang lebih kecil yaitu melakukan strategik aliansi menggunakan mitra lokal, sehingga perusahaan dapat mempelajari mengenai peluang pasar dan mengurangi risiko bisnis. PT Elnusa Geosains telah menyadari kontrol menjadi semakin berkurang serta pengambilan keputusan menjadi relatif lebih lambat terutama apabila masing-masing pihak ingin terlibat dalam proses tersebut. PT Elnusa Geosains saat ini belum mempertimbangkan untuk membentuk entitas tetap di negara tujuan mengingat pasar yang diperoleh relatif belum terlalu besar sehingga investasi

dalam jumlah besar masih menjadi pertimbangan perusahaan, namun saat ini strategi ke arah tersebut sudah mulai dijajaki terutama untuk peluang pasar negara di kawasan *Middle East* yang memang relatif besar.

4.8.1 Pemilihan Mitra Lokal Untuk Stratejik Aliansi

- Pilihan untuk melakukan aliansi stratejik dengan mitra lokal sudah dijajaki dan dilakukan kerjasama resmi, peran mitra lokal ini tidak saja untuk mengikuti persyaratan tender pekerjaan seismik di negara tersebut namun untuk membantu operasional pekerjaan di luar aktivitas inti dari jasa seismik. PT Elnusa Geosains tentunya mendapatkan prosentase *share* yang lebih besar dari kerjasama ini namun hal ini akan tergantung dari kondisi atau regulasi yang berlaku di negara tersebut. Pemilihan mitra lokal memang menjadi faktor penting, karena keberhasilan pelaksanaan proyek tidak terlepas dari komitmen masing-masing pihak terhadap kerjasama ini. Sumber informasi untuk pemilihan mitra dapat diperoleh dari beberapa sumber referensi seperti pelanggan (*client*), institusi pemerintah negara tersebut atau mencari sumber informasi sendiri.

Pemilihan mitra kerjasama yang dilakukan oleh PT Elnusa Geosains didasarkan atas beberapa kriteria yaitu :

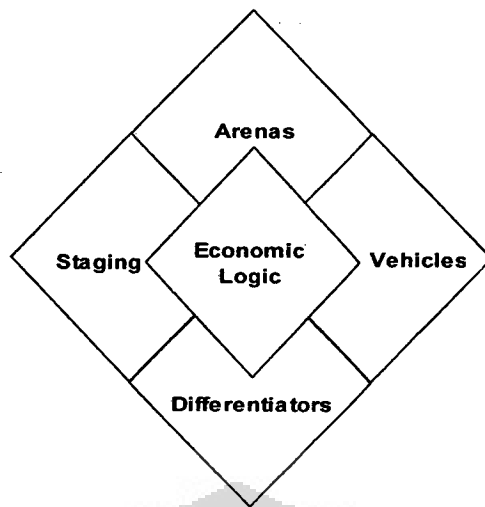
- Memiliki pengalaman dan komitmen di bidang jasa seismik untuk mempermudah pelaksanaan proyek. PT Elnusa geosains dapat memanfaatkan peran mitra ini untuk proses bisnis dan aktivitas penunjang pekerjaan utama, seperti masalah hubungan dengan otoritas resmi yang ada di negara tersebut, memang akan lebih baik jika mitra lokal merupakan bagian dari institusi pemerintah terkait dengan segala bentuk proses perijinan. Pada prakteknya PT Elnusa Geosains mengalami kesulitan dalam mencari mitra yang sesuai dan memenuhi semua kriteria yang diinginkan perusahaan di negara tersebut, pilihan yang tersedia adalah melakukan

kerjasama dengan mitra lokal yang tidak memiliki pengalaman di industri jasa seismik terutama jika proses pencarian mitra harus dilakukan dalam waktu yang relatif singkat untuk proses mengikuti tender pekerjaan.

- Kepercayaan yang merupakan dasar hubungan kerjasama perlu dibentuk agar pelaksanaan komitmen dan tanggung jawab dari tiap pihak terutama mitra lokal dapat berjalan dengan baik (*trustable partner*). Perencanaan yang dilakukan secara detail sebelum pelaksanaan proyek berguna untuk memastikan kontribusi masing-masing pihak diperlukan dalam penyelesaian proyek secara tepat waktu dan menguntungkan masing-masing pihak. Proses pengambilan keputusan dapat berlangsung lebih cepat termasuk dalam hal transparansi serta *sharing* informasi.
- Prinsip kehati-hatian mutlak diperlukan agar mitra lokal yang dipilih tidak berpotensi menjadi pesaing perusahaan di masa datang, namun hal ini memang sulit dilakukan.
- Pengalaman belajar dari setiap proyek yang telah dilakukan selalu menjadi dasar perbaikan untuk kerjasama operasi di proyek berikutnya yang dilakukan perusahaan termasuk untuk evaluasi kinerja mitra lokal yang telah dilakukan.

4.9 Analisis Strategi Metode *Diamond* PT Elnusa Geosains

Setelah melakukan analisis mengenai strategi *entry mode* yang paling optimal ke pasar seismik luar negeri bagi perusahaan adalah dengan menggunakan aliansi strategik, jika dilakukan analisis strategi perusahaan secara keseluruhan dengan metode *diamond* adalah sebagai berikut :



Gambar 4.1 Analisa Strategi Metode *Diamond*

1. *Arenas*

- PT Elnusa Geosains merupakan *market leader* untuk layanan jasa seismik *onshore* di pasar domestik sehingga perusahaan akan terus memfokuskan pengembangannya untuk menjadi perusahaan yang memberikan layanan jasa survei seismik secara lengkap mulai dari pengambilan data survei lapangan, pemrosesan data hasil survei hingga interpretasi data baik *onshore* maupun *offshore*.
- Operasional perusahaan tidak hanya untuk pasar di Indonesia (domestik) tetapi juga mulai merintis untuk ekspansi ke wilayah regional Asia.

2. *Vehicles*

- Perusahaan lebih mengandalkan pertumbuhan bisnis secara *organic* seperti saat menguasai pangsa pasar domestik di bidang survei seismik.
- Mengembangkan aliansi strategik dengan mitra lokal untuk ekspansi ke pasar seismik *onshore* regional yang mulai dibangun.
- Merintis kerja sama operasi dengan mitra dari luar negeri untuk penguasaan survei seismik *offshore*.

- Menjalinkan kerjasama dengan *supplier* utama untuk penyediaan peralatan dan *spare parts* yang diperlukan untuk kelangsungan jalannya operasi perusahaan.

3. *Differentiators*

- Kompetensi inti perusahaan adalah kemampuan SDM yang berpengalaman, baik untuk keahlian maupun dalam menangani manajemen proyek seismik di beberapa lokasi proyek di Indonesia.
- Perusahaan sudah memiliki reputasi sebagai perusahaan seismik terbaik di Indonesia dan memiliki hubungan yang baik dengan BP Migas selaku regulator maupun dengan beberapa *client* perusahaan minyak asing.

4. *Staging*

- Mengembangkan pangsa pasar survei seismik *offshore* di Indonesia dengan menjalin kerjasama operasi terlebih dahulu dengan mitra asing dan secara bertahap perusahaan dapat melakukan investasi untuk dapat menjalankan proyek *offshore* sendiri di masa datang.
- Untuk ekspansi ke pasar regional, perusahaan memilih pasar secara selektif dan tidak dalam skala ekspansi yang besar dengan memilih strategi *entry* aliansi stratejik bekerja sama dengan mitra lokal.

5. *Economic logic*

- Perusahaan memiliki manajemen pengendalian biaya (efisiensi) dalam setiap proyek yang telah teruji.
- Perusahaan selalu menyediakan layanan yang lengkap dengan kualitas terbaik kepada pelanggan.

4.10 Risiko terkait dengan strategi pengembangan pasar

Dalam menjalankan rencana ekspansi usaha ini PT Elnusa Geosains dihadapkan pada risiko yang dapat berdampak pada bisnis perusahaan jika tidak diantisipasi dan dipersiapkan secara matang. Pembahasan berikutnya adalah mengenai beberapa jenis risiko yang harus diantisipasi oleh perusahaan sebelum melakukan ekspansi usaha ke luar negeri. Risiko ini terkait erat dengan kondisi dari negara yang dituju, termasuk di antaranya adalah :

Risiko Keuangan

Secara umum risiko keuangan terkait dengan kemampuan pendanaan internal perusahaan dan risiko pembayaran dari pelanggan adalah :

- Kemampuan keuangan pihak pelanggan dalam membayar jasa pekerjaan yang telah dilaksanakan secara tepat waktu serta antisipasi terhadap risiko *default*.
- Pemenuhan kebutuhan modal kerja untuk pendanaan proyek di luar negeri dalam jumlah yang cukup besar terutama untuk pembiayaan jasa tenaga kerja agar tidak mengganggu jalannya operasi termasuk biaya mobilisasi peralatan dan *custom clearance* di negara tersebut.
- Pemenuhan kebutuhan pendanaan untuk investasi peralatan yang diperlukan jika memang telah disyaratkan dalam kontrak untuk kondisi spesifikasi peralatan.
- Sama dengan proyek di dalam negeri, analisis kelayakan perlu dilakukan dengan lebih cermat dalam keputusan untuk menerima proyek, terutama mengenai perhitungan biaya yang membengkak di luar estimasi laba rugi proyek terkait dengan tingginya standar biaya lokal, mobilisasi termasuk *custom clearance* atau adanya masalah eksternal seperti kehumasan dengan lingkungan setempat.

Risiko Operasi

Beberapa hal yang terkait dengan risiko operasi adalah :

- Risiko yang berhubungan dengan sistem operasi dan prosedur yang tidak didukung oleh pihak pelanggan yang akan berdampak pada jalannya operasi secara keseluruhan dan kualitas pelayanan yang dihasilkan seperti standar prosedur keselamatan kerja (*health, safety & environment / HSE*).
- Perbedaan teknologi peralatan yang diterapkan, seperti untuk daerah gurun memiliki kontur tanah dan batuan yang berbeda sehingga peralatan yang biasa digunakan di proyek domestik tidak dapat digunakan.
- *Loss time* karena kerusakan alat maupun ketidaksediaan peralatan dan tenaga teknis di lokasi serta mundurnya jadwal pelaksanaan operasi akibat dari proses pengiriman yang terlambat karena hambatan saat mobilisasi maupun *custom clearance* di beacukai setempat saat mobilisasi peralatan..
- Risiko dengan kondisi lokal setempat terkait dengan hambatan dari masyarakat maupun regulasi yang bertentangan dengan prosedur pelaksanaan operasi.
- Ketidaktersediaan tenaga SDM yang cukup kompeten dan berpengalaman. Masalah remunerasi menjadi *issue* yang cukup penting mengingat persaingan untuk mempertahankan tenaga SDM yang handal menjadi faktor penting untuk mempertahankan keunggulan perusahaan.

Risiko Legal

Beberapa hal penting yang terkait dengan risiko legal adalah :

- Kepastian detail isi kontrak yang tidak merugikan kepentingan perusahaan seperti mengenai masalah peran dan tanggung jawab masing-masing pihak, ruang lingkup pekerjaan, masalah pembayaran, *claim* untuk *standby* peralatan dan lainnya.

- Proses perijinan terkait dengan pelaksanaan proyek, termasuk pengurusan ijin bekerja bagi tenaga kerja Indonesia, tidak hanya pegawai perusahaan namun juga perijinan tenaga kerja kasar yang dibawa dari Indonesia (jika memang diperlukan) dan akan bekerja di negara tersebut. Permasalahan ijin tenaga kerja cukup penting karena setiap negara memiliki kebijakan yang berbeda mengenai permasalahan tenaga kerja asing yang boleh bekerja di sana.
- Terkait dengan perbedaan dasar hukum yang dianut negara tersebut dengan hukum di Indonesia.

Selain itu terdapat beberapa risiko lain yang juga mempengaruhi keputusan *strategy entry* ke negara tujuan yaitu stabilitas politik dan keamanan yang dapat mempengaruhi iklim bisnis di suatu negara (*country risk*), keamanan menjadi faktor yang cukup penting untuk suksesnya pelaksanaan pekerjaan. Risiko ini tidak dibahas secara mendalam dalam tulisan ini, beberapa sumber informasi yang dapat digunakan sebagai referensi mengenai risiko politik dan keamanan dapat diperoleh dari laporan yang dikeluarkan secara berkala oleh lembaga atau konsultan internasional.

4.10.1 Manajemen Mitigasi Risiko

Sebelum pelaksanaan proyek, perusahaan harus terlebih dahulu menyusun langkah-langkah untuk meminimalkan seluruh risiko terkait.

Langkah mitigasi risiko keuangan yang dilakukan perusahaan yaitu :

- Dalam setiap proyek yang akan dilakukan, perusahaan menyusun dan melakukan estimasi perhitungan detail seluruh biaya baik biaya langsung proyek serta biaya yang tidak terkait langsung seperti biaya mobilisasi peralatan maupun *custom clearance* di negara tersebut hal ini untuk melihat kebutuhan modal kerja yang diperlukan.

- Perusahaan meminta jaminan pembayaran dari pelanggan, dapat berupa uang muka pelaksanaan proyek ataupun *irrevocable letter of credit* sebagai persyaratan untuk bahan pembahasan dalam negosiasi dengan pihak pelanggan. Kebijakan ini menjadi keharusan dalam pelaksanaan proyek luar negeri untuk meminimalkan risiko keuangan serta membantu mendapatkan kemudahan pinjaman dana dari pihak eksternal (jaminan untuk pinjaman).
- Sebelum pelaksanaan kegiatan operasi berdasarkan rencana arus kas proyek, perusahaan menentukan pemenuhan kebutuhan modal kerja apakah dipenuhi oleh internal atau dengan menggunakan dana eksternal melalui fasilitas modal kerja perbankan yang dimiliki dengan memperhatikan jumlah *financing cost* yang diperlukan.

Langkah mitigasi risiko operasi yang dilakukan perusahaan yaitu :

- Dalam standar operasi perusahaan sebelum melakukan pelaksanaan proyek maka dilakukan *scouting* yang bertujuan melihat kondisi lapangan sebelum dimulainya operasi untuk dapat melihat beberapa faktor yang mempengaruhi pelaksanaan pekerjaan seperti kondisi alam (hutan, rawa, jenis batuan, jarak geografis), hubungan dengan pihak yang memiliki otorisasi keamanan, perijinan, bea cukai dan lainnya termasuk penentuan rumah sakit untuk tempat rujukan bila terjadi kecelakaan kerja. Perusahaan dapat memanfaatkan mitra lokal untuk membantu pekerjaan ini.
- Untuk pelaksanaan proyek, pihak operasi telah memiliki standar detail pelaksanaan pekerjaan dan berdasarkan hasil data *scouting* disusun detail rencana kerja. Untuk penyusunan standar *health safety environment* (HSE) dilakukan kerjasama dengan pihak pelanggan.

- Sebelum dikirim ke lokasi proyek, perusahaan telah memastikan semua peralatan dalam kondisi siap pakai untuk menghindari kerusakan serta perlindungan asuransi untuk risiko kehilangan alat. Selain itu perusahaan juga mengirim *sparepart* yang diperlukan dan mendirikan *warehouse* kecil di setiap lokasi proyek. Dalam proses custom *clearance* perusahaan akan memanfaatkan peran dari mitra lokal untuk membantu proses pengurusan.
- Sosialisasi dengan lingkungan setempat merupakan tanggung jawab pihak pelanggan, sehingga perusahaan harus memastikan sebelum pelaksanaan apakah pihak pelanggan telah melakukan kewajibannya tersebut untuk mempermudah pelaksanaan pekerjaan.
- Perusahaan selalu memanfaatkan kondisi tenaga kerja lokal setempat dengan memanfaatkan bantuan pihak pelanggan agar mempermudah proses penerimaan saat pelaksanaan proyek. Sementara untuk tenaga SDM internal perusahaan, proses rekrutment selalu dikelola dan direncanakan termasuk pelatihan secara reguler. Perusahaan juga harus selalu *update* mengenai masalah remunerasi agar dapat mempertahankan tenaga SDM yang sudah ada.

Langkah mitigasi risiko legal yang dilakukan perusahaan yaitu :

- Perusahaan memanfaatkan jasa *lawyer* internasional untuk melakukan *review* terhadap detail isi kontrak terkait dengan hukum negara yang berlaku maupun jasa *lawyer* lokal di negara tersebut untuk membantu proses perijinan, perusahaan dapat memanfaatkan mitra lokal untuk membantu proses perijinan.
- Perusahaan perlu melakukan langkah proteksi melalui kontrak tidak hanya dengan pelanggan namun juga dengan mitra lokal yang membantu perusahaan untuk pelaksanaan proyek, terutama jika pihak mitra atau pelanggan melakukan pelanggaran terhadap komitmen dan isi kontrak (wanprestasi) selain itu dalam

kontrak perlu diatur juga mengenai penyelesaian sengketa antara pihak yang terlibat hal ini sangat penting mengingat saat melakukan ekspansi usaha, perusahaan terlibat lebih dengan hukum yang berlaku di beberapa negara sehingga bentuk penyelesaian sengketa mutlak diperlukan dan diatur sejak awal, dalam proses pemilihan mitra kerja, perusahaan harus melakukan langkah-langkah protektif dengan memperoleh informasi sebanyak-banyaknya terhadap kapabilitas mitra sehingga lebih selektif dan perlunya pengaturan yang jelas untuk pelaksanaan tanggung jawab serta komitmen masing-masing pihak.

- Perusahaan mencari informasi selengkap mungkin mengenai segala bentuk perijinan yang diperlukan termasuk pemenuhan persyaratan yang diperlukan seperti pengurusan ijin tenaga kerja, pengurusan impor sementara barang dan peralatan dan lainnya. Sumber informasi dapat berasal dari kedutaan negara tersebut maupun mitra lokal sendiri.
- Perusahaan selalu melakukan proses *review* terhadap kontrak dan perjanjian yang telah berjalan sebagai bahan perbaikan untuk proyek selanjutnya.

Pembahasan strategi *entry* ini ditujukan sebagai kerangka dan alat bantu bagi manajemen perusahaan untuk melakukan ekspansi ke pasar luar negeri dengan menggunakan teori yang terkait dengan topik ini, diharapkan tulisan ini dapat memberikan analisis yang mencukupi bagi manajemen.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari analisis dan pembahasan pada bab-bab sebelumnya ada beberapa hal yaitu:

1. PT Elnusa Geosains yang bergerak di bidang jasa survei seismik (*upstream*), memiliki kompetensi inti berupa layanan jasa seismik yang lengkap meliputi data akuisisi seismik untuk daratan termasuk topografi dan *seismic drilling*, transisi maupun laut, navigasi serta geologi, *seismic data processing* dan *geophysical reservoir*.
2. Industri jasa seismik merupakan industri padat modal yang memerlukan investasi peralatan cukup mahal serta modal kerja tidak sedikit untuk kegiatan operasional serta memerlukan pengalaman dalam manajemen proyek, sehingga tergolong memiliki *entry barrier* tinggi dan tidak banyak perusahaan lokal yang turut bermain.
3. Faktor-faktor eksternal yang mempengaruhi lingkungan bisnis perusahaan adalah perubahan dan kemajuan teknologi yang cepat, sosial budaya di lingkungan eksternal perusahaan, regulasi dan perundang-undangan serta faktor kondisi makro perekonomian.
4. Kondisi pasar serta *trend* pasar seismik di Indonesia memang mengarah pada peningkatan aktivitas seismik *offshore* yang masih belum tergarap sementara untuk pasar *onshore* survei seismik relatif stabil serta diperkirakan akan timbul gejala turunnya aktivitas eksplorasi dan fokus pada aktivitas produksi untuk sumur-sumur yang sudah ada.
5. Perusahaan memutuskan untuk melakukan ekspansi ke pasar luar negeri berbekal atas pengalaman yang cukup panjang di pasar domestik sebagai *market leader* serta *timing* yang dianggap tepat dengan naiknya harga minyak dunia, hal ini bertujuan untuk menjaga

pertumbuhan pendapatan usaha perusahaan. Beberapa negara yang menjadi tujuan ekspansi adalah kawasan regional Asia seperti Brunei Darussalam, India serta negara-negara di kawasan *Middle East*. Negara-negara ini memang sedang giat melakukan survei seismik untuk meningkatkan produksi migasnya. Lingkungan bisnis yang dimiliki oleh setiap negara memang berbeda, hal ini menentukan *entry strategy* yang dipakai. Sektor migas merupakan sektor yang sarat kepentingan sehingga regulasi umum yang berlaku bagi perusahaan asing yang akan beroperasi adalah melakukan kerjasama dengan perusahaan lokal baik pemerintah maupun swasta.

6. Sebelum melakukan ekspansi ke pasar luar negeri, perusahaan dihadapkan dengan beberapa jenis risiko seperti risiko keuangan, operasi, tingkat persaingan usaha, legal, ekonomi makro serta risiko negara sehingga strategi untuk mengantisipasi segala risiko yang mungkin timbul perlu disusun dengan terlebih dahulu mencari seluruh informasi yang terkait dengan praktek bisnis di negara tersebut.
7. Faktor yang menentukan dalam pemilihan strategi *entry* oleh PT Elnusa Geosains adalah sumberdaya internal yang dimiliki perusahaan, risiko lingkungan bisnis negara tujuan serta kendali perusahaan disamping regulasi yang berlaku di negara tujuan. Kecepatan untuk masuk ke pasar kurang begitu relevan terhadap industri jasa migas sedangkan faktor komitmen perusahaan akan melihat peluang pasar secara jangka panjang karena karakteristik bisnis perusahaan yang bersifat *project based*.
8. Perusahaan sebaiknya mengambil strategi aliansi stratejik untuk ekspansi ke pasar luar negeri, menjalin kerjasama dengan mitra lokal merupakan pilihan yang paling optimal dengan melihat kondisi sumber daya internal perusahaan. Pilihan strategi ini dapat meminimalkan risiko usaha yang timbul karena adanya *sharing* biaya dan risiko operasional serta mendapatkan pengalaman belajar bagi perusahaan.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan pada tulisan karya akhir ini adalah :

1. Faktor yang paling dominan bagi perusahaan dalam penentuan strategi *entry* adalah sumber daya internal perusahaan dan risiko lingkungan bisnis selain faktor regulasi di negara setempat, untuk itu sebaiknya PT Elnusa Geosains memilih strategi *entry* strategik aliansi dengan pertimbangan risiko yang lebih kecil, menyesuaikan dengan regulasi yang berlaku serta memperhatikan kondisi internal perusahaan sebagai strategi *entry* ke negara-negara yang dituju, walaupun begitu strategi *entry* melalui *joint venture* dimungkinkan di salah satu negara yang menjadi pembahasan yaitu India. Peningkatan skala investasi ini dimungkinkan saat operasional proyek pertama sukses dan peluang pasar memang terbuka luas. Pemilihan mitra lokal yang tepat menjadi faktor yang penting untuk kelancaran operasional proyek yang dijalankan.
2. Strategi ekspansi ke pasar luar negeri ini merupakan proses pembelajaran bagi perusahaan untuk melihat kesiapan sumber daya internal dalam pengelolaan manajemen perusahaan yang mulai memiliki aktivitas internasional sehingga kesiapan seluruh sumber daya terutama SDM harus disiapkan secara matang. Manajemen proyek di luar negeri berbeda dengan pengelolaan proyek domestik, sehingga kesiapan aspek operasional terutama SDM dengan kemampuan berbahasa asing mutlak diperlukan.
3. Rincian informasi mengenai praktik bisnis di negara tujuan harus diperoleh secara rinci oleh perusahaan, karena kurangnya informasi dapat menyebabkan estimasi yang salah dan berdampak pada penyelesaian proyek tidak tepat waktu maupun anggaran biaya yang melebihi dari yang direncanakan, seperti masalah perijinan lokal terkait dengan ijin kerja, sewa bangunan maupun perijinan penggunaan bahan peledak untuk keperluan operasi. Strategi kerjasama aliansi perusahaan dapat memanfaatkan peran mitra lokal sebagai sumber informasi penyusunan rencana kerja serta anggaran proyek.

4. Dalam pemilihan mitra lokal, perusahaan sebaiknya memilih perusahaan yang memang memiliki kompetensi yang tepat serta pengalaman yang memadai dengan bidang jasa seismik, hal ini akan sangat membantu dalam aktivitas pendukung seperti membantu dalam pengurusan segala perijinan maupun hubungan dengan pihak yang berwenang dan memiliki otoritas.
5. Risiko ekonomi seperti pajak menjadi faktor yang cukup penting dan harus diperhitungkan, tidak hanya *withholding tax* namun regulasi pajak yang terkait dengan bea masuk peralatan menjadi biaya yang tidak sedikit, di samping pajak penghasilan bagi perusahaan.
6. Selain tiga negara yang telah dibahas pada tulisan ini, dalam usahanya menembus pasar global, beberapa negara lain memiliki potensi pasar dan kriteria yang sesuai bagi perusahaan untuk dijajaki seperti Libya dan Yaman. Perusahaan dapat menjajaki kemungkinan bisnis di negara-negara ini di masa datang dengan mempertimbangkan kesiapan sumber daya internal perusahaan dan kelancaran operasional proyek di luar negeri.

DAFTAR PUSTAKA

- Ball, Donald A; McCulloch jr, Wendell H; Frantz, Paul L; Geringer, J.Michael; Minor, Michael S. "International Business the Challenge of Global Competition", 10th ed. New York: McGraw-Hill, 2006
- CIA World Factbook – Iraq, India & Brunei Darussalam
- Eiteman, David K.; Stonehill, Arthur L.; Moffet, Michael H.. "Multinational Business finance", 11th ed. New York: Pearson, 2007
- Griffin, Ricky W.; Pustay, Michael W. "International Business" 2nd ed., Massachusetts, : Addison Wesley, 1999
- J.Fred Weston; Mark L Mitchell; J Harold Mulherin. "Takeover, restructuring and corporate governance", 4th ed. New York: Pearson, 2004
- Hambrick, Donald C.; Fredrickson, James W. " Are You Sure You Have a Strategy ", Academy of Management Executive, Vol.19, No.4, pp. 51-62.
- Hill, Charles W.L. "International Business : Competing in the global market place", 6th ed. New York : McGraw Hill, 2007
- Hill, Charles W.L; Peter Hwang; W. Chan Kim.1990. An eclectic theory of the choices of international entry mode. "Strategic Management Journal", February 11: 117-128.
- Hitt, Michael A.; Ireland R. Duane; Hoskisson, Robert E. "Strategic Management : Competitiveness and Globalization", 3rd ed., Ohio: South-Western College Publishing, 1999
- IBIS World Industry Report, Geophysical Surveying and Mapping Services in the US, 54136, 22 September 2005 7, 8, 17, 20.

International Energy Agency 2007, "Oil Market Report" January 11

Laporan Keuangan PT Elnusa Geosains tahun 2006

Oil and Gas Journal, Januari 2007

Porter, Michael E. "*Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance*", 1st ed. New York : The Free Press, 1985

Ross, Stephen A; Westerfield, Randolph W; Jafe, Jeffrey; "*Corporate Finance*" 7th ed.
Boston: McGraw-Hill, 2005

Root F.R. "Entry Strategy for International Markets", Jossey-Bass, San Fransisco,1998

Thompson Jr., Arthur A.; Strickland, A.J; Gamble, John E. "*Strategy Winning In the Marketplace*", 2nd ed. New York: McGraw-Hill, 2006

Wild, John J.; Wild, Kenneth L.; Han Jerry C.Y. "*International Business: an Integrated Approach*", New Jersey : Prentice Hall Int., 2001

www.eia.com

www.quickmba.com

www.worldoil.com

COUNTRY ANALYSIS BRIEF

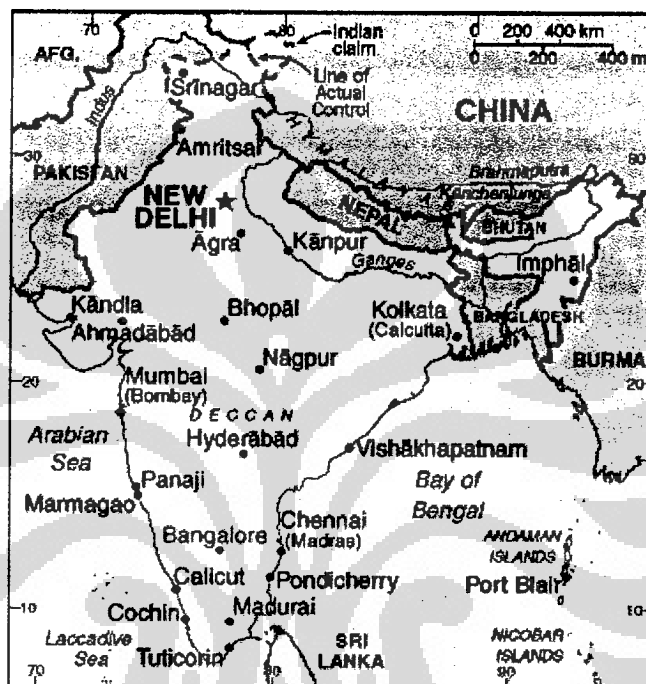
India

Last Updated: January 2007

Background

India boasts a growing economy, and is increasingly a significant consumer of oil and natural gas.

The Indian economy continues to show impressive economic growth. The country's real gross domestic product (GDP) grew at an impressive rate of 9.1 percent during the first half of fiscal 2006 (April – September 2006), after growing by 8.7 percent in fiscal 2005. Together with the country's impressive growth, India has also become a significant consumer of energy resources. According to EIA estimates, India was the fifth largest consumer of oil in the world during 2006.



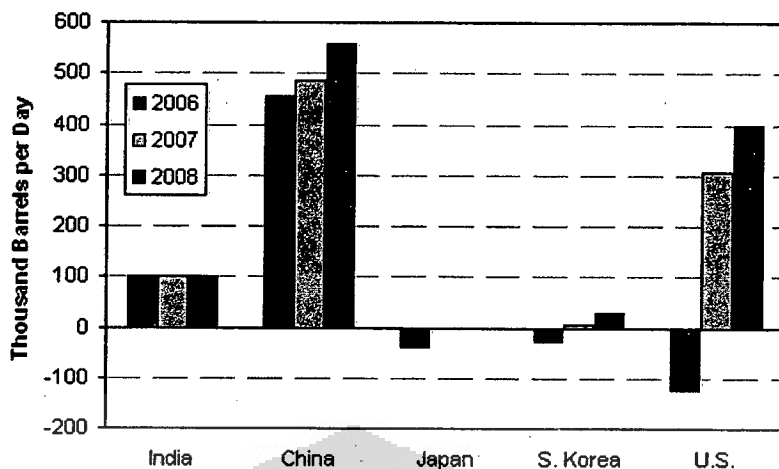
Oil

India is a growing net importer of oil.

According to *Oil & Gas Journal (OGJ)*, India had 5.6 billion barrels of proven oil reserves as of January 2007, the second-largest amount in the Asia-Pacific region (behind China). India's crude oil reserves tend to be light and sweet, with specific gravity varying from 38° API in the offshore Mumbai (Bombay) High field to 32° API at other onshore basins. Much of India's crude oil reserves are located off the western coast (Mumbai High) and in the northeast of the country, although substantial undeveloped reserves are located in the offshore Bay of Bengal and in Rajasthan state.

The combination of rising oil consumption and fairly stable production levels leaves India increasingly dependent on imports to meet consumption needs. In 2006, the country produced an average of 846,000 barrels per day (bbl/d) of total oil liquids, of which 77 percent, or 648,000 bbl/d, was crude oil. During 2006, India consumed an estimated 2.63 million bbl/d of oil. EIA estimates that India registered oil demand growth of 100,000 bbl/d during 2006. EIA forecasts suggest the country will experience similar gains during 2007 and 2008.

Oil Demand Growth Comparison, 2006-2008*



Source: EIA *Short-Term Energy Outlook* (Jan. 2007)

*2006 is estimate,
2007-08 is forecast

Sector Organization

India's oil sector is dominated by state-owned enterprises, although the government has taken steps in recent years to deregulate the hydrocarbons industry and encourage greater foreign involvement. India's state-owned Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) is the largest oil company, and also the country's largest company overall by market capitalization. ONGC is the dominant player in India's upstream sector, accounting for roughly three-fourths of the country's oil output during 2006, according to Indian government estimates.

As a net importer of oil, the Indian government has introduced policies aimed at increasing domestic oil production and oil exploration activities. As part of this effort, the Ministry of Petroleum and Natural Gas crafted the New Exploration License Policy (NELP) in 2000, which for the first time permits foreign companies to hold 100 percent equity ownership in oil and natural gas projects. However, to date, only a handful of oil fields are being operated by foreign firms.

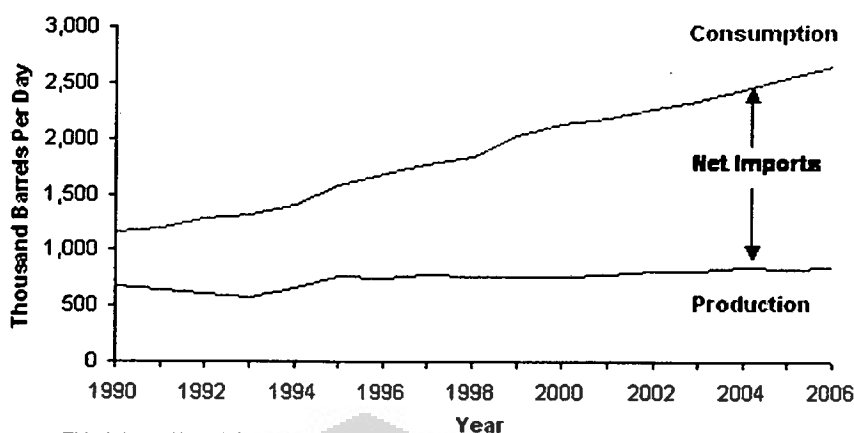
India's downstream sector is also dominated by state-owned entities, although private companies have increased their market share in recent years. The Indian Oil Corporation (IOC) is the largest state-owned company in the downstream sector, operating 10 of India's 17 refineries and controlling about three-quarters of the domestic oil transportation network. Reliance Industries, a private Indian firm, opened India's first privately-owned refinery in 1999, and has gained a considerable market share in India's oil sector.

Exploration and Production

To help meet growing oil demand, India has promoted various exploration and production (E&P) projects over the last several years in an effort to boost domestic oil production.

The Indian government has held several licensing rounds under the NELP framework in an effort to promote E&P activities and boost domestic oil production.

India's Oil Production and Consumption, 1990-2006*



Source: EIA, *International Energy Annual 2004*;
Short-Term Energy Outlook (Jan. 2007)

*2006 is estimate

The primary mechanism through which the Indian government has promoted new E&P projects has been the NELP framework. Between 2000 and 2005, the government awarded 110 oil and natural gas concessions in five separate licensing rounds. The sixth bidding round (known as NELP-VI) recently concluded, with 52 exploration blocks awarded. As in previous rounds, ONGC and other Indian national oil companies (NOCs) fared very well. ONGC secured a total of 25 exploration blocks, often in consortia with other Indian NOCs. The privately-owned Reliance Industries secured seven deepwater blocks in the Krishna-Godavari and Mahanadi basins, which are considered to be some of India's most promising offshore hydrocarbon basins. The government is expected to formally sign Production Sharing Contracts (PSCs) for the 52 blocks in early 2007. Notably absent on the list of bidders for the NELP-VI are international oil majors. The Indian government was keen to attract oil majors to utilize their vast deepwater experience and other technical expertise. Some industry publications suggest that the Indian government will now move to an open acreage system, in which domestic and international oil companies can apply for available E&P projects at any time, rather than licensing rounds.

Overseas E&P

In recent years, Indian NOCs have looked to acquire equity stakes in E&P projects overseas. The most active company is ONGC Videsh Ltd., the overseas investment arm of ONGC. As of January 2007, ONGC Videsh holds interests in 25 oil and natural gas projects in 15 countries, spanning Africa, Asia, Latin America, and the Middle East. One of ONGC Videsh's most high profile investments is its share in the Greater Nile Petroleum Operating Company (GNPOC), which has engaged in E&P work in Sudan since 1997. ONGC Videsh acquired a 25 percent equity stake in the company in 2003, with the balance held by the China National Petroleum Company (CNPC, 40 percent), Petronas (30 percent), and the Sudan National Oil Company (Sudapet, 5 percent). The GNPOC acreage in Sudan holds proved crude oil reserves of more than one million barrels, and current production levels from the 8 main GNPOC fields exceeds 300,000 bbl/d. In addition to the upstream activities, the GNPOC companies operate a 935-mile crude oil pipeline that pumps oil to Port Sudan for export (see the [Sudan Country Analysis Brief](#) for more information).

ONGC Videsh also holds a 20 percent stake in the ExxonMobil-led consortium that operates the Sakhalin-I project in Russia. According to company estimates, the oil fields associated with Sakhalin-I hold recoverable crude oil reserves of 2.3 billion barrels. Production at Sakhalin-I started in October 2005, and is expected to reach 250,000 bbl/d in early 2007. Oil from the Sakhalin-I project will be piped westward to the DeKastri terminal on the Russian mainland for export, while some crude oil will also be pumped into Russia's domestic pipeline system for local consumption (for more information, see the [Sakhalin Island Analysis Brief](#) and the [Sakhalin-I Project Website](#)).

Downstream/Refining

According to *OGJ*, India had 2.25 million bbl/d of refining capacity at 17 facilities as of January

2007. Only one refinery, Reliance Petroleum's plant at Jamnagar, is wholly owned by a private company. The Jamnagar facility is Reliance Petroleum's only current refinery, but it is India's largest, with a capacity of 660,000 bbl/d. Reliance Petroleum is currently constructing a second facility at the Jamnagar site, which is expected to have a capacity of 580,000 bbl/d when completed in 2008. When finished, Jamnagar will be the largest refining complex in the world. IOC is the largest state-owned player in India's refining sector, with 620,000 bbl/d of refining capacity at 7 plants. The company announced expansion plans in October 2006 that call for doubling its refining capacity by 2012.

Refined Fuel Subsidies

Beginning in 2002, the Indian government introduced some measures aimed at deregulation in the downstream oil sector. Private refiners may now directly market some of their own petroleum products to their customers. Additionally, the government phased out the Administered Price Mechanism (APM) on oil products in 2002, replacing it with the new Market Determined Price Mechanism (MDPM). However, while the MDPM is notionally benchmarked to international oil prices, the Indian government continues to heavily subsidize domestic fuel prices for consumers. The combination of high international crude oil prices and low domestic fuel rates has led some new refinery proposals to have an overt export focus, such as Reliance Petroleum's second Jamnagar facility. In February 2006, the Indian government issued a one-time relief subsidy of \$1.3 billion to domestic refiners that faced financial difficulties due to capped fuel prices. In June 2006, the government also pushed through a small domestic fuel price increase, although rates remain well below competitive international levels.

Strategic Petroleum Reserve

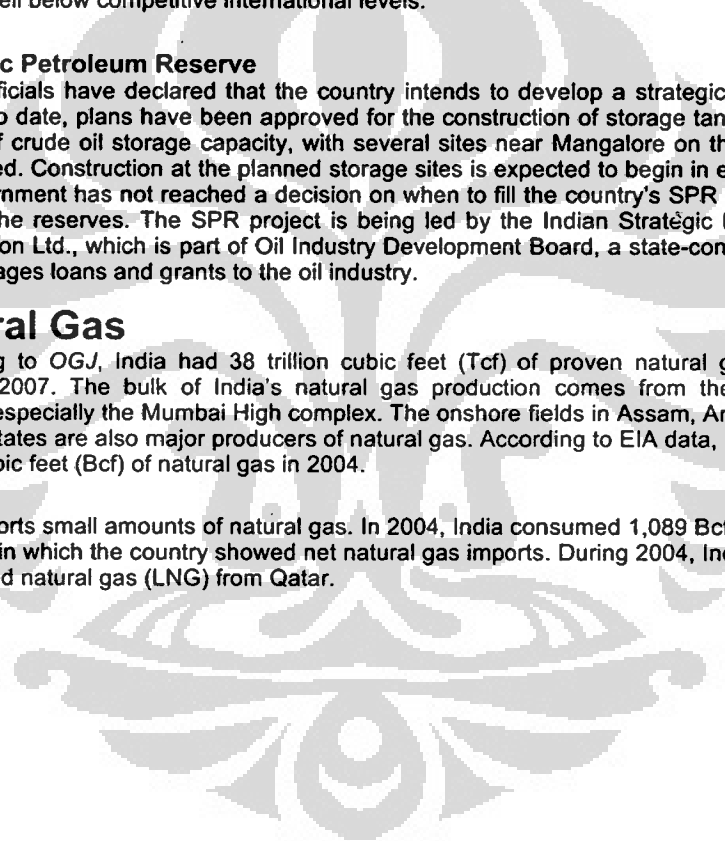
Indian officials have declared that the country intends to develop a strategic petroleum reserve (SPR). To date, plans have been approved for the construction of storage tanks with 36.7 million barrels of crude oil storage capacity, with several sites near Mangalore on the east coast being considered. Construction at the planned storage sites is expected to begin in early 2007. To date, the government has not reached a decision on when to fill the country's SPR tanks, or how large to build the reserves. The SPR project is being led by the Indian Strategic Petroleum Reserve Corporation Ltd., which is part of Oil Industry Development Board, a state-controlled organization that manages loans and grants to the oil industry.

Natural Gas

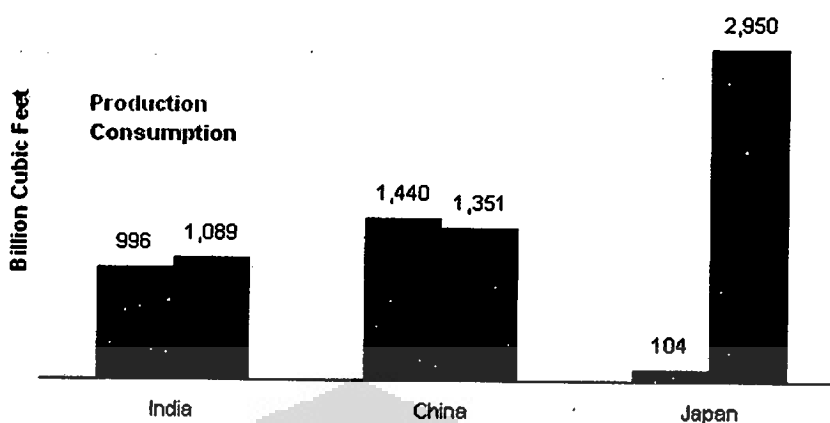
According to OGJ, India had 38 trillion cubic feet (Tcf) of proven natural gas reserves as of January 2007. The bulk of India's natural gas production comes from the western offshore regions, especially the Mumbai High complex. The onshore fields in Assam, Andhra Pradesh, and Gujarat states are also major producers of natural gas. According to EIA data, India produced 996 billion cubic feet (Bcf) of natural gas in 2004.

India imports small amounts of natural gas. In 2004, India consumed 1,089 Bcf of natural gas, the first year in which the country showed net natural gas imports. During 2004, India imported 93 Bcf of liquefied natural gas (LNG) from Qatar.

Despite major new natural gas discoveries in recent years, India is considering large-scale imports via pipelines and LNG terminals to help meet growing demand.



Select Asia-Pacific Natural Gas Production and Consumption, 2004



Source: EIA *International Energy Annual 2004*

Sector Organization

As in the oil sector, India's state-owned companies account for the bulk of natural gas production. ONGC and Oil India Ltd. (OIL) are the largest companies by production volume, while some foreign companies participate in upstream developments in joint-ventures and production sharing contracts (PSCs). Reliance Industries, a privately-owned Indian company, will also have a greater role in the natural gas sector in the coming years, as a result of a large natural gas find in 2002 in the Krishna Godavari basin.

The Gas Authority of India Ltd. (GAIL) holds an effective monopoly on natural gas transmission and distribution activities. In December 2006, the Minister of Petroleum and Natural Gas issued a new policy that allows foreign investors, private domestic companies, and national oil companies to hold 100 percent equity stakes in pipeline projects. While GAIL's monopoly in natural gas transmission and distribution is not guaranteed by statute, it will continue to be the leading player in the sector because of its existing natural gas infrastructure (in 2004, GAIL piped 88 percent of the natural gas consumed in India).

Exploration and Production

There have been several large natural gas finds in India over the last five years, predominantly in the offshore Bay of Bengal. In December 2006, ONGC announced that it had found an estimated 21 to 22 Tcf of natural gas in place at the KG-DOWN-98/2 block off the coast of Andhra Pradesh in the Krishna Godavari basin. On the same day, ONGC announced another find in the Mahanadi basin off the coast of Orissa state, with an estimated 3 to 4 Tcf in place. Neither of these finds has been certified, but could potentially raise India's natural gas reserve levels significantly. The discoveries also fit into the recent trend of large upstream developments in the Bay of Bengal, especially in the Krishna Godavari basin. State-owned Gujarat State Petroleum Corporation (GSPC) holds an estimated 20 Tcf of natural gas reserves in place at the KG-OSN-2001/3 block in the Krishna Godavari area. Reliance Industries recently secured government approval for the commercial development of the D-6 block in the Krishna Godavari basin, which holds 9 Tcf of recoverable natural gas reserves (14.5 Tcf total reserves in place). Under the development plan for the D-6 block, Reliance and its equity partner Niko Resources will spend \$5.2 billion to bring the first natural gas to the market in 2009. At its peak, the D-6 block is expected to supply 2.8 Bcf/d of natural gas, which would more than double the country's current production level.

Despite these large natural gas finds, most analysts expect natural gas demand in India to outstrip new supply in the years ahead. Indian natural gas consumption has risen faster than any other fuel over the last five years. ONGC has worked to maximize its recovery rate at the Mumbai High structure, which supplies the bulk of the country's natural gas at present. BG International and Reliance Industries are also jointly working to expand production at the Tapti, Panna, and Mukti fields in the Mumbai High basin. The companies currently produce 300 million cubic feet per day (MMcf/d) at these three fields, although they have not announced a target production level for

the expanded project plans.

Natural Gas Imports

Analysts expect that India's natural gas import demand will increase in the coming years. To help meet this growing demand, a number of import schemes including both LNG and pipeline projects have either been implemented or considered.

Iran-Pakistan-India Pipeline

India has considered various proposals for international pipeline connections with other countries. One such scheme is the Iran-Pakistan-India (IPI) Pipeline, which has been under discussion since 1994. The plan calls for a roughly 1,700-mile, 2.8-Bcf/d pipeline to run from the South Pars fields in Iran to the Indian state of Gujarat. While Iran is keen to export its abundant natural gas resources and India is in search of projects to meet its growing domestic demand, a variety of economic and political issues have delayed a project agreement. Indian officials have made it clear that any import pipeline crossing Pakistan would need to be accompanied by a security guarantee from officials in Islamabad. Apart from security concerns, tripartite talks in December 2006 fell apart over natural gas pricing disputes. Both Indian and Pakistani officials refused Iran's proposed price of \$8.00 per million Btu (MMBtu), stating that they would not pay more than \$4.25/MMBtu (see the [Iran](#) and [Pakistan Country Analysis Briefs](#) for more information).

Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India Pipeline

India has worked to join onto the Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan Pipeline (TAP, and sometimes referred to as the Trans-Afghan Pipeline). The TAP project consists of a planned 1,050-mile pipeline originating in Turkmenistan's Dauletabad-Donmex natural gas fields and transporting the fuel to markets in Afghanistan, Pakistan, and possibly India. India was invited to join the TAP project in February 2006, and is expected to announce its formal entry into the scheme in late January 2007, at which point it would be known as the TAPI project. Initial plans for the TAPI call for the line to have a capacity between 2 – 3 Bcf/d at an estimated cost of \$3.3 billion. While India has publicly promoted this scheme while negotiations with Iran have slowed, the TAPI project faces a variety of hurdles. India has concerns about the security of the proposed line, which would traverse unstable regions in Afghanistan and Pakistan. Furthermore, a recent review of the TAPI project raised doubts that Turkmen natural gas supplies are adequate to meet its proposed export commitments (see the [Afghanistan Country Analysis Brief](#) and [Central Asia Regional Brief](#) for more information).

Imports from Myanmar

A third international pipeline proposal envisions India importing natural gas from Myanmar. In March 2006, the governments of India and Myanmar signed a natural gas supply deal, although a specific pipeline route has yet to be determined. Initially, the two countries planned to build a pipeline that would cross Bangladesh. However, after indecision from Bangladeshi authorities over the plans, India and Myanmar have studied the possibility of building a pipeline that would terminate in the eastern Indian state of Tripura and not cross Bangladeshi soil.

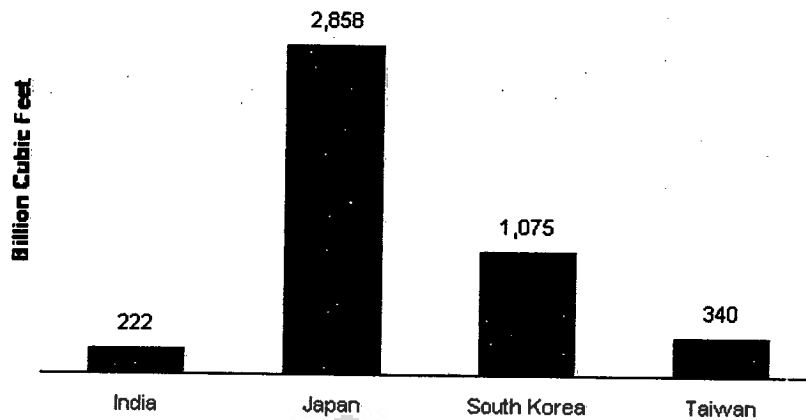
Domestic Transmission System

While there are various proposals under discussion for natural gas import schemes into India, there are concerns that India's limited domestic transmission network will constrain natural gas consumption. Currently, much of GAIL's domestic transmission system is concentrated in the country's natural gas production centers, and there is little interconnection between regions. GAIL has announced an ambitious long-term plan to increase its transmission network from roughly 1,900 miles to 6,200 miles to establish a National Gas Grid. However, there are only a handful of actual expansion projects planned for the next few years.

Liquefied Natural Gas

Currently, India has two LNG import terminals, with several others that are planned or proposed. India started receiving LNG shipments in January 2004 with the start-up of the Dahej terminal in Gujarat state. According to EIA data, India imported 93 Bcf of LNG in 2004, reaching 222 Bcf in 2005. Petronet LNG, a consortium of state-owned Indian companies and international investors, owns and operates the Dahej LNG facility. The Dahej terminal has a capacity to handle 5 million metric tons per year (MMt/y, or about 975 Bcf/y) of LNG imports. Petronet LNG is also building a second LNG receiving terminal at Kochi, which is expected to have a capacity of 2.5 MMt/y (488 Bcf/y) when completed in 2009. India's second LNG terminal started operations in April 2005 near Surat in Gujarat state. The facility is owned by Hazira LNG, a joint venture of Shell and Total. The facility has an initial throughput capacity of 2.5 MMt/y, with the option of expanding that to 5 MMt/y in the future.

Select Asia-Pacific LNG Imports, 2005



Source: EIA *Natural Gas Monthly* (August 2006);
CEDIGAZ *Natural Gas in the World, Trends and Figures 2005*

There are several other planned or proposed LNG facilities in India. A 5-MMt/y LNG processing plant in Dabhol was originally scheduled to come online in 2001, but was subsequently delayed after former owner Enron declared bankruptcy. In 2005, the Ratnagiri Gas and Power Company purchased the Dabhol Power Company in an effort to revive the project. The Dabhol site is currently operating a power plant and an LNG regasification unit, but the LNG receiving terminal is not scheduled to begin operations until 2009. Several other companies are studying possible LNG import sites throughout India. However, these plans will largely depend on which, if any, natural gas import pipelines are completed.

Profile

Country Overview

Prime Minister	Manmohan Singh (since 22 May 2004)
Location	Southern Asia, bordering the Arabian Sea and the Bay of Bengal, between Burma and Pakistan.
Independence	15 August 1947 (from UK)
Population (July 2006 est.)	1,095,351,995

Economic Overview

Currency/Exchange Rate (23 January 2007)	1 USD = 44.14 Indian Rupees
Inflation Rate (2006E)	5.6%
Gross Domestic Product (2006E)	\$889.3 billion
Real GDP Growth Rate (2006E)	8.5%
Unemployment Rate (2006E)	12.2%
External Debt (2006E)	\$156.8 billion
Exports (2006E)	\$196.3 billion
Exports - Commodities	textile goods, gems and jewelry, engineering goods, chemicals, leather manufactures
Exports - Partners (2005E)	US 16.7%, UAE 8.5%, China 6.6%, Singapore 5.3%, UK 4.9%, Hong Kong 4.4%
Imports (2006E)	\$205.6 billion
Imports - Commodities	crude oil, machinery, gems, fertilizer, chemicals
Imports - Partners (2005E)	China 7.3%, US 5.6%, Switzerland 4.7%
Current Account Balance	-\$13.3 billion

(2006E)

Energy Overview

Minister of Petroleum and Natural Gas	Shri Murli Deora
Proven Oil Reserves (January 1, 2007E)	5.6 billion barrels
Oil Production (2006E)	846,000 barrels per day, of which 77% was crude oil.
Oil Consumption (2006E)	2.63 million barrels per day
Crude Oil Distillation Capacity (January 1, 2007E)	2.25 million barrels per day
Proven Natural Gas Reserves (January 1, 2007E)	38 trillion cubic feet
Natural Gas Production (2004E)	996 billion cubic feet
Natural Gas Consumption (2004E)	1,089 billion cubic feet
Recoverable Coal Reserves (2003E)	101,903 million short tons
Coal Production (2004E)	443.7 million short tons
Coal Consumption (2004E)	478.2 million short tons
Electricity Installed Capacity (2004E)	131.4 gigawatts
Electricity Production (2004E)	630.6 billion kilowatt hours
Electricity Consumption (2004E)	587.9 billion kilowatt hours
Total Energy Consumption (2004E)	15.4 quadrillion Btus*, of which Coal (53%), Oil (33%), Natural Gas (8%), Hydroelectricity (5%), Nuclear (1%), Other Renewables (0%)
Total Per Capita Energy Consumption ((Million Btu)E)	14.5 million Btus
Energy Intensity (2004E)	4,205.2 Btu per \$2000-PPP**

Environmental Overview

Energy-Related Carbon Dioxide Emissions (2004E)	1,112.8 million metric tons, of which Coal (67%), Oil (27%), Natural Gas (6%)
Per-Capita, Energy-Related Carbon Dioxide Emissions ((Metric Tons of Carbon Dioxide)E)	1 metric tons
Carbon Dioxide Intensity (2004E)	0.3 Metric tons per thousand \$2000-PPP**
Environmental Issues	deforestation; soil erosion; overgrazing; desertification; air pollution from industrial effluents and vehicle emissions; water pollution from raw sewage and runoff of agricultural pesticides; tap water is not potable throughout the country; huge and growing population is overstraining natural resources
Major Environmental Agreements	Antarctic-Environmental Protocol, Antarctic-Marine Living Resources, Antarctic Treaty, Biodiversity, Climate Change, Climate Change-Kyoto Protocol, Desertification, Endangered Species, Environmental Modification, Hazardous Wastes, Law of the Sea, Ozone Layer Protection, Ship Pollution, Tropical Timber 83, Tropical Timber 94, Wetlands, Whaling

Oil and Gas Industry

Organization	Petroleum: Oil and Natural Gas Corporation (ONGC); Oil India Ltd. (OIL); Indian Oil Corporation (IOC); Reliance Industries (private). Natural Gas: Gas Authority of India Ltd (GAIL)
Major Oil/Gas Ports	Oil - Bombay, Cochin, Haldia, Kandla, Madras, Vizag; LNG - Hazira, Dahej
Foreign Company Involvement	BG International, BP, Cairn Energy, Marubeni, Niko Resources, Petronas, Shell

COUNTRY ANALYSIS BRIEFS

Brunei

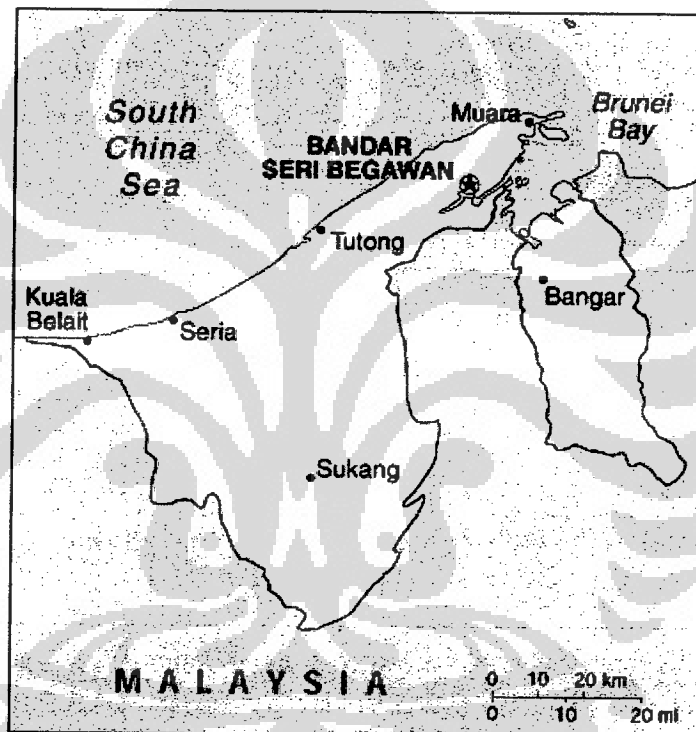
Last Updated: April 2007

Background

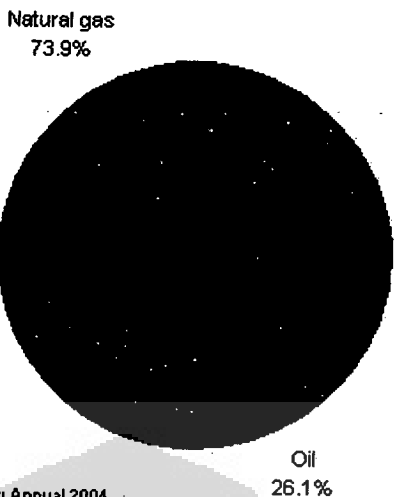
Brunei's economy is highly dependent on oil and natural gas production, although the country's hydrocarbon reserves have depleted considerably over the last three decades.

Brunei's small, wealthy economy is based heavily upon proceeds from exports of crude oil and natural gas. Revenues from the hydrocarbons sector account for nearly half of gross domestic product (GDP), around 90 percent of merchandise exports, and 80 percent of government revenues. Brunei consumes little energy domestically, and is a sizeable net exporter of oil and natural gas. However, the country's hydrocarbon reserves have declined over the last several decades.

The bulk of Brunei's domestic energy consumption comes from natural gas, while the balance is met by oil. As oil and natural gas reserves are further depleted, there may be some pressure to diversify the country's energy consumption mix.



Total Energy Consumption in Brunei, by Type (2004)



Source: EIA International Energy Annual 2004

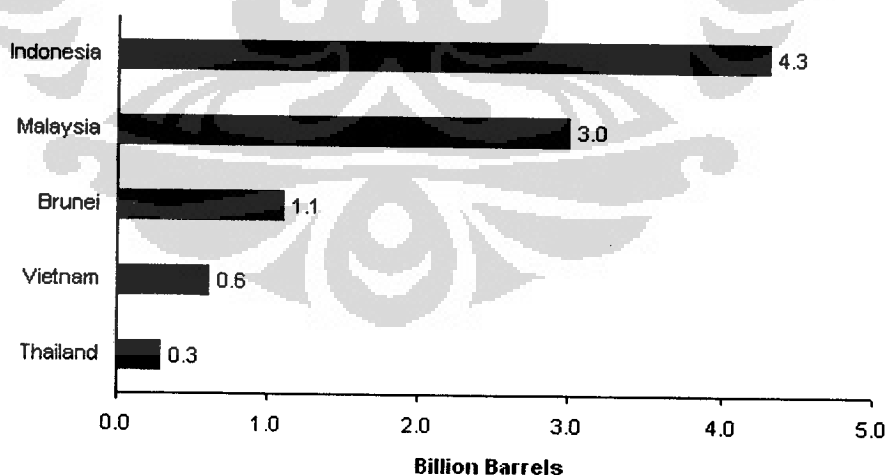
Oil

Brunei's government controls oil production levels to help conserve the country's shrinking oil reserves.

According to *Oil & Gas Journal (OGJ)*, Brunei's oil reserves are declining and stood at 1.1 billion barrels of proven oil reserves as of January 2007. To prolong the life of Brunei's hydrocarbon reserves, the government controls oil production levels. During 2006, Brunei produced an estimated 220,000 barrels per day (bbl/d) of oil, of which 198,000 bbl/d was crude oil and the remainder was natural gas liquids. Crude oil production peaked at about 240,000 bbl/d in 1979, but the government's conservation efforts have mostly kept output under 200,000 bbl/d since that time.

In 2006, Brunei consumed an estimated 13,000 bbl/d of oil, with most of the country's crude oil production exported to other countries in the region. Despite Brunei's status as a net exporter of oil, the country imports about half of the refined petroleum products that it consumes, since it has limited domestic refining capacity.

Selected Southeast Asia Proven Oil Reserves, Jan. 2007



Source: Oil & Gas Journal, January 1, 2007

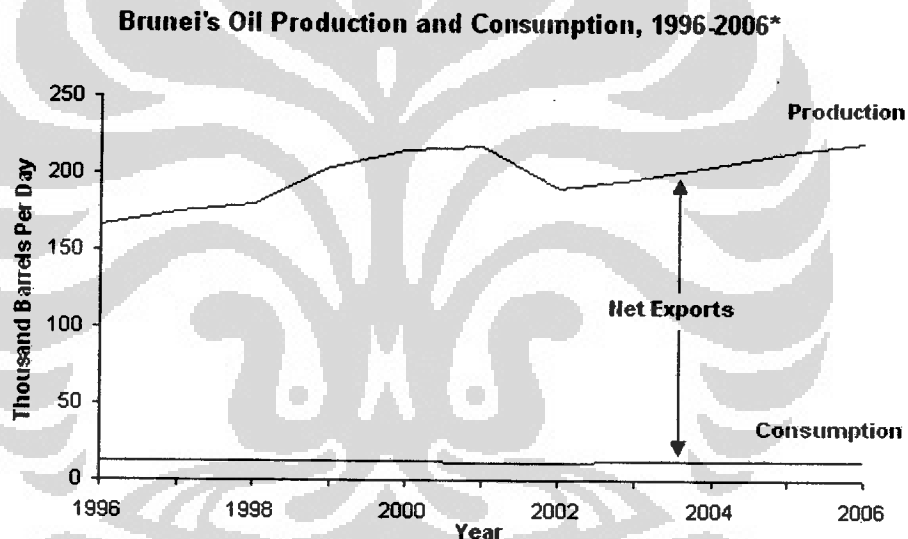
Sector Organization

Brunei Shell Petroleum (BSP), a joint venture between Shell and the government of Brunei, dominates the country's oil industry. Until 1999, BSP had a monopoly on all upstream and downstream activities in Brunei's oil sector. Since 1999, the government has awarded some exploration blocks to other companies, most notably Total. In 2002, the government established the country's first national oil company (NOC), Brunei National Petroleum Corporation (BNPC, also known as PetroleumBRUNEI). PetroleumBRUNEI lacks significant industry experience and controls a relatively small portion of the country's exploration acreage. As a result, the NOC has chosen to award private companies the exploration rights for the blocks that it controls rather than develop the blocks itself. Despite some efforts to introduce competition, BSP will continue to be the country's dominant oil producer by virtue of its control over all of Brunei's major oil and natural gas fields.

The principal agency charged with regulating Brunei's oil sector is the Petroleum Unit, which reports directly to the office of the Prime Minister. The Petroleum Unit sets overall energy policy, regulates company activities, sets fuel prices, and acts as the point of contact for all foreign companies operating in the country.

Exploration and Production

BSP controls all of Brunei's most productive oil fields, including the Southwest Ampa field, the country's oldest and largest, which accounts for about 60 percent of total oil and natural gas output. BSP also operates the Champion, Iron Duke, Magpie, Gennett, and Farley fields. BSP and the few companies that hold exploration licenses in Brunei have actively conducted exploration activities in an effort to replace depleting oil reserves. In 2004 and 2005, BSP logged new oil finds that the company estimates hold 100 million barrels of recoverable reserves.



Source: EIA International Energy Annual 2004;
Short-Term Energy Outlook (March 2007)

*2006 is estimate

Territorial Disputes Limit E&P Activities

Despite ongoing exploration and production (E&P) activities, industry sources expect that onshore and coastal areas of Brunei are unlikely to hold significant additional oil reserves. The most promising acreage lies in deepwater areas in the South China Sea, although an ongoing territorial dispute with neighboring Malaysia has limited E&P work in these areas. Brunei awarded offshore Blocks J and K to consortia led by Shell and Total in 2000. However, these companies suspended exploration work following an April 2003 incident in which several naval patrol boats from Malaysia chased away a Total ship. Malaysia has extended its territorial claims into seas that Brunei says are in its Exclusive Economic Zone (EEZ). Also in 2003, Malaysia's Petronas and partner Murphy Oil logged a significant oil find in the Kikeh Block, which the companies estimate holds 700 million barrels of recoverable oil reserves. Brunei officials claim that the Kikeh find extends into Block J in Brunei's territory (for more information, see the [Malaysia Country Analysis Brief](#) and the [South China Sea Regional Analysis Brief](#)).

In August 2006, heads of state from Brunei and Malaysia held talks and declared their intentions to resolve their maritime border dispute swiftly and peacefully. Malaysia has previously proposed the establishment of a joint development zone with Brunei, but this would require that Brunei redraw its contracts with foreign companies holding Production Sharing Contracts in its EEZ. Brunei is counting on Blocks J and K to sustain the country's oil and natural gas output levels, and without these Blocks, would be forced to more rapidly diversify its economy away from the current reliance on hydrocarbons.

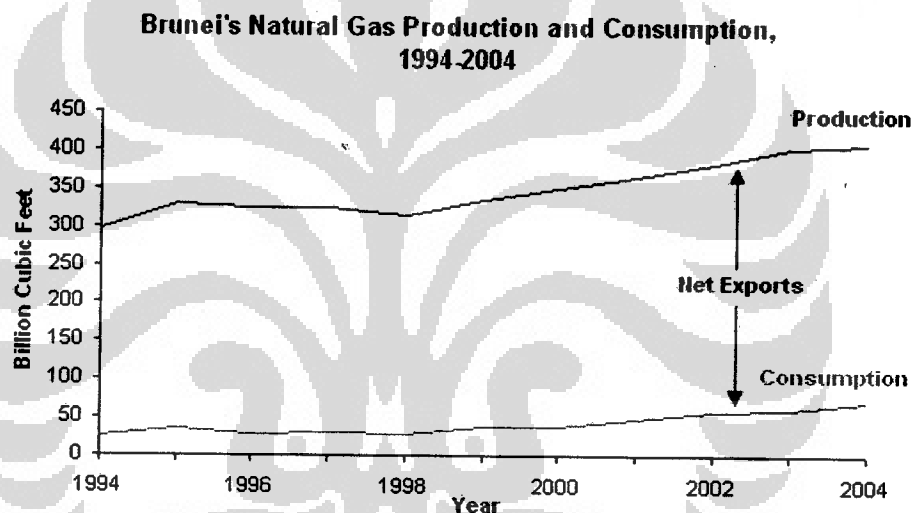
Downstream Activities

According to OGJ, Brunei had 8,600 bbl/d of refining capacity at one facility as of January 2007. BSP operates the country's lone refinery at Seria. According to industry sources, this refinery meets about one half of Brunei's domestic petroleum product needs. Brunei must import small amounts of petroleum products from neighboring countries to meet domestic demand. Brunei's government subsidizes refined fuels for domestic consumption.

Natural Gas

Brunei is a significant regional producer of natural gas, most of which is exported as liquefied natural gas.

Brunei exports most of its natural gas production. According to OGJ, Brunei held 13.8 trillion cubic feet (Tcf) of proven natural gas reserves as of January 2007. Most of Brunei's natural gas reserves are from associated fields, occurring alongside the country's crude oil deposits. In 2004, Brunei produced 406 billion cubic feet (Bcf) of natural gas while consuming 71 Bcf. During 2004, Brunei exported 357 Bcf of liquefied natural gas (LNG), of which 88 percent went to Japan and the remainder went to South Korea.



Source: EIA International Energy Annual 2004

Sector Organization

Brunei Shell Petroleum dominates production of natural gas. LNG activities are carried out by Brunei LNG (BLNG), a joint venture between the government of Brunei (50 percent), Mitsubishi (25 percent), and Shell (25 percent). BLNG receives most of its natural gas supplies from BSP, although beginning in 1999 it began receiving small amounts of natural gas from Total's offshore production facilities.

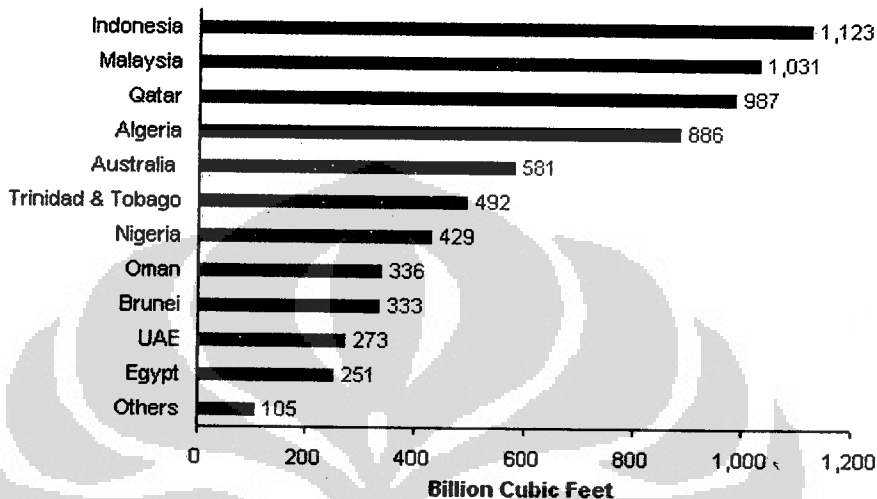
Exploration and Production

E&P activities in the natural gas sector face the same limitations as the oil sector. Much of Brunei's most promising exploration sites are located in the country's two deepwater blocks, Blocks J and K, the rights to which are contested by neighboring Malaysia. However, whereas the government has intentionally limited oil production to preserve the country's reserves, Brunei's natural gas reserves are considered sufficient to meet domestic consumption requirements and LNG supply contracts for the foreseeable future.

Liquefied Natural Gas

Brunei became the first Asian exporter of LNG in 1972. Brunei is an important regional producer of LNG, with 2005 exports totaling 333 Bcf, or 6.8 million metric tons (MMt). In 2005, 92 percent of Brunei's LNG exports were sent to Japan, with the rest going to South Korea. BLNG operates the country's sole natural gas liquefaction plant and LNG export terminal, located at Lumut. The facility has a total capacity of 7.2 MMt/y (350 Bcf/y), and BLNG has announced plans to add a new production train with 4.0 MMt/y (195 Bcf/y) of additional capacity. While the planned expansion has been discussed at length, there are no firm agreements in place that guarantee the production train will be built.

Global LNG Exports, by Origin, 2005



Source: EIA Natural Gas Monthly (Aug. 2006); IEA Natural Gas Information 2006

Profile

Country Overview

Chief of State	Sultan Hassanal Bolkiah (since October 5, 1967)
Location	Southeastern Asia, bordering the South China Sea and Malaysia
Population (July 2006E)	379,444

Economic Overview

Minister of Finance	Sultan Hassanal Bolkiah
Currency/Exchange Rate (March 21, 2007)	1 USD = 1.523 Brunei Dollars (BND)
Inflation Rate (2006E)	0.5%
Gross Domestic Product (GDP, 2006E)	\$8 billion
Real GDP Growth Rate (2006E)	3.5%
Unemployment Rate (2006E)	4%
External Debt (2006E)	\$0
Exports (2006E)	\$7.2 billion
Exports - Commodities	crude oil, natural gas, refined products, clothing
Exports - Partners (2005)	Japan 36.8%, Indonesia 19.3%, South Korea 12.7%, US 9.5%, Australia 9.3%
Imports (2006E)	\$3.2 billion
Imports - Commodities	machinery and transport equipment, manufactured goods, food, chemicals
Imports - Partners (2005)	Singapore 32.7%, Malaysia 23.3%, Japan 6.9%, UK 5.3%, Thailand 4.5%, South Korea 4%

Current Account Balance (2006E) \$3.9 billion

Energy Overview

Minister of Energy	Yahya bin Begawan
Proven Oil Reserves (January 1, 2007E)	1.1 billion barrels
Oil Production (2006E)	220,000 barrels per day, of which 90% was crude oil.
Oil Consumption (2006E)	13,000 barrels per day
Crude Oil Distillation Capacity (January 1, 2007E)	8,600 barrels per day
Proven Natural Gas Reserves (January 1, 2007E)	13.8 trillion cubic feet
Natural Gas Production (2004E)	406 billion cubic feet
Natural Gas Consumption (2004E)	71 billion cubic feet
Recoverable Coal Reserves (2003E)	None
Coal Production (2004E)	None
Coal Consumption (2004E)	None
Electricity Installed Capacity (2004E)	0.9 gigawatts
Electricity Production (2004E)	2.8 billion kilowatt hours
Electricity Consumption (2004E)	2.6 billion kilowatt hours
Total Energy Consumption (2004E)	0.1 quadrillion Btus*, of which Natural Gas (74%), Oil (26%), Coal (0%), Nuclear (0%), Hydroelectricity (0%), Other Renewables (0%)
Total Per Capita Energy Consumption ((Million Btu) 2004E)	274.1 million Btus
Energy Intensity (2004E)	16,310.8 Btu per \$2000-PPP**

Environmental Overview

Energy-Related Carbon Dioxide Emissions (2004E)	5.7 million metric tons, of which Natural Gas (69%), Oil (31%), Coal (0%)
Per-Capita, Energy-Related Carbon Dioxide Emissions ((Metric Tons of Carbon Dioxide) 2004E)	15.6 metric tons
Carbon Dioxide Intensity (2004E)	0.9 Metric tons per thousand \$2000-PPP**
Environmental Issues	Seasonal smoke/haze resulting from forest fires in Indonesia
Major Environmental Agreements	Biodiversity, Desertification, Endangered Species, Environmental Modification, Hazardous Wastes, Law of the Sea, Ozone Layer Protection, Ship Pollution

Oil and Gas Industry

Organization	Brunei Shell Petroleum (BSP) dominates oil and natural gas production
Selected Foreign Company Involvement	Shell, Total, Mitsubishi
Major Refineries (capacity, bbl/d)	BSP Seria (8,600)

* The total energy consumption statistic includes petroleum, dry natural gas, coal, net hydro, nuclear, geothermal, solar, wind, wood and waste electric power. The renewable energy consumption statistic is based on International Energy Agency (IEA) data and includes hydropower, solar, wind, tide, geothermal, solid biomass and animal products, biomass gas and liquids, industrial and municipal wastes. Sectoral shares of energy consumption and carbon emissions are also based on IEA data.

**GDP figures from OECD estimates based on purchasing power parity (PPP) exchange rates.

Links

U.S. Government

[CIA World Factbook - Brunei](#)

[U](#)

[U.S. Embassy in Brunei](#)

COUNTRY ANALYSIS BRIEFS

Iraq

Last Updated: August 2007

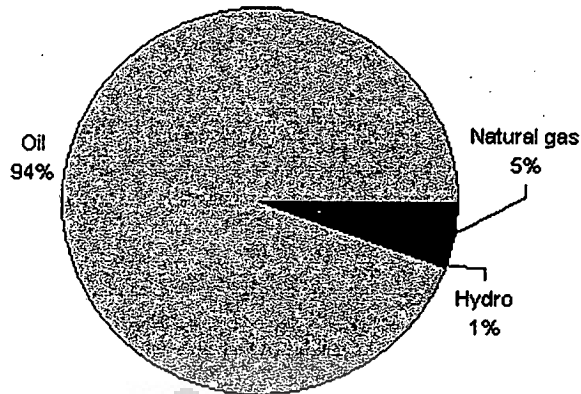
Background

Security issues continue to hold back rehabilitation of Iraq's energy sector.

Iraq has the world's third largest proven petroleum reserves and some of the lowest extraction costs, although just a fraction of its known fields are in development. According to the March 2007, review by the International Monetary Fund (IMF), in 2006, crude oil export revenues represented around 60 percent of GDP and 89 percent of government revenues. In 2006, the U.S. Department of Energy's Energy Information Administration (EIA) reported that Iraq was the world's 15th biggest oil producer and Iraq meets approximately 94 percent of its energy needs with petroleum. Iraq's use of abundant natural gas resources and hydropower is limited. According to the findings of the December 2006, Iraq Study Group (ISG), led by former Secretary of State James A. Baker and former Congressman Lee H. Hamilton, the stabilization of Iraq is highly correlated with Iraq's economic success or failure, which in the medium-term is highly dependent on its hydrocarbons industry.



Total Energy Consumption in Iraq, by Type (2004)



Source: EIA International Energy Annual 2004

Oil

Experts agree that Iraq may be one of the few places left where vast reserves, known and unknown, have barely been exploited.

After more than a decade of sanctions and two Gulf Wars, Iraq's oil infrastructure needs modernization and investment. Despite a large reconstruction effort (including Iraq Relief and Reconstruction Fund (IRRF) support of \$1.72 billion), the industry has not been able to meet hydrocarbon production and export targets since 2004. According to the January 2007, Special Inspector General for Iraq Reconstruction (SIGIR) report, Iraq's petroleum sector faces technical challenges in procuring, transporting and storing crude and refined products, as well as managing pricing controls and imports, fighting smuggling and corruption, improving budget execution, and managing sustainability of operations. Oil production has not recovered to pre-war levels, and parliament and cabinet officials are working to map out investment and ownership rights that will help move the industry forward.

Another challenge to Iraq's development of the oil sector is that resources are not evenly divided across sectarian-demographic lines. Most known hydrocarbon resources are concentrated in the Shiite areas of the south and the ethnically Kurdish north, with few resources in control of the Sunni minority (Click [HERE](#) to link to oil resources maps). For this reason a legal framework for investment in the hydrocarbon sector remains a main policy objective.

According to reports by various U.S. government agencies, multilateral institutions and other international organizations, long-term Iraq reconstruction costs could reach \$100-billion or higher, of which it is estimated that more than a third will go to the oil, gas and electricity sectors. In addition, the World Bank estimates that at least \$1 billion in additional revenues needs to be committed annually to the oil industry just to sustain current production.

Oil Reserves

According to the Oil and Gas Journal, Iraq's proven oil reserves are 115 billion barrels, although these statistics have not been revised since 2001 and are largely based on 2-D seismic data from nearly three decades ago. Over the past two years, multinational companies, at the request of the Government of Iraq (GoI), have reexamined seismic data and conducted comprehensive surveys of Iraq's hydrocarbons reserves in locations throughout the country. Geologists and consultants have estimated that relatively unexplored territory in the western and southern deserts may contain an estimated additional 45 to 100 billion barrels (bbls) of recoverable oil. While internal Iraqi estimates have ranged into the hundreds of billions of barrels of additional oil, the seismic data under review by a host of international firms seem to be pointing to more conservative, but significant, increases. Iraq has the lowest reserve to production ratio of the major oil-producing countries.

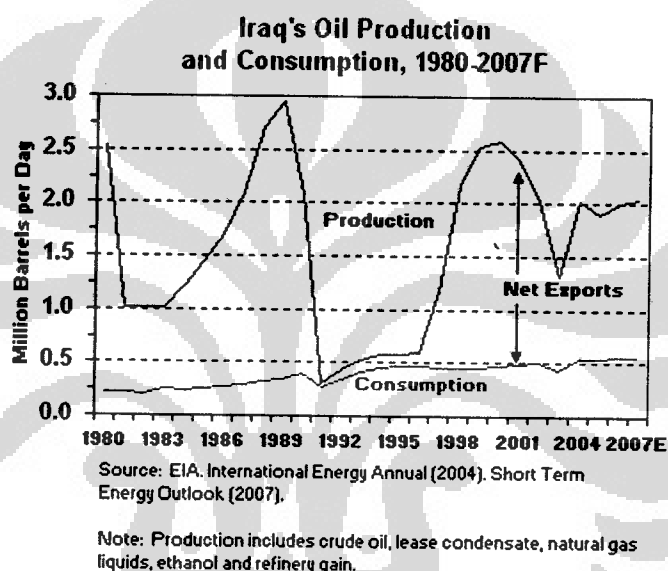
The majority of the known oil and gas reserves in Iraq form a belt that runs along the eastern edge of the country. According to the GoI, Iraq has around 9 fields that are considered "super giants" (over 5 billion bbls reserves) as well as 22 known "giant" fields (over 1 billion bbls). According to independent consultants, the cluster of super-giant fields of southeastern Iraq forms

the largest known concentration of such fields in the world and accounts for 70 to 80 percent of the country's proven oil reserves. An estimated 20 percent of oil reserves are in the north of Iraq, near Kirkuk, Mosul and Khanaqin. Control over rights to reserves is a source of controversy between the ethnic Kurds and other groups in the area.

The Western Desert is of interest to oil prospectors as well as to the sectarian groups occupying these areas where there is no active oil production. Minor oil formations beneath western territory have been known of for decades, but little has been done in the way of development. Much of this area is just now undergoing exploration, although it belongs to same geological formation as part of the Saudi Arabian deposits. According to an Egyptian news source from February, 2007, a test well at the Akkas field in the Al-Anbar province is flowing at rates equivalent to larger fields elsewhere in Iraq.

Oil Production

In 2006, Iraq's upstream crude oil production under the control of the regional state-owned oil companies averaged 2.0 million barrels per day (bbl/d), down from around 2.6 million bbl/d of production and a nameplate capacity of 2.8 to 3.0 million bbl/d in pre-invasion January 2003. Estimates of Iraq's current production levels vary and metering systems have been put in place at Basrah to improve export accounting.



According to 2007 report from the U.S. Government Accountability Office (GAO), the Energy Information Administration (EIA), State Department and Gol reported differences in daily production volumes ranging between 100,000 to 300,000 bbl/d. While EIA reported significantly lower average daily production numbers than the State Department, annual averages only differed by approximately 100,000 bbl/d. Some analysts suggest that differences could be accounted for by oil smuggling, although discrepancies could arise from differing methods used to measure production (e.g. estimating re-injection at the well-head).

Historically, two-thirds of production came from the southern fields and the remainder from the north-central fields near Kirkuk. At present, the majority of Iraqi oil production comes from just three giant fields: North and South Rumaila and Kirkuk. The Rumaila fields, operated by Iraqi parastatal South Oil Company, along with a ring of nearly a dozen smaller fields, including Subha, Luhais, West Qurna and Az-Zubair, have been producing 1.5 to 1.9 million bbl/d; close to pre-war levels. Conversely, average production at Kirkuk and the northern fields of around 200,000 bbl/d is only a fraction of the pre-war peak of around 680,000 bbl/d, due to reservoir damage from gas and water injection as well as shut-in export routes. In May 2007, the Iraq Ministry of Oil (MoO) reported that total production from the northern fields was 206,000 bbl/d, all of which went to domestic consumption.

The table below represents reported installed oil production capacity in Iraq, all of which is not online. Effective capacity, or actual production, is subject to change based on the security situation.

Usable Oil Production Capacity in Iraq			
	Estimated Current Capacity (2007E)	Estimated Pre-War Capacity (2003E)	Est. Reserves
Southern Fields	(bbl/d)	(bbl/d)	(billion bbl)
Rumaila North	500,000	500,000	10
Rumaila South	800,000	800,000	7
West Qurna	180,000	250,000	15-21
Az-Zubair	230,000	230,000	5
Missan (inc. Buzurgan, Jabal Faqi, Abu Ghraib)	100,000	100,000	3
Majnoon	50,000	50,000	20
Luhais	50,000	50,000	2
Southern Sub Total (million bbl/d)	1.9	2.0	
Northern Fields*			
Kirkuk	250,000 [600,000 - 700,000]	700,000	10
Bai Hassan	[50,000 - 100,000]	125,000	2
Jambur	[75,000]	75,000	1
Khabbaz	[25,000]	30,000	<1
Ajil	[25,000]	25,000	<1
East Baghdad	0	50,000	8
Ain Zalah/Butmah	[10,000]	10,000	<1
Sufiya (other minor fields)	10,000	10,000	<1
Northern Sub Total (million bbl/d)	0.3	1.0	
Totals (million bbl/d)	2.2	3.0	

Source: EIA, ITAO, Media Reports, Government of Iraq Ministry of Oil

* Most production shut-in due to limited export routes/limited refining capacity.

Amounts in brackets are estimates of production that could potentially come online if export/domestic refining became available.

Currently, the MoO has central control over oil and gas production and development in all but the Kurdish territory through its two operating entities, the North (NOC) and South Oil Companies (SOC). According to the North Oil Company's website, their concession and jurisdiction extends from the Turkish borders in the north to 32.5 degrees latitude (about 100 miles south of Baghdad), and from Iranian borders in the east to Syrian and Jordanian borders in the west. The company's geographical operation area spans the following governorates: Tamim (Kirkuk), Nineveh, Irbil, Baghdad, Diyala and part of Babil to Hilla and Wasit to Kut. The remainder falls under the jurisdiction of the SOC, and though smaller in geographical size, includes the majority of proven reserves.

Petroleum Legislation

Passage and implementation of Iraq's Hydrocarbon Law, which was first presented to upper house of Parliament for review on February 27, 2007, is central to the development of the Iraq's oil and gas industry, and Iraq's economy overall. The draft law focuses on upstream development and lays out the conditions for investment and international participation in the sector. The law also details a governance model which includes the proposed re-establishment of the umbrella operations company that was the Iraq National Oil Company (INOC) and a central regulatory body, such as a Federal Oil and Gas Council, to review contracts. The original draft law laid out a proposed plan for domestic control of oil and gas fields and a framework for revenue sharing among governorates. Initially, four annexes to the law proposed which fields would be centrally managed and which fields would be under local/regional control, and thus opened to foreign investment at the governorate's discretion. Annexes I and II, which listed currently producing, partially developed or mothballed fields included some 93 percent of proven reserves. Annex III,

listing the "undeveloped" fields, and Annex IV, listing 65 exploration blocks, were to fall under regional development authorities. Upstream development privileges based on the aforementioned thresholds are the subject of ongoing negotiations. Following discussions between cabinet members, parliament and other groups in July 2007, the annexes are reported to have been removed from the current version draft law and will be considered at a later date by the yet-to-be-established regulatory body.

Iraq Draft Oil Law - Field Classification		
I	II	III
In Production	Near Production	Undeveloped
Abu Ghraib	Alan	Abu Khaimah
Amara	Ibrahim	Samawa
Buzurgan	Qasab	Ahdab
Fuqua (Jabal Faqi)	Najmah	Badrah
Halfaya*	Jawan	Dhafriyah
West Qurna*	Sarjoun	Akkas
Majnoon*	Demir Dagh	Buhaira
Ain Zalah	Makhmour	Chemchemal
(West) Butmah	Qara Chauq	Chia Surkh
Qaiyarah	Himrin (Hamrin)	Gilabat
Sufiya	Kor Moor	Injanah
Az-Zubair (Shuaiba, Rafidhiyah, Safwan)*	Ismail	Khashm
Tuba	Judaida	Al-Ahmar
North Rumaila*	Jeria Pika	Qamarim
South Rumaila*	Mansuriyah	Djailia
Luhais	Nahrwan	Kumait
Subba	Nau Dauman	East Rafidain
Nahr Umar* (Bin Umar)	Tal Ghazal	Gharraf
Ajl	Huwaiza	Rafidain
Balad	Noor	Al-Nasariya
Tikrit	Rifei	Khanuqa
East Baghdad*	Jralshan	Khashab
Naft Khanah	Rachi (Raki)	Pulkhana (Bulkhana)
Bai Hassan	Ratawi	Kifl
Jambur	Siba	Marjan
Khabbaz		West Kifl
Kirkuk (Avanah, Baba, Khurmala)*		Taq Taq

Source: Media Reports, Global Insight, IHS, DOE estimates
 * Super Giant defined as having 5 billion barrels or more of reserves

Certain internal groups and some members of the expatriate Iraqi community have voiced reservations about the role of foreign oil companies in Iraq's upstream oil and gas sector. Such groups claim that defacto "denationalization" would make Iraq the only major oil producing country in the region to allow foreign control in upstream operations, and at generous terms. The Kurds also oppose widening central control over planning, upstream development and revenue distribution. The Kurdish Oil and Gas Minister Ashti Hawrami has called for the reclassification of several field in the Annexes, particularly "boundary fields" with unclear borders or fields that have been contracted to or negotiated with foreign companies, including Kor Mor, Demir Dagh, and Taq Taq. It was reported in late June 2007 that the GoI and the Kurds had come to an agreement on the revenue sharing portion of the law, considered an important step forward for the passage of the bill. Following Ministry approval in early July 2007, parliament is expected to consider the law in an amended form in the fall 2007.

Upstream Development Plans

The MoO has announced a goal of 6 million bbl/d of sustainable production by the end of the decade, stating that between \$25 and \$75 billion in investment is needed to get Iraq's sector producing at such levels. The southern fields intended for development in the immediate term for export are West Qurna, Halfaya, Majnoon and Nahr (Bin) Umar. Experts suggest that these fields could produce an additional 2 million bbl/d in the medium-time frame with moderate investment. In

the north, further development at a number of fields, including Bai Hassan, Jambur, Khabbaz, Ajil, Ain Zalah, Butma and others may depend on the final status of Kirkuk (Tamim) and settlement of Kurdish claims on the Nineveh governorate (Mosul). A referendum is scheduled to take place in late 2007.

Despite the lack of agreement over the national law governing investment in hydrocarbons, the Kurdistan Regional Government (KRG) has signed a half-dozen oil production sharing, development and exploration contracts with several small foreign firms. In June 2007, the KRG announced an offering of 40 additional exploration blocks during the summer of 2007. In addition, more than a dozen contracts signed by the central government with international companies during Saddam Hussein's regime are being renegotiated or may come under review when Iraq's oil law and investment framework is in place. Below is a table detailing the status of reported international investment in Iraq's upstream petroleum sector:

Iraq's Upstream Petroleum Development Agreements

Field	Contract	Partners	Field Size (MMbbl)	Reserves (MMbbl)	Production (MMbbl/d)	Investment (\$MM)	Notes
KRG/AA	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
KRG/AA	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
KRG/AA	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
KRG/AA	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Tal Afar	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement
	Abu Ghurayb	Eni (Production), ConocoPhillips (Development)	1000	1000	1000	1000	Production sharing agreement

(Click above for full chart)

Refining

Refinery operations, with antiquated infrastructure, are often disrupted by thievery, employee intimidation, and sabotage to feeder pipelines, lack of feedstock, and unreliable power supply. The fuel mix, including high levels of heavy fuel oil, does not reflect the current demand mix. The sector has not been able to meet domestic demand for refined products like gasoline, kerosene, LPG and diesel for the generators that supplement electric power since 2003, and shortages are reported. In 2006, Iraq's petroleum product consumption was approximately 545,000 bbl/d.

According to the Oil and Gas Journal, Iraq's total installed refinery capacity is 597,500 bbl/d. Iraq has four major refineries with an installed/nominal capacity of approximately 570,000 bbl/day. Since 2003, these facilities and their related infrastructure (pipelines, external power supply) have been subject to attacks and repeated disruptions.

The main refineries include:

- Daura: The 110,000-bbl/d capacity facility just outside Baghdad, primarily supplies refined products to Iraq's capital and is considered central to supply security in the capital. It is Iraq's oldest refinery, and is a frequent target of sabotage. According to the MoO, Daura will be expanded to 240,000 bbl/d and will be able to meet Baghdad's short-term fuel requirements. A \$110 million contract was initially signed by the Hydrocarbon Supply of Texas and Czech-based ProKop in 2005, although progress has been inhibited by the security situation and rising costs.
- Baiji: Iraq's two largest sister refineries in north-central Iraq (with 310,000 bbl/d capacity) is a point of sectarian contention as the facility currently processes crude from the northern fields, but is located in nominally non-Kurdish territory. In January 2007, Iraqi Deputy Prime Minister Barham Saleh reported to Parliament that the country is losing \$1.5 billion annually from attacks and theft at Baiji. The facility has been subject to repeated disruptions and power loss, and generally operates at around 75 percent capacity. The January 2007 SIGIR report indicated that at least some of the oil storage facilities were under "insurgent control" as of December 2006.
- Basrah: The 150,000-bbl/day capacity facility located near the port lacks independent power generation and wastewater treatment

Other sources report that Iraq's refining capacity also includes several minor plants (called "topping plants"), which produce 10,000 bbl/d or less each. According to the U.S. Department of State's Iraq Reconstruction Management Office (IRMO)/Iraq Transition Assistance Office (ITAO) reports, these facilities (including Mosul-Qaiyarah, Kirkuk, Khanaqin, K3-Haditha, Muftiah, Najaf, Maysan, and Nassiriyah-Samawah) primarily produce asphalt and low-grade kerosene and diesel. Some of these smaller facilities have been reportedly "cannibalized" for spare parts for the larger refineries.

Investment in New Refining Capacity

In order to alleviate shortages, the GoI has initiated a \$4-billion plan to attract investment in the downstream operations and raise refinery capacity by around 1 million bbl/d. Timetables for new additions are uncertain due to security and financing roadblocks. The following table highlights proposed new construction:

Refinery Development in Iraq			
Location	Investor	Est. Capacity (bbl/d)	Notes
Kirkuk	MoO	150,000	Approved July 2007
Dohuk (KRG)	Make Oil AG (Lebanon)	250,000	Construction to start July 2007. A second "microrefinery" has
Kurdistan (location TBD)	PetroGulf and Taqat al-Qabidha (Kuwait), Cukurova Holding and Investment (Turkey)	20,000	Planned for 2008.
Msaib / Nassiriyah	MoO, Japan	300,000	In discussion phase
Hindiyah (Karbala)	MoO	140,000	Planned for 2009 or 2010.
Koya (Kwysengeq)	MoO	70,000	Planned for 2012.
Amarah	MoO	30,000	Planned for 2009. To be expanded to 120,000 bbl/d. Includes 16-million gallon storage facility.
Basrah	Make Oil AG (tentative)	150,000	In contract phase. Planned for 2010.

Source: Media Reports, IHS, Global Insight, MoO, ITAO

Since 2003, the only new facility to come on-stream is a 10,000-bbl/d reconstruction fund-

financed facility in the southern city of Najaf, completed in October, 2006. However, the refinery remains generally inactive due to limited storage facilities and inability to secure transport lines. The 20,000-bbl/d partially completed refinery at Bazyan (Sulaymaniyah) is expected to come online in late 2007.

Refined Products

According to the IMF and independent reporting, subsidies have contributed to local supply shortages and an international black market trade with Iran and Turkey. As part of their IMF program, the Gol is slowly reducing subsidies on refined products, as seen in the table below:

Official Prices of Refined Product in Iraq (Dollars/Gallon)*				
	2005	Mar-06	Dec-06	Jun-07
Regular Gasoline	0.05	0.27	0.75	1.23
Blended/Super Gasoline (replaced "Premium" in 2007)	0.13	0.67	1.05	1.38
Kerosene	0.01	0.07	0.22	0.46
Diesel	0.03	0.24	0.45	1.07
LPG (12 kg cylinder)	0.17	0.43	0.81	2.43

*With the exception of LPG; which is reported in dollars per cylinder.
Source: IMF, DANDA, Media Reports

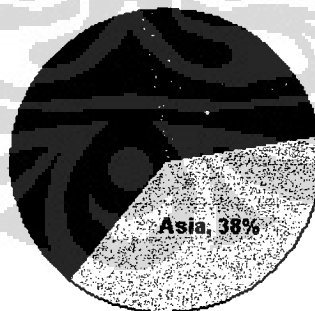
Oil Exports

Overview of Export and Imports

Iraq's inability to secure crude pipelines in the north has meant that exports are generally routed through the southern port of Basrah. According to IRMO/ITAO, crude oil exports have fallen from a post-war high of around 2.0 million bbl/d in 2004, to an average of 1.5 million bbl/d in 2006. However, there is some marginal improvement recently mainly due to the intermittent ability to export crude through a northern pipeline, and improved loading capabilities in Basrah. In June 2007, Iraq issued its first tender in almost six months to sell Kirkuk oil. Iraq's oil exports are under the domain of the Iraqi parastatal State Oil Marketing Organization (SOMO). The majority of oil exports go to refineries in Asia, including China and India.

Iraq's ability to increase exports and ensure reliable domestic supply is limited, primarily in the north, because of reported sabotage to pipeline infrastructure and other installations. Total installed export capacity is around 3.5 million bbl/d, although effective capacity is lower.

Iraqi's Estimated Exports by Destination (Q1 2007)



Source: ITAO, MEED, Energy Intel

A lack of continuous refining operations has forced the Gol to import light fuels, relying heavily on deals brokered by the USG and the MoO with neighboring countries including Turkey, Iran, Syria and Kuwait. According to SOMO, in May 2006, imports of refined products totaled nearly 160,000

bbl/d. Before the war, Iraq was a large exporter of petroleum products and crude. However, according to the IMF, imports have cost the GoI close to \$2.5 billion annually since 2004. In early 2007, the GoI liberalized the fuel import market and now relies on private importers of refined products to meet local demand.

In January 2007, Turkey temporarily stopped exporting refined products to Iraq due to political disagreements over Iraqi Kurdistan and outstanding debt for earlier fuel imports. In addition, Iraq now receives imports from Syria at the Iraqi border city of Al-Hasaka, and transports the fuel in state-owned trucks to the northern part of the country. In June 2007, the GoI announced plans to import an additional estimated 15,000 bbl/d of gas oil, 17,000 bbl/d of gasoline, and 7,700 bbl/d of kerosene from Kuwait.

Pipelines and Supply Security

Iraq's 4,350-mile network of pipelines remains a target of sabotage. According to the Institute for the Analysis of Global Security (IAGS), between April 2003 and May 2007, there were over 400 attacks on Iraqi energy infrastructure. Due to security issues, much of the pipeline infrastructure is offline.

In the north, the major international crude oil pipeline is the 1.1 million-bbl/d capacity Kirkuk-Ceyhan (Iraq-Turkey) pipeline. This pipeline and its 480,000-bbl/day sister-installation have been subject to repeated attacks and function intermittently, particularly in the Beyji-Fatha area. The KRG is reportedly considering building another pipeline that avoids unfortified areas. The inability to export oil through this pipeline has severely limited exports from the northern fields.

The 200,000 – 300,000 bbl/d Iraq-Syria-Lebanon Pipeline (ISLP) has been closed and the Iraqi portion reported unusable since 2003. The initial capacity of the pipeline was approximately 700,000 bbl/d, with potential to expand to 1.4 million bbl/d. Although discussions were held between Iraqi and Syrian government officials, no timetable has been set up to repair or reopen this line. The pipeline runs across the Western Desert, by the Akkas field. Also, the 1.65 million bbl/d Iraq Pipeline to Saudi Arabia (IPSA) has been closed since 1991. There are no plans to reopen this line.

In the south, in June 2007, it was reported that Iraq is planning to build a 500,000-bbl/d crude pipeline from Haditha to Jordan's port of Aqaba, but the project is in the very early stages of discussion. In March 2007, it was reported that Iraq and Iran agreed to build a 200,000-bbl/d pipeline to transport crude from Basrah to Abadan in return for increased liquefied gas shipments. The project was first discussed in 2005.

Domestic Pipelines

The 120-mile set of eight parallel pipelines connecting north-central Baiji and Daura (Baghdad) installations are frequent targets of attack. The four Baiji feedstock pipelines from Kirkuk are also frequently out of commission. The 1.4 million-bbl/d reversible "Strategic Pipeline", which pre-war connected the northern fields through a pumping station at Haditha, to Rumaila and the storage facilities at Fao in the south, could optimize export options, particularly for the Kurds, but is mothballed due to non-functioning pumping stations and general deterioration.

Ports

Lack of functioning pipelines in the north has meant that nearly all exports have passed through the southern ports since 2003, primarily Basrah. The Al-Basrah Oil Terminal (formerly Mina al-Bakr) has the capacity to load around 82,000 bbl/hour and support Very Large Crude Carriers. There are five smaller ports on the Persian Gulf, all functioning at less than full capacity, including the Khor Al Amaya terminal. Installation of a metering system beginning January 2007, is expected improve oil accounting.

Overland Routes for Export and Import

Production from the larger northern fields is mostly shut-in due to lack of functioning pipelines. However, overland routes are used to export limited amounts of crude from small fields bordering Syria. Other exports via overland routes are limited because they require passing through territory where rule of law is lacking, and truck drivers have been targeted by insurgents. These overland routes include passage to Saudi Arabia, Syria and Jordan.

Natural Gas

Iraq's natural gas

sector is believed to contain significant untapped resources which the GoI would like to develop for domestic consumption and export.

Reserves and Production

According to the Oil and Gas Journal, Iraq's proven natural gas reserves are 112 trillion cubic feet (Tcf). Probable reserves have been estimated at closer to 275-300 Tcf and work is currently underway by several IOCs and independents to accurately update hydrocarbon reserve numbers. Iraq's proven gas reserves are the tenth largest in the world, and two-thirds of resources are associated with oil fields including, Kirkuk, as well as the southern Nahr (Bin) Umar, Majnoon, Halfaya, Nassiriya, the Rumaila fields, West Qurna, and Az-Zubair. Just under 20 percent of known gas reserves are non-associated; around 10 percent is salt "dome" gas. The majority of non-associated reserves are concentrated in several fields in the North including: Ajil, Bai Hassan, Jambur, Chemchemal, Kor mor, Khashm Al-Ahmar, and Al- Mansuriyah.

According to the EIA's International Energy Annual report, natural gas production in Iraq has steadily declined over the past decade-and-a-half, reportedly due to an associated fall in oil production and deterioration of gas processing facilities. In 2005, dry natural gas production was approximately 87 billion cubic feet (Bcf); down from 215 Bcf in 1989. In late 2006, the MoO reported that natural gas production in was averaging 900 million cubic feet (MMcf/d) in the south (associated) and 490 MMcf/d in the north (non-associated) –including 375 MMcf/d of non- at the northern fields of Ajil and Jambur.

The MoO also reports that approximately 60 percent of associated natural gas production is flared due to a lack of sufficient infrastructure to utilize it for consumption and export. Significant volumes of gas are also reinjected to enhance oil recovery efforts. According to the January 2007 SIGIR report, approximately \$4-billion worth of natural gas is flared or reinjected into wells.

Upstream Development

The non-associated gas fields reportedly slated for priority development are mostly in the northern governorates near Kirkuk, including: Al-Mansuriyah and the nearby Khashem-al Ahmer and Jaria Pika, Kor Mor, Akkas, Chemchemal and Siba. According to the MoO, these fields have approximately 10 Tcf of reserves combined and could produce between 900 and 1000 MMcf/d for possible export and around 400 MMcf/d for domestic use. It is also been reported that the GoI plans to capture more associated gas at Rumaila and Az-Zubair within five to ten years. In 2004, Shell began work on a domestic master gas plan for Iraq on a cost-free basis. Results have not been publicly released at this time.

Along with petroleum contracts, several Saddam Hussein-era production sharing agreements and development contracts are reportedly up for review and renegotiation. The KRG is the first to move ahead with development of gas fields within their semi-autonomous territories. As in the petroleum sector, the KRG has exercised significant autonomy over the development of natural gas resources, including a reported deal in April 2007, with Royal Dutch Shell and Turkey's parastatal Turkish Petroleum Corporation (TPAO) to develop Al-Mansuriyah. The GoI is also believed to have entered into talks with the Korea National Oil Company (KNOC) to discuss upstream gas development in April 2007. According to media reports, the following natural gas projects are moving ahead in Iraq:

Iraq's Natural Gas Development Projects

Status	Field	Location	Partners	Country	Estimated Production Capacity	Reserves (Tcf)	Type	Notes
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.
	Al-Rai	North of Baghdad	Uthmaniyah	UAE	100 MMcf/d	100 Tcf	Non-associated	Development contract signed in 2006. Production expected to start in 2008.

(Click picture to enlarge)

In May 2007, the MoO claimed a large natural gas discovery near Nineveh, to the West of Al-Qa'em with further extensions to the Iraqi-Saudi border. A ministry official reported that "the field would produce 100,000-bbl/d" of gas and condensate and that the European Union has expressed interest in developing the field, known as Ukash.

In 2001, the Gol reported a find of 2.1 Tcf of non-associated gas near Akkas field, in the central province/Western Desert, but it is not yet under development. According to recent press reports, there is interest by Shell Oil in developing this field as a source of income for the Sunni-majority governorates. IOCs have also proposed development for export to Syria. In May 2007, it was reported that the Syrian-based Euro-Arab Mashreq Gas Project is considering a link from the Akkas field to the Arab Gas Pipeline (AGP) currently under construction in Syria. The AGP is will feed the European gas supply network by way of Turkey. In September 2004, Iraq agreed to join the \$1.2-billion, 351-Bcf/year Arab Gas Pipeline project linking Egypt, Jordan, Syria and Lebanon, but progress has been delayed.

Gas Processing & Domestic Pipelines

The gas processing facilities, particularly in the South, have reportedly deteriorated since 2003. Prior to the war, the southern infrastructure included nine gathering stations with a processing capacity of 1.5 day Bcf/d, all of which was intended for export. The associated dry gas gathered from the North and South Rumaila and Az-Zubair fields was piped to a 575-MMcf/d natural gas liquids (NGL) fractionation plant in Az-Zubair and a 100-MMcf/d processing plant in Basra. At Khor al-Jubair there is a 17.5-million-cubic-foot LPG storage tank farm and loading terminals. Iraq also has a major domestic natural gas pipeline in the south with capacity of to deliver 240 MMcf/d of associated gas to Baghdad from the West Qurna field.

Gas processing facilities in the north currently gather supply from Kirkuk, Bai Hassan and Jambur for domestic consumption, including LPG. The system is designed to supply LPG to Baghdad and other cities, as well as dry gas and sulfur to power stations and industrial plants.

Potential Exports

Prior to the 1990-1991 Gulf War, Iraq exported raw natural gas to Kuwait. The gas came from Rumaila through a 105-mile, 400-MMcf/d pipeline to Kuwait's central processing center at Ahmadi. Talks have been in progress since 2005 that would export 35 MMcf/d, rising to 200 MMcf/d, but a final deal is subject to passage of Iraq's Petroleum Law. In 2007, the MoO announced an agreement to fund a feasibility study on the revival of the mothballed pipeline. The Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company (KUFOEC) is reported to be interested in developing Iraqi gas in the south, but no deals have been signed. The Gol continues to discuss northern export routes through Turkey, including linking up to the Azeri-Turkish Baku-Tbilisi-Erzurum (BTE) line, the planned Nabucco (Iran-Europe) pipeline, or the ongoing Arab Gas Pipeline project. The idea of gas exports remains controversial due to the amount of idle and sub-optimally-fired electricity generation capacity in Iraq - much a result of a lack of adequate gas feedstock.

Electricity

Generation, Transmission and Distribution

Iraq's power infrastructure is ageing and in need of rehabilitation; many power plants are over two decades old and affected by decades of sanctions and war. Since 2003, more than \$4.24 billion of U.S. Iraq Relief and Reconstruction Fund (IRRF) money has been allocated to investment in the sector.

In 2006, Iraq's average domestic electricity generation capacity was reported to be approximately 4000 MW. This represents approximately 50 percent of average demand, and on average was below prewar levels of 4500 MW and USG/Gol reconstruction goals of 6000 MW. In the first three months of 2007, generation capacity fell slightly due to security and feedstock supply issues, although sustainable generation capacity is expected to surpass pre-war level during summer 2007. Electricity imports are around 200 to 300 MW daily.

Rehabilitation of the electricity sector is a major component of the Iraq reconstruction efforts.

Electric Power Generation (MW)				
Pre-war		2006		
Average Generation	Average Generation	Peak Generation ^a	Average Demand	Peak Demand ^a
4,500	4,063	4,855	7,482	9,299
2007 (Q1)				TBD
Average Generation	Peak Generation ^{**}	Average Demand	Peak Demand ^{**}	Generation Goal
3,832	4,159	8,533	8,893	6,000
*August 2006				
** February 2007				
Source: SIGIR, Iraq Ministry of Energy, IRMO/TAO				

The MoE reports that Iraq has around eight steam generation plants, 20 gas-powered facilities and six main hydroelectric plants with an intended capacity of 11,120 MW, though much is in disrepair. Reportedly, 40 percent of existing infrastructure is thermal (diesel, HFO, crude-fired), 22 percent is hydropower and 38 percent is gas-powered.

Power Supply & Challenges to Reconstruction

In 2006, the amount of power from the national grid supplied to areas outside of Baghdad averaged 12 to 14 hours per day, while the average daily hours of power in the capital remained low at 6.5 hours per day. In 2007, average power in the capital has reportedly increased to around eight hours. However, a lack of equitable power generation throughout the country is compounded by the security situation. Power transmission and distribution infrastructure, particularly around the capital, is frequently targeted, amounting to approximately 1000 MW lost per day. As of January 2007, some 80 transmission towers between Baiji and Baghdad alone were reported destroyed by sabotage, preventing power imports from the north. It is estimated that another 1500 MW is lost per day due to shortages of fuel and water supply for hydropower.

A resistance to power sharing, primarily in the south, has contributed to the country's power inequity. Reportedly, provincial authorities are fighting the central authorities in the distribution and rationing of supplies to almost seven million consumers in Baghdad. In the long-term, the Gol aims to reduce Baghdad's dependency on power sharing by extending generation capacity in and around the capital. The Gol is also pursuing opportunities to link grids with neighboring countries including Jordan and Saudi Arabia. In the north, the KRG has accused Baghdad publicly of "turning off the lights" in retaliation for political moves. The KRG's regional 10-year Master Electricity Plan calls for increasing hydropower and thermal capacity annually but expects to remain dependent on imports from abroad from Turkey, Syria and Iran and the national grid at least through 2015.

Growing Cost of Reconstruction

The World Bank estimates that an additional \$20 to \$25 billion is needed to ensure reliable electricity supply and increase available capacity to approximately 24,000 MW by 2015. Unfortunately, according to the January 2007 SIGIR report, the Gol Operation and Maintenance (O&M) budgets are reportedly too low to support all of the existing installations, in addition to new capacity. The April SIGIR report noted that "O&M allocations by the Gol continue to limit the sustainability of U.S. funded projects as responsibility is transferred to Iraqi operators." However, the electricity ministry is believed to have started issuing independent tenders to bring in private investment to support development. The USG program formally ends in September 2007.

The World Bank recently approved two loans for the electricity sector (only the fourth such loan in 30 years): A \$40-million Emergency Hydropower Project at Dokan and Derbandikhan (KRG) in December 2006, and a US\$124-million loan for the Emergency Electricity Reconstruction Project for Hartha (Units 2&3, doubling capacity to 800 MW), in March 2007.

Profile

Country Overview

President	Jalal Talabani (since 6 April 2005)
Prime Minister	Nuri al-Maliki (since 20 May 2006)

Location	Middle East; Borders Iran, Jordan, Kuwait, Saudi Arabia, Jordan and Syria, on the Persian Gulf
Major Cities	Baghdad, Kirkuk, Basrah, Mosul
Independence	October 3, 1932 (from League of Nations mandate under British administration); note - on 28 June 2004 the Coalition Provisional Authority transferred sovereignty to the Iraqi Interim Government
Population (2006E)	27,499,638
Languages	Arabic, Kurdish (official in Kurdish regions), Assyrian, Armenian
Religion	Muslim 97% (Shi'a 60%-65%, Sunni 32%-37%), Christian or other 3%
Ethnic Group(s)	Arab 75%-80%, Kurdish 15%-20%, Turkoman, Assyrian or other 5%

Economic Overview

Minister of Finance	Bayan Jabr
Currency/Exchange Rate (6/2007)	1,279 IQD per 1 USD
Inflation Rate (2005E), (2006E), (2007F)	37%, 53.2%, 32.3% (annualized)
Real Gross Domestic Product (GDP) (2005E), (2006E)	US \$34.7 billion, US\$53.0 billion
Real GDP Growth Rate (1995-2004 average), (2005E), (2006E), (2007F)	3.7%, 6.5%, 5.1% (Global Insight)
Unemployment Rate (2006E)	Estimated 30-40 %
Foreign Debt (2006E)	\$55 Billion (loan forgives ongoing, IMF)
Merchandise Exports (2006E), (2007 F)	\$31.7 billion, \$30.8 billion (Global Insight)
Exports - Commodities	Petroleum, Petroleum Products
Oil Export Revenues (2006E)	\$31.3 billion (ITAO), IMF (\$28.6 billion)
Oil Export Revenues/Total Export Revenues (2006E)	97% (IMF)
Major Trading Partners (2006)	Syria, Iran, Turkey, USA, E.U., China
Merchandise Imports (2006E), (2007F)	\$24.3 billion, \$28.8 billion

Energy Overview

Minister of Oil	Husayn al-Sharistani
Minister of Electricity	Karim Wahid al-Hassan
Proven Oil Reserves (January 1, 2007E)	115 billion barrels of oil
Total Oil Production (2006E)	2.0 million bbl/d
OPEC Crude Oil Production Quota (effective 2/01/2007)	Suspended
Crude Oil Production Capacity (5/07E)	2.1 million bbl/d
Oil Consumption (2006E)	545,000 bbl/d
Crude Oil Refining Capacity (January 1, 2007E, Oil and Gas Journal)	597,500 bbl/day (installed capacity, may not be fully functional); Other estimates as high as 640,000 bbl/d.
Net Oil Exports (2006 E)	1.5 million bbl/d
Major Oil Importers (2006E, approximate net exports)	E.U., India, China, Japan, South Korea, U.S. (Term-buyers, resale banned)
Proven Natural Gas	112 trillion cubic feet (Tcf)

Reserves (January 1, 2007E)

Natural Gas	87 Billion cubic feet (Bcf)
--------------------	-----------------------------

Production/Consumption (2005E)

Electricity Installed Capacity (2004E)	2.8 Gigawatts (majority thermal; some hydroelectric)
---	--

Electricity Generation (2004E)	29.3 billion kilowatt-hours (Bkwh)
---------------------------------------	------------------------------------

Electricity Consumption (2004E)	27.3 billion kilowatt-hours (Bkwh)
--	------------------------------------

Total Energy Production (2004E)	1.2 quadrillion Btu* (1 % of world total energy production).
--	--

Total Energy Consumption (2004E)	4.4 quadrillion Btu* (< 1% of world total energy consumption)
---	---

Total Per Capita Energy Consumption (2004E)	47.5 million Btu (vs. U.S. value of 342.7 million Btu)
--	--

Energy Intensity (2004E)	20,448 Btu/\$ – PPP (vs U.S. value of 9,336 Btu/\$)**
---------------------------------	---

Environmental Overview

Energy-Related Carbon Dioxide Emissions (2004E)	84 million metric tons (0.3% of world carbon dioxide emissions); of which Oil (94%), Natural Gas (6%), Coal (0%)
--	--

Per-Capita, Energy-Related Carbon Dioxide Emissions (2004E)	3.3 metric tons (vs. U.S. value of 20.2 metric tons of carbon dioxide)
--	--

Carbon Dioxide Intensity (2004E)	1.42 metric tons/thousand \$ – PPP (vs. U.S. value of 0.55 metric tons/thousand \$)**
---	---

Environmental Issues	Saddam-era government water control projects drained much of marsh areas east of An Nassiriyah by drying up or diverting the feeder streams and rivers; displacing millions of people and threatening of the habitat and wildlife populations (although there has been some restoration); inadequate supplies of potable water; development of the Tigris and Euphrates rivers system contingent upon agreements with upstream riparian Turkey; air, soil water pollution; soil degradation (salination) and erosion; desertification
-----------------------------	---

Major Environmental Agreements	Law of the Sea – Party; Environmental Modification - Signed, not ratified; Nuclear Test Ban - Party
---------------------------------------	---

Oil and Gas Industry

Organization	Petroleum draft law currently in negotiation; will set governance of sector. Reestablishment of the Iraq National Oil Company (INOC) proposed; which will control fields designated "developed" or "near development." Governorates will have control over new prospects. Will establish a regulatory/oversight body. Status of downstream organization unknown. Currently, the Supreme Oil and Gas Council has overall authority, along with the Oil Ministry. The North Oil Company (NOC) and South Oil Company (SOC) are the two main upstream oil companies, with the North Gas Company (NGC) and South Gas Company (SGC) being the equivalents on the natural gas side. Other important entities include the Iraq Drilling Company, Oil Exploration Company, Oil Pipelines Company, Oil Products Distribution Company, the State Company for Oil Projects (SCOP), and the State Oil Marketing Organization (SOMO).
---------------------	---

Major Oil Terminals	Al-Basra, Khor al-Amaya, Khor az- Zubair, Um Qasr, Abu Fulus
----------------------------	--

Major Refineries (capacity, bbl/d, January 1, 2007E) ; Oil and Gas Journal	Baiji (310,000), Basrah (150,000), Daura (110,000), Khanaqin (12,000), K-3/ Haditha (7,000), Mufthiah (4,500), Qaiyarah Mosul (2,000), Kirkuk (2,000)
---	---

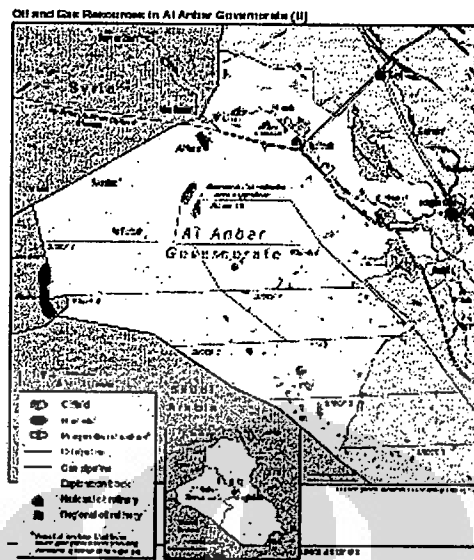
* The total energy consumption statistic includes petroleum, dry natural gas, coal, net hydro, nuclear, geothermal, solar, wind, wood and waste electric power. The renewable energy consumption statistic is based on International Energy Agency (IEA) data and includes hydropower, solar, wind, tide, geothermal, solid biomass and animal products, biomass gas and liquids, industrial and municipal wastes. Sectoral shares of energy consumption and carbon emissions are also based on IEA data.

**GDP figures from OECD estimates based on purchasing power parity (PPP) exchange rates.

Maps

Iraq Energy Maps: Click maps for high resolution versions

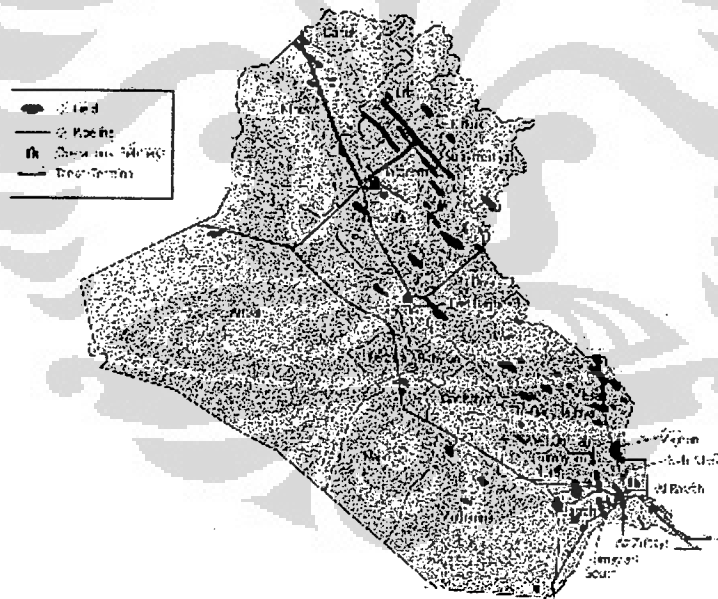
Map 1: Oil and Gas Resources in Al-Anbar Governorate



(Source: CIA)

Map 2: Gas and Oil Resources by Governorate

GAS AND OIL RESOURCES BY GOVERNORATE
 SOURCE: CIA Country Profile Map



(Source: SIGIR)

Links to Non-USG Maps:

- [Perry-Castaneda Map Collection](#)
- [Relief Web Map](#)
- [United Nations Assistance Mission for Iraq \(UNAMI\)](#)
- [Washington Institute \(Oil Fields\)](#)