

## BAB II

### Deskripsi Umum Chevron

#### A. Sejarah Chevron

Chevron adalah perusahaan asal San Ramos, California Amerika Serikat. Perusahaan ini merupakan perusahaan *Multinational Corporation* (MNC) yang berekspansi ke berbagai negara di dunia. Chevron beroperasi lebih dari 180 negara. Chevron adalah salah satu perusahaan energi terkemuka di Dunia. Chevron terlibat hampir di semua sektor industri energi. Chevron melakukan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak mentah dan gas alam, mendistribusikan dan memasarkan bahan bakar dan pelumas, memproduksi dan menjual produk petrokimia serta menghasilkan daya dan energi panas bumi.

PT. Chevron Pasific Indonesia adalah perusahaan eksplorasi migas yang beroperasi di wilayah Sumatera khususnya Provinsi Riau. PT. CPI adalah perusahaan di bawah Chevron Corporate Amerika. Kegiatan yang dilakukan Chevron adalah terlibat dalam setiap aspek seperti minyak, gas alam, industri energi panas bumi, eksplorasi, produksi, penyulingan hingga pemasaran. Wilayah operasi terbesar Chevron di Indonesia berada di Riau, Sumatera. Dalam perkembangannya Chevron merupakan salah satu perusahaan eksplorasi migas yang berinvestasi dengan jumlah paling besar di Indonesia.

PT. Chevron Pasific Indonesia pertama kali didirikan di Indonesia pada tahun 1924. Pada awalnya *Standart Oil Company of California*

(Socal) dan *Texas Oil Company* (Texaco) membentuk sebuah perusahaan patungan di daerah Sumatera dengan nama *N.V. Nederlandsche Pasific Petroleum Maatschappij* atau *NPPM*. Kemudian perusahaan ini menemukan sebuah sumur minyak non-produktif yang akhirnya ditutup. Pada tahun 1944, ahli geologi *NPPM*, Richard H. Hopper dan Toru Oki bersama tim nya menemukan sumur minyak terbesar di Asia Tenggara yaitu di Minas, Riau. Sumur ini merupakan sumur yang memiliki minyak yang berkualitas sangat baik karena memiliki kadar belerang rendah. Minyak ini kemudian dinamakan *Sumatran Light Crude* (SLC).

Pada awal tahun 1950 an, *NPPM* berubah nama menjadi *Caltex Pasific Oil Company* (CPOC). PT. Caltex ini kemudian mulai melakukan kegiatan ekspor minyak dari Minas, Riau. Kegiatan ini dilakukan menggunakan kapal tangki menyelusuri sungai Siak menuju Pakning di Selat Malaka untuk selanjutnya di ekspor ke pasar dunia.

#### **B. Visi dan Misi PT. Chevron Pasific Indonesia**

Visi PT. Chevron Pasific Indonesia yaitu :

“Menjadi perusahaan energi Indonesia yang dikagumi karena karyawan, kemitraan, dan kinerjanya”.

Dapat dilihat visi inilah yang menjadi gerak langkah PT. CPI untuk berkiprah dalam pembangunan nasional di Indonesia. Visi ini tidaklah lengkap tanpa didukung oleh suatu misi. Berikut ini adalah misi PT. Chevron pasific Indonesia yaitu :

*“As a business partner with GOI, CPI will add value by effectively exploring for and developing hydrocarbons for the benefit of Indonesia and CPI’s shareholdersCPI will independently pursue others energy related business oppurtunities by leveraging its resource to assure continued value addition and growth”.*<sup>16</sup>

Sebagai sebuah rekan bisnis PT. Chevron Pasific Indonesia akan menambah manfaat bagi Indonesia dan pemegang sahan yang secara langsung mengikuti kesempatan bisnis energi lain untuk mengeksplor sumber daya. Misi tersebut merupakan tujuan yang ingin dicapai oleh perusahaan yang diharapkan akan membangun pemahaman yang sama bagi setiap pihak yang bekerja atau berinteraksi dengan PT. Chevron Pasific Indonesia. Dalam *The Chevron Way* tertanam visi Chevron yang memiliki arti sebagai berikut<sup>17</sup> :

- a. Dengan selamat menyediakan produk-produk energi yang vital untuk kemajuan ekonomi yang berkelanjutan dan pengembangan manusia di seluruh dunia
- b. Chevron adalah orang-orang dan organisasi dengan kemampuan dan komitmen yang tinggi
- c. Mitra pilihan yang terpercaya
- d. Chevron dikagumi oleh semua pemangku kepentingan baik investor, pelanggan, pemerintah di tempat Chevron beroperasi, masyarakat setempat dan karyawan tidak saja karena hasil yang dicapai tetapi juga bagaimana mencapai hasil tersebut

---

<sup>16</sup> *Laporan magang UIN Riau*. Diakses pada tanggal 20 oktober 2012  
[http://www.google.com/laporan magang uin riau](http://www.google.com/laporan%20magang%20uin%20riau).

<sup>17</sup> *Ibid*

- e. Memberikan kinerja kelas dunia

### C. Wilayah Operasi PT. Chevron Pasific Indonesia

PT. Chevron Pasific Indonesi memiliki daerah eksplorasi yang sangat luas di Riau. PT. CPI selain mengerjakan daerah sendiri, juga bertindak sebagai operator bagi Calasiatic/Chevron dan Topco/Taxaco (C&T) perusahaan yang dimiliki oleh Chevron dan Texaco. PT. CPI memiliki daerah eksplorasi seluas 9.030 km<sup>2</sup>.<sup>18</sup> Daerah ini dikenal dengan nama “*Kanggaroo Block*” yang terletak di kabupaten Bengkalis. Perjanjian C&T yang pertama berdasarkan perjanjian blok A sebagai blok D, serta blok C pada tahun 1968 diserahkan kembali kepada pemerintah Republik Indonesia.

Kemudian pengembalian daerah-daerah berikutnya dilakukan pada tahun 1973 dan 1978, sampai saat ini daerah wilayah operasi PT. CPI adalah 8314 km<sup>2</sup> atau kira-kira 67,4% dari luas semula.<sup>19</sup> Pada bulan Agustus 1971, Chevron & Texaco menandatangani perjanjian Coastal Plains Pekan baru block seluas 21.975 km<sup>2</sup>.<sup>20</sup> Kemudian pada bulan Januari 1975, menandatangani perjanjian *Mountain Front Kuantan* blok seluas 6865 km<sup>2</sup>. Setelah dilakukan pengembalian beberapa bagian daerah kerja kepada pemerintah secara bertahap, saat ini Coastal Plain Pekan baru tinggal 9.996 km<sup>2</sup>.

---

<sup>18</sup>Yusnan Siregar Hasni dan Herman. 2010. *Laporan kerja praktek (Fasility Enginering Team) di PT. Chevron Pasific Indonesia*. Yogyakarta: Program studi strata 1 elektronika dan instrumentasi fakultas matematika dan ilmu pengetahuan alam UGM.

<sup>19</sup> *Ibid*

<sup>20</sup> *Ibid*

Pada tahun 1979-1991, Chevron & Texaco menandatangani 5 perjanjian yaitu :

1. Tahun 1979, perjanjian patungan (Joint Venture) dengan Pertamina (Jambi Selatan blok B) seluas 5.826 km<sup>2</sup> sudah dikembalikan keseluruhannya pada tahun 1988.
2. Tahun 1981, KPS Singkarak blok seluas 7.163 km<sup>2</sup> di Sumatera Barat (telah dikembalikan keseluruhannya pada Juni 1984)
3. Tahun 1981, KPS Langsa blok seluas 7.080 km<sup>2</sup> di Selat Malaka di lepas pantai Sumatera Utara dan Daerah Istimewa Aceh (juga telah dikembalikan keseluruhannya pada bulan Mei 1986)
4. Tahun 1991, KPS Nias blok seluas 16.116 km<sup>2</sup>
5. Perpanjangan kontrak karya kedalam bentuk KPS untuk Siak blok seluas 8.314 km<sup>2</sup> perpanjangan kontrak ini berlaku 20 tahun sejak 28 November 1993.

#### **D. Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract/PSC*)**

Kontrak bagi hasil di Indonesia sudah dikenal sejak tahun 1960. Indonesia adalah pelopor kontrak bagi hasil, kontrak yang signifikan berdasarkan konsep ini baru ditandatangani pada tahun 1966 dengan IAPCO, suatu konsorsium dari Amerika Serikat. Kontrak bagi hasil diberikan untuk mencari dan mengembangkan cadangan hidrokarbon di area tertentu sebelum berproduksi secara komersial. Kontrak bagi hasil berlaku untuk

beberapa tahun tergantung pada syarat kontrak, dan penemuan minyak dan gas dalam jumlah komersil dalam suatu periode tertentu.

Pada umumnya periode ini dapat diperpanjang melalui perjanjian antara kontraktor dan kementerian ESDM dan Ditjen Migas. Kontraktor pada umumnya diwajibkan untuk menyerahkan kembali presentasi tertentu dari area kontrak pada tanggal tertentu, kecuali jika area tersebut terkait dengan permukaan lapangan dimana telah ditemukan minyak dan gas. Kontrak bagi hasil atau *Production Sharing Contract (PSC)* adalah mekanisme kerjasama pengelolaan migas antara pemerintah dan kontraktor. Dalam sejarah perkembangannya kontrak bagi hasil ini di bagi kedalam beberapa generasi yaitu <sup>21</sup>:

1. Generasi Pertama (1960-1976)

Produksi minyak dan gas bumi setiap tahun dibagi menjadi 2 bagian pemerintah dan kontraktor berikut diuraikan mengenai PSC yaitu:

- a. 40% pertama disebut sebagai *cost oil* yang dialokasikan untuk pengembalian biaya eksplorasi dan eksploitasi (*Ceiling Cost Recovery*)

- b. 60% sisanya disebut sebagai profit oil atau equity oil yang di bagi yaitu :

1. 65% untuk Pertamina dan 35% untuk kontraktor untuk produksi 75 ribu BPOD

---

<sup>21</sup> Rizky Awali dan nasyith majidi. 2008. *neoliberalisme cengkeram Indonesia*. Jakarta : E Publishing Company. Hal. 177.

2. 67,5% Pertamina, 32% kontraktor untuk produksi antara 75.000 sid 200.000 perhari
  3. 70% Pertamina, 30% kontraktoer untuk produksi diatas 200.000 barrel perhari
- c. Jangka waktu eksplorasi selama 6 tahun, dan dapat diperpanjang 2 kali (masing-masing 2 tahun)
  - d. Pajak sebesar 56% dan tidak dibedakan antara pajak cooperative dan dividen
  - e. Komersialitas dibatasi dengan minimum pendapatan negara adalah 49% dari pendapatan kotor dan ditentukan oleh Pertamina dan kontraktor
  - f. DMO sebesar 25% dari milik kontraktor dengan pembayaran sebesar US\$0,2/bbl.

## 2. Generasi kedua (1976-1988)

Dalam usahanya pemerintah meningkatkan keuntungan, pemerintah berusaha untuk mengganti model yang sebelumnya memberikan 2 level bagi hasil dihapuskan dan menjadi satu bagi hasil sebesar 85:15 minyak dan 70:30 gas, pengecualian untuk Rokan PSC dimana bagi hasilnya 88:12 untuk Pertamina. Pajak penerimaan negara dibagi menjadi 2 kelompok yaitu :

1. Penerimaan negara berupa pajak Perseroan dan dividen termasuk dalam peraturan perpajakan yang berlaku pada saat penandatanganan perjanjian.
2. Penerimaan negara diluar pajak-pajak tersebut dalam butir 1 diatas, termasuk bagian produksi yang diserahkan kepada negara sebagai pemilik kuasa atas sumber daya alam minyak dan gas bumi. Kewajiban kontraktor menyerahkan sebagian dari produksin yang telah diterimanya untuk kebutuhan dalam negeri, bea masuk, iuran pembangunan daerah (PBB), bonus, dan lain-lain.
  - a. Pajak sebesar 56% yang terdiri dari 45% pajak corporate dan 11% pajak dividen. *Limit Cost Recovery* yang sebelumnya 40% dihapuskan, sehingga kontraktor dapat mendapatkan kembali maksimum 100% dari *revenue* untuk penggantian biaya dan didasarkan pada *Generally Accepted Accounting Principle (GAAP)*
  - b. Selisih antara pendapatan kotor per tahun dengan *Cost Recovery*, kemudian dibagi antara Pertamina dan Kontraktor masing-masing sebesar 65.91% : 34.09% (minyak) 31.82% : 68.18% (gas). Bagian kontraktor akan dikenakan pajak total sebesar 56% (terdiri dari 45% pajak pendapatan dan 20% pajak dividen), dengan demikian pembagian bersih setelah pajak adalah 85% : 15% (minyak) dan 70% : 30% (gas). Pajak turun dari 56% menjadi

48%, maka untuk mempertahankan pembagian (*share*) diatas, pembagian produksi sebelum kena pajak diubah menjadi 71.15% : 28.85% (minyak) dan 42.31% : 57.69% (gas).

- c. Untuk lapangan baru, kontraktor diberikan kredit investasi sebesar 20% dari pengeluaran kapital untuk fasilitas produksi, dan diberikan DMO holiday selama 5 tahun. DMO sebesar 25% dari milik kontraktor dengan pembayaran sebesar US\$0,2/bbl. Jangka waktu eksplorasi selama 6 tahun, dan tidak dapat diperpanjang (dalam beberapa kontrak dapat diperpanjang satu kali selama 2 tahun). Komersialitas dibatasi dengan minimum pendapatan negara adalah 49% dari pendapatan kotor dan ditentukan oleh Pertamina dan Kontraktor.

### 3. Generasi Ketiga (1998-1993)

Pada tahun 1988 dan 1989, *fiscal term* yang telah direvisi tersebut diperkenalkan sebagai model PSC baru. Perubahan penting dalam model PSC tersebut adalah diberlakukannya FTP, kenaikan besaran DMO fee, dan perbaikan terms untuk proyek-proyek *marginal, frontier, deepwater dan reseivoir pre testier*. Pada tahun 1988 Pertamina memperkenalkan beberapa terms and condition yang berbeda untuk kontrak area baru dan perpanjangan. Kontrak area baru dibagi menjadi 2 kategori yaitu konvensional dan frontier. Komersialitas dibatasi dengan minimum pendapatan negara adalah

25% dari pendapatan kotor dan ditentukan oleh Pertamina dan Kontraktor.

4. Generasi Keempat (1994-2001) Titik acuan PP nomor 35 tahun 1994
  - a. Dana ASR
  - b. Besaran pajak berubah dari 48% menjadi 44% yang terdiri dari 30% dan pajak dividen sebesar 14%
  - c. Standar invesment credit untuk keperluan cost recovery turun dari 17% menjadi 15.78%
  - d. Skema bagi hasil sebelum pajak juga berubah menjadi 73.22% ; 26.78%
  - e. DMO sebesar 25% dari milik kontraktor (15% dari harga export setelah 5 tahun pertama produksi)
  - f. Jangka waktu eksplorasi selama 6 tahun dan hanya dapat diperpanjang 1 kali selama 4 tahun
  - g. Komersialitas tidak diberi batasan minimum pendapatan pemerintah
  - h. Sebelum melakukan kegiatannya kontraktor diwajibkan melakukan *environmental base line study*.
5. Generasi Kelima (2001-2007)

Perubahan dari finansial komitmen menjadi work komitmen
6. Generasi Keenam (2008- sekarang)

POD basis, dana ASR dalam escrow account, LCCA, Subsequent Petroleum Discovery, persyaratan perpanjangan jangka waktu eksplorasi dipertegas, penurunan pajak penghasilan mengikuti UU No 36 tahun 2008. Perubahan pertama pada tahun 2009 untuk WK GMB diperkenalkan *Handling Production Before*.

Dari Kontrak bagi hasil diata ada 3 perubahan yang terjadi pada tahun 1997-1999 yaitu pada tahun 1997, Pertamina merubah beberapa pokok *terms* dan *condition* dalam rangka meningkatkan kegiatan ekplorasi. Pokok-pokok tersebut adalah :

1. Sebelum generasi keempat komitmen dalam bab IV PSC berupa komitmen finansial maka dalam PSC generasi ini komitmen berubah menjadi komitmen finansial dan kegiatan. Namun pelaksanaanya masih dihitung secara finansial.
2. Sebelum generasi keempat komitmen dalam bab IV PSC berupa komitmen finansial tanpa ada pembagian jenis komitmen maka dalam PSC generasi ini berubah untuk 3 tahun atau 2 tahun pertama disebut sebagai komitmen pasti. Apabila gagal memenuhi komitmen pasti dan kontraktor mengembalikan wilayah kerja tersebut maka kontraktor wajib membayar kekurangan pelaksanaan komitmen pasti tersebut.

Perubahan kedua yaitu pada tahun 1998, dimana besaran harga DMOberubah dari 15% menjadi 25% harga ekspor dan perubahan ketiga

yaitu pada tahun 1999, dimana mulai diperkenalkan *performance deficiency notice*.

#### **E. Penerapan Kontrak Bagi Hasil (PSC) di Indonesia**

Dalam kontrak bagi hasil Pemerintah membagi hasil produksi bersih berdasarkan presentasi tertentu. Perhitungan bagi hasil antara Pemerintah dengan perusahaan migas dilakukan setiap tahun. Pada hakikatnya biaya operasi yang timbul dalam pelaksanaan kontrak bagi hasil akan diganti atau di tanggung oleh Pemerintah. Jadi dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi kontraktor membayar terlebih dahulu atau menalangi pengeluaran untuk biaya operasi tersebut. Selain menyediakan dana , kontraktor juga wajib menyediakan teknologi, peralatan dan keahlian yang diperlukan bagi eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas. Kontraktor juga menanggung semua resiko yang timbul dari kegiatan operasi tersebut. Pergantian biaya operasi oleh Pemerintah dalam kontrak bagi hasil dinamakan *cost recovery*. Sebelum adanya UU Migas No 22 Tahun 2001 Pertamina merupakan pemegang kuasa atas pengelolaan migas di Indonesia. Akan tetapi setelah UU tersebut di buat maka fungsi Pertamina sama seperti kontraktor lainnya. Institusi yang terlibat dalam kegiatan hulu migas adalah Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral melalui Ditjen Migas serta Badan Pelaksana (BP migas).

Selama kurun waktu 1996-2007, PSC Indonesia telah memproduksi dan menjual (*lifting*) minyak sebanyak 18,45 milyar barrel dan gas bumi sebanyak

34,14 triliun kaki kubik atau setara (*ekuivalent*) dengan 25,87 milyar barrel minyak.<sup>22</sup> Dari jumlah produksi tersebut perusahaan minyak asing menghasilkan sekitar 95% produksi minyak dan gas nasional. Berarti peran-peran perusahaan minyak asing tersebut sangat besar terhadap perekonomian Indonesia. Kegiatan operasi para perusahaan minyak internasional yang besar jauh lebih efisien dibandingkan dengan perusahaan lainnya. Hal ini dikarenakan operasi dan produksi perusahaan internasional tersebut yang besar. Resiko dari operasi dan investasi migas sangat tinggi sehingga untuk melakukan operasi perminyakan kontraktor harus memiliki kompetensi teknis.

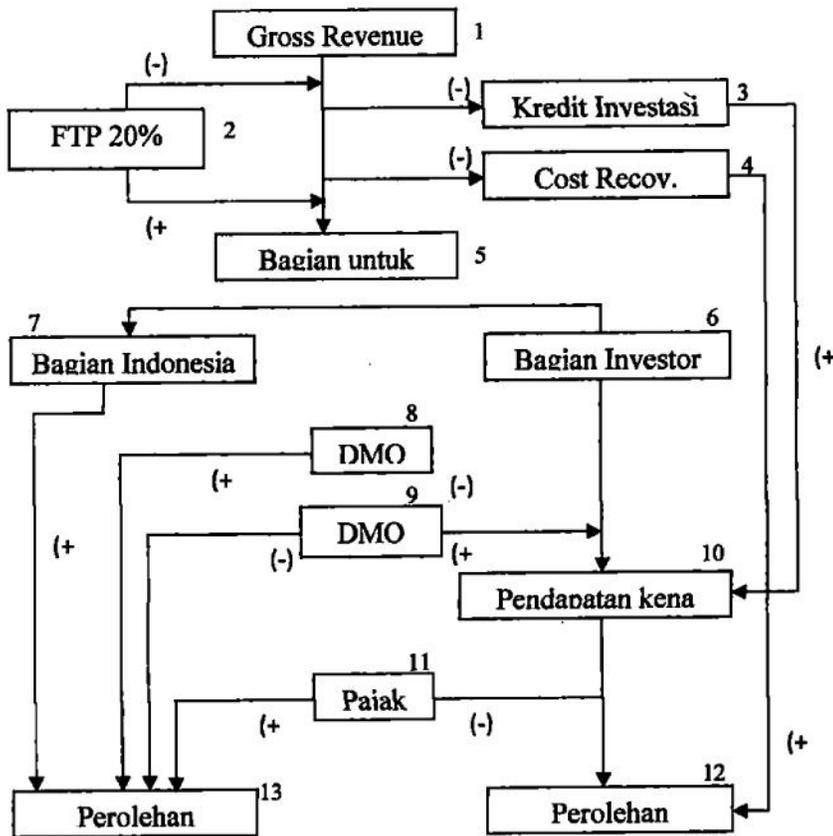
Pengembalian biaya operasi atau yang dikenal dengan *cost recovery* memegang peranan penting untuk menentukan besarnya penerimaan Indonesia dari sektor migas. Tidak seluruh pengeluaran yang dilakukan oleh Kontraktor *Contract Production Sharing* (KPS) merupakan pengembalian biaya operasi (*cost recovery*). Berikut ini adalah pembagian perolehan dari kerja sama hulu migas (*flow of revenue*) baik bagi pemerintah RI maupun investor (kontraktor), sebagaimana dikutip dari Abdul Wahab.<sup>23</sup>

---

<sup>22</sup> *Op. Cit.* Suyitno Patmosukismo. hlm. 146

<sup>23</sup> Abdul Wahab Abdoel Kadir. 2004. *Risiki Bisnis Sektor Hulu Perminyakan. Pradnya Paramita*. Jakarta. hlm 121. (*Op. Cit.* Suyitno Patmosukismo. Hal. 140).

## Pembagian Perolehan dari Kerjasama Hulu Migas



### Keterangan :

1. GR = Oil Lifting x ICP
2. FTP = 20% atau sesuai dengan ketentuan
3. Kredit investasi, sesuai dengan kontrak
4. Cost recovery
5. Bagian untuk dibagi =  $(\text{Gross} - \text{FTP} - \text{ICs} - \text{CR}) + \text{FTP}$
6. Bagian Investor =  $\text{Share} \times \text{Bagian untuk dibagi}$
7. Bagian Indonesia =  $\text{Share} \times \text{Bagian untuk dibagi}$

8.  $DMO = 25\% \times \text{presentase Bagian Investor} \times \text{Gross Revenue}$
9.  $DMO \text{ Fee} = DMO/ICP \times \text{harga yang ditentukan dalam kontrak}$   
(selama 60 bulan pertama berlaku harga ICP, sesudahnya berlaku sesuai dengan kontrak)
10.  $\text{Pendapatan Investor kena pajak} = \text{Bagian Investor} - DMO + DMO \text{ Fee} + ICs + \text{Lifting Price Variance}$
11.  $\text{Pajak Investor} = 44\% \times \text{Pendapatan kena pajak} - \text{Pajak Investor} + \text{Cost Recovery}$
12.  $\text{Perolehan Pemerintah} = \text{Bagian Indonesia} + DMO - DMO \text{ Fee} + \text{Pajak}$

#### **F. Kegiatan PT. Chevron Pasific Indonesia**

Perusahaan Chevron bergerak terutama di bidang minyak dan gas bumi. Kegiatannya mencakup eksplorasi, pengolahan dan produksi, manufaktur produk kimia serta pembangkit energi. Kegiatan yang dilakukan PT. Chevron Pasific Indonesia yaitu eksplorasi dan Produksi.

##### **1. Eksplorasi**

Pengeboran eksplorasi di mulai pada tahun 1938 di Kubu namun tidak mendapatkan hasil. Kemudian pada tahun 1938-1944, 9 sumur eksplorasi berhasil di selesaikan dengan 3 temuan yaitu gas di Sembaga serta minyak di Duri dan Minas. Sumur-sumur yang eksplorasi yang d bor sejak tahun 1968-1990 telah menghasilkan temuan baru sebanyak 119 temuan minyak maupun gas. Pada tahun 2010 kegiatan eksplorasi PT. Chevron Pasific

Indonesia telah memiliki lebih dari 70.000 km<sup>2</sup> data seismik dan 5.600 km<sup>2</sup> diantaranya berasal dari daerah Riau daratan.

## 2. Produksi

Produksi minyak Chevron pernah mencapai 1 juta barel perhari pada tahun 1970. Produksi minyak Chevron terletak di Duri dan Minas, produksi minyak kualitas terbaik terdapat di Minas dengan nama minyaknya yaitu *Sumatra Light Crude*. Produksi minyak Chevron selalu meningkat setiap tahunnya. Hargaminyak Minas Indonesia juga di Dunia sangat mahal.

Chevron menghasilkan minyak mentah yang kemudian di ekspor ke berbagai Negara melalui pelabuhan Dumai. Chevron memiliki pelabuhan khusus di Dumai. Letak wilayah operasi Chevron yang sangat strategis yang berada di Riau sangat memudahkan Chevron untuk melakukan ekspor minyaknya ke berbagai negara. Sampai pada saat ini masih Chevron yang mendominasi sektor hulu migas di Indonesia dengan nilai investasi terbesar.