



BAB I PENDAHULUAN

I.1 Sejarah Perusahaan

Pengalihan pengelolaan Wilayah Kerja (WK) Rokan dari PT *Chevron Pacific Indonesia* (CPI) kepada Pertamina Hulu Rokan (PHR) selaku anak usaha PT Pertamina (Persero) merupakan sejarah bagi industri hulu migas di Indonesia. Sebelumnya, pengelolaan Blok Rokan dipegang oleh CPI selama 97 tahun atau hampir 1 abad. Blok Rokan merupakan blok minyak terbesar di Indonesia dengan luas 6.220 kilometer persegi yang terletak di lima kabupaten di Riau, yaitu Bengkalis, Siak, Kampar, Rokan Hulu dan Rokan Hilir. Blok tersebut memiliki 96 lapangan dan tiga lapangan diantaranya berpotensi menghasilkan minyak sangat baik, yaitu Duri, Minas, dan Bekasap.

Kehadiran Chevron di Indonesia diawali dengan kedatangan regu geologi *Standard Oil Company of California* (Socal) pada Maret 1924 untuk melakukan survei eksplorasi. Kemudian di bulan Juni 1930 Socal mendirikan NV NPPM yang merupakan cikal bakal PT *Chevron Pacific Indonesia*. Bulan Juli 1936, Socal bersama dengan *Texas Oil Company* (Texaco) mendirikan California Texas Petroleum Corporation atau yang akrab dikenal Caltex.

Pada bulan Agustus 1941, lapangan minyak Duri ditemukan merupakan pertemuan minyak bumi pertama di Riau. Pada bulan Desember 1944 lapangan minyak Minas ditemukan. Selanjutnya di bulan April 1952, lapangan minyak Minas mulai berproduksi dan perdana diekspor melalui Pelabuhan Perawang dan Pakning. Di bulan Februari 1954 lapangan minyak Duri dengan minyak beratnya mulai berproduksi untuk pertama kalinya. Selanjutnya September 1955 lapangan minyak Bekasap turut ditemukan. Kemudian di tahun 1973, tepatnya di bulan Mei untuk pertama kali produksi minyak Blok Rokan mencapai 1 juta barel minyak per hari. Di bulan Juni 2018, Pertamina memenangkan lelang kontrak gross split sebagai pengelola Blok Rokan selanjutnya untuk 20 tahun ke depan.



PT Pertamina Hulu Rokan (PHR), didirikan pada 20 Desember 2018. Sejak didirikan, PHR menjadi perusahaan yang bertindak sebagai operator dalam pengelolaan Wilayah Kerja (WK) Rokan selama 20 tahun mendatang, mulai dari 9 Agustus 2021 hingga 8 Agustus 2041. PHR juga menjalankan tugas dari *Subholding Upstream* Pertamina untuk mengelola bisnis dan operasional kegiatan usaha hulu migas di wilayah Regional 1 – Sumatera. Melalui kedua peran tersebut, PHR menjadi salah satu produsen minyak dan gas utama di Indonesia yang berkontribusi dalam pemenuhan energi nasional.



Gambar I. 1. Logo PT Pertamina Hulu Rokan
(Sumber: PHR, 2023)

Wilayah Kerja Regional 1 - Sumatera membentang mulai dari Provinsi Aceh hingga Provinsi Sumatera Selatan, yang dibagi dalam empat zona, yakni:

a. Zona 1

Zona 1 meliputi 11 lapangan, yaitu North Sumatra Offshore (NSO), West Glagah Kambuna, Rantau, Pangkalan Susu, BOB CPP, Siak, Kampar, Lirik, Jambi, Jambi Merang, dan Jabung, yang terletak di Nanggroe Aceh Darussalam, Sumatera Utara, Riau, Jambi dan Sumatera Selatan.

b. Wilayah Kerja (WK) Rokan (Zona 2 dan Zona 3)

Wilayah Kerja (WK) Rokan meliputi operasi migas dari 104 lapangan yang semuanya berlokasi di Provinsi Riau. Beberapa lapangan terbesar WK Rokan antara lain Minas, Duri, Bangko, Bekasap, Balam South, Kotabatak, Petani, Pematang, Petapahan dan Pager.

WK Rokan merupakan blok minyak yang paling produktif sepanjang sejarah perminyakan Indonesia. Memiliki lebih dari 12 ribu sumur minyak aktif yang tersebar di lebih dari seratus lapangan aktif yang beroperasi, setiap sumur ini terhubung dengan jaringan pipa yang panjangnya lebih dari 10.500 kilometer, sekitar dua kali jarak Sabang – Merauke.



Lebih dari 11 miliar barel minyak telah diproduksi dari WK Rokan, dari sejumlah lapangan-lapangan besar, diantaranya Minas, Duri, Bangko, Bekasap, Balam South, Kotabatak, Petani, Pematang, Petapahan dan Pager. Dua lapangan paling produktif di WK Rokan adalah Lapangan Minas dan Lapangan Duri. Kedua tercatat sebagai lapangan terbesar di Indonesia, bahkan di Asia Tenggara.

Ditemukan pada Desember 1944, Lapangan Minas merupakan lapangan pertama yang berproduksi di WK Rokan. Minyak pertama di Lapangan Minas dihasilkan pada April 1952. Minyak berjenis *sweet light crude* ini diekspor perdana pada Mei 1952. Teknologi injeksi uap (*waterflood*) telah diaplikasi di Lapangan Minas sejak dekade 1970-an. Sampai saat ini, produksi dari Lapangan Minas telah mencapai lebih dari 4,8 miliar barel.

Lapangan Duri ditemukan pada Maret 1941. Minyak berat atau *heavy crude* pertama dari Lapangan Duri diperoleh pada Februari 1954. Teknologi *Enhanced Oil Recovery (EOR) steamflood*, atau injeksi uap, diaplikasikan di Lapangan Duri sejak 1985. Lebih dari 2,7 miliar barel minyak telah disumbangkan dari Lapangan Duri untuk produksi migas nasional.

Operasi migas di WK Rokan juga didukung fasilitas tangki penyimpanan dan pelabuhan pengiriman minyak yang terletak di Dumai, yang dikenal dengan Dumai Tank dan Dumai Wharf. Fasilitas Dumai Tank terdiri dari 16 tangki penyimpanan, dengan total kapasitas 5,1 juta barel. Sementara Dumai Wharf terdapat empat pelabuhan minyak tempat kapal tanker bersandar.

Sejak ditunjuk Pemerintah Indonesia sebagai operator WK Rokan untuk kurun waktu 9 Agustus 2021 sampai 8 Agustus 2041, Pertamina Hulu Rokan (PHR) telah mencanakan rencana kerja yang berfokus pada keselamatan, program pengeboran dan efisiensi biaya. Didukung program pengeboran yang agresif dan masif yang dari Pertamina Hulu Rokan, rata-rata produksi WK Rokan saat ini adalah 162.000 barel minyak per hari (162 MBOEPD), atau sekitar 23,5% dari produksi minyak nasional.

c. Zona 4

Zona 4 meliputi 8 lapangan, yakni Ogan Komerling, Raja Tempirai, Ramba, Corridor, Prabumulih, Limau, Pendopo, dan Adera, yang semuanya berada di Provinsi Sumatera Selatan.

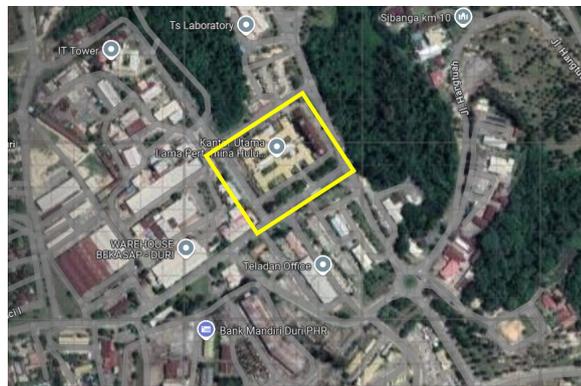
Luasnya area yang dikelola PHR dengan sebagian besar lapangan yang sudah *mature* menjadi tantangan bagi PHR untuk tetap beroperasi dan memproduksi dengan menjaga tingkat keekonomian, tanpa mengurangi aspek keselamatan operasi dan perlindungan lingkungan.

(PHR, 2023)

I.2 . Lokasi dan Tata Letak Pabrik

I.2.1. Lokasi dan Tata Letak Pabrik

Lokasi perusahaan adalah hal penting yang akan menentukan kelancaran perusahaan dalam menjalankan operasinya. Hal ini menjadi pertimbangan meliputi biaya produksi, biaya operasi, dampak sosial, kebutuhan bahan bakar minyak, sarana, studi lingkungan dan letak geografis.



Gambar I. 2 Kantor Utama PT Pertamina Hulu Rokan Dur

PT Pertamina Hulu Rokan Duri tersebar di beberapa wilayah, yang dibedakan menjadi wilayah operasi dan wilayah perkantoran. Wilayah perkantoran ini berada di tengah kota, tepatnya di Komplek PT Pertamina Hulu Rokan Duri, Pematang Pudu, Kec. Mandau, Kabupaten Bengkalis, Riau yang letaknya berdampingan dengan wilayah tempat tinggal karyawan PT Pertamina Hulu Rokan. Sedangkan untuk wilayah operasi terbagi berdasarkan jenis minyak yang diolah, yaitu *Heavy Oil* dan *Sweet Light Oil* yang tersebar di beberapa wilayah.

Pada proses pengolahan minyak bumi, terdapat gas yang biasanya berikatan dengan minyak. Sehingga perlu dilakukan *treatment* untuk memisahkan antara Gas dan Liquid. Proses pemisahan dan pengolahan gas dilakukan oleh tim Gathering Stasion (GS) dan Gas Plant (GP). Salah satunya di wilayah operasi *Sweet Light Oil* Utara dan Tengah, yang mencakup Duri Gas Facility (DGF), Bekasap, Pematang, Petani, dan Pagar.



(a)



(b)



(c)



(d)



(e)

Gambar I. 3 (a) Lokasi Lapangan Petani, (b) Lokasi Lapangan Pematang, (c) Lokasi Lapangan Bekasap, (d) Lokasi Lapangan DGF, (e) Lokasi Lapangan Pagar



I. 3. Struktur Organisasi Pabrik

I. 3. 1. Sistem Manajemen dan Pengawasan PT Pertamina (Persero)

Pertamina, sebagai perusahaan induk di sektor energi sesuai dengan Keputusan Menteri BUMN tanggal 12 Juni 2020, memiliki fokus utama dalam menjalankan kegiatan bisnis yang terintegrasi dari hulu ke hilir. Perusahaan ini bertanggung jawab atas pengelolaan portofolio dan sinergi bisnis di seluruh Pertamina Grup, mendukung percepatan pengembangan bisnis baru, serta turut melaksanakan program-program nasional.

PT Pertamina (Persero) memiliki struktur pengelolaan yang terdiri dari Dewan Direksi Perusahaan yang bertanggung jawab atas operasional perusahaan, dan diawasi oleh Dewan Komisaris dan Pemerintah Republik Indonesia. Untuk memastikan pelaksanaan kegiatan PT Pertamina (Persero) berjalan dengan baik, terdapat sejumlah pengawas yang berasal dari lembaga negara, pemerintah, serta unsur internal PT Pertamina (Persero) sendiri. PT Pertamina (Persero) juga memiliki beberapa perusahaan subholding, seperti yang terlihat pada gambar dibawah ini.

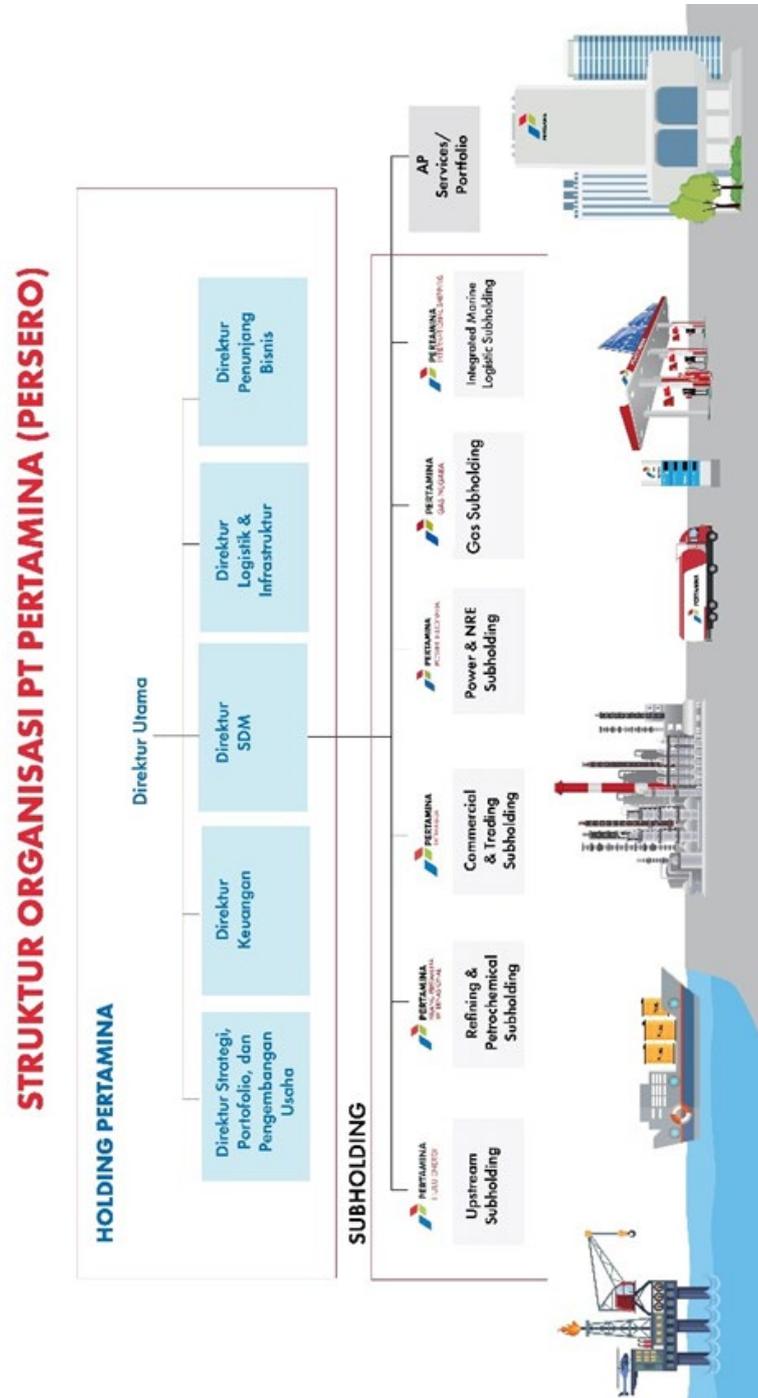
Dewan Direksi PT Pertamina (Persero) terdiri dari seorang direktur utama dan lima direktur lainnya, yang bertanggung jawab dalam mengelola perusahaan dan melaksanakan berbagai kegiatan yang diperlukan, yaitu :

1. Direktur Strategi, Portofolio, dan Pengembangan Usaha
2. Direktur Keuangan
3. Direktur Sumber Daya Manusia
4. Direktur Logistik dan Infrastruktur
5. Direktur Penunjang Bisnis

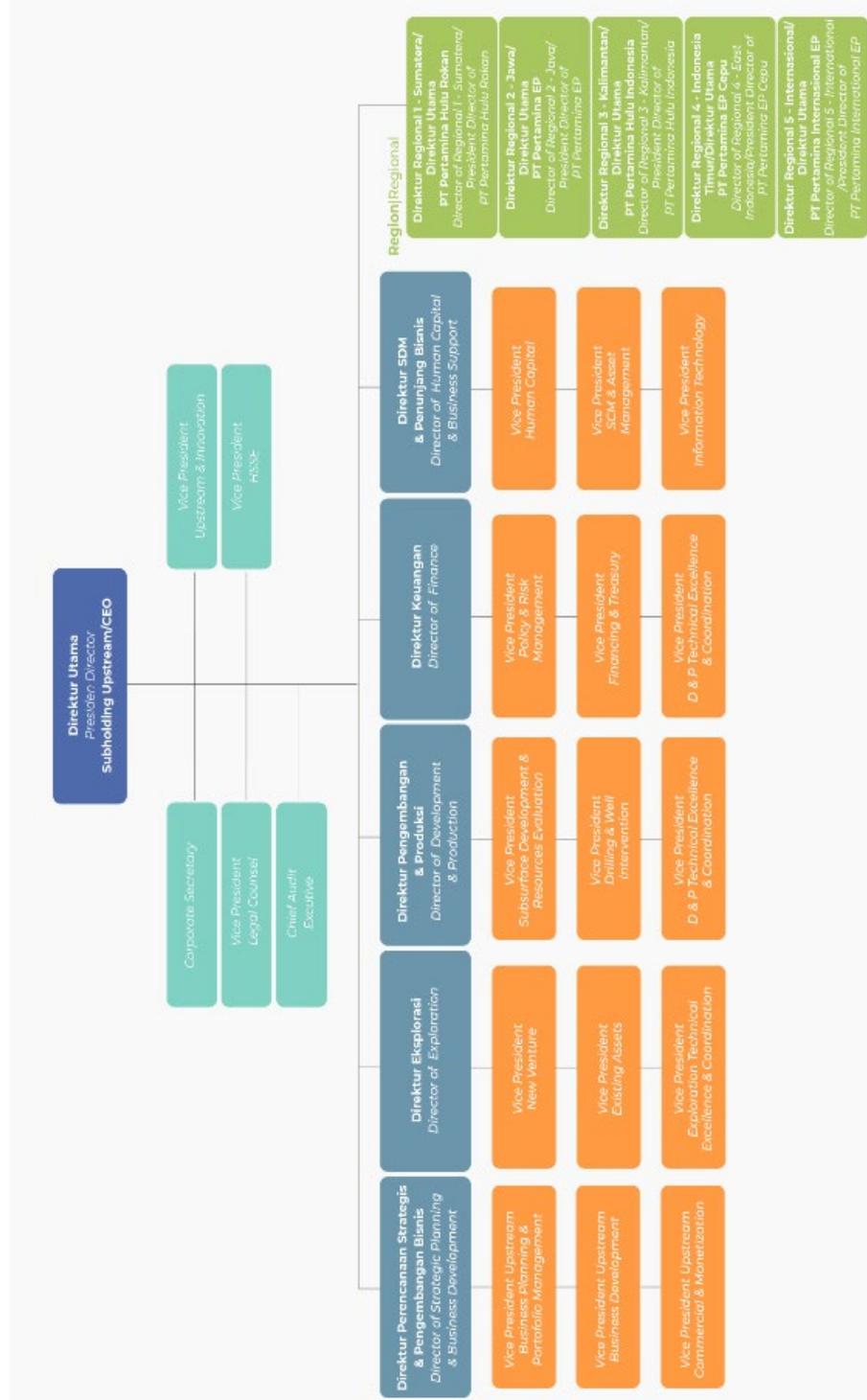
Dalam operasionalnya, PT Pertamina (Persero) membawahi beberapa perusahaan subholding seperti :

1. Pertamina Hulu Energi
2. Kilang Pertamina Internasional
3. Pertamina Patra Niaga
4. Pertamina Power Indonesia
5. Pertamina Gas Negara

6. Pertamina *International Shipping*



Gambar I. 4. Struktur Organisasi PT. Pertamina (PERSERO)



Gambar I. 5. Struktur Organisasi PT Pertamina Hulu Energi



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Produk

II.1.1. Produk Minyak

PT. Pertamina Hulu Rokan (PHR) menghasilkan produk berupa minyak mentah (*crude oil*) yang dapat diklasifikasikan menjadi dua jenis, yaitu:

a. *Heavy Crude Oil*

Heavy crude oil atau minyak berat diproduksi di wilayah operasi Duri. Minyak ini juga dikenal sebagai Delta crude oil yang memiliki derajat API rendah sekitar 20. Pada produksinya, *heavy crude* menggunakan teknologi *Enhanced Oil Recovery (EOR) Steamflood* atau injeksi uap. Hingga saat ini, lapangan Duri telah menyumbangkan >2,7 miliar baller untuk produksi migas nasional.

b. *Sweet Light Crude Oil*

Sweet Light Crude (SLC) Oil adalah minyak mentah yang dikategorikan sebagai produk minyak ringan yang dihasilkan dari wilayah operasi selain Duri, seperti Bangko, Bekasap, Balam, Petani, Minas, Libo, dan Petapahan. Pada produksi, *sweet light crude* menggunakan teknologi *Waterflood* atau injeksi air. Lapangan Minas merupakan yang terbesar dengan jumlah produksi sudah mencapai >4,8 miliar barrel. Minyak ini memiliki derajat API yang lebih tinggi, kadar belerang yang lebih rendah daripada *haevy crude oil*, dan memiliki tekstur yang lebih cair.

Pada wilayah kerja Rokan, terdapat fasilitas penyimpanan dan pelabuhan pengiriman minyak yang terletak di Dumai. Fasilitas tersebut terdiri dari Dumai *Tank* dengan 16 tangki penyimpanan berkapasitas total 5,1 juta barel, dan Dumai Wharf yang memiliki 4 pelabuhan minyak untuk kapal *tanker*.



II.1.2. Produk Gas

Pada proses produksi, terdapat gas yang terpisahkan dari minyak. Gas ini akan melalui proses pengeringan untuk dapat mencapai spesifikasi gas yang dibutuhkan. Produksi *dry gas* tersebut digunakan oleh perusahaan sebagai bahan baku *turbine* yang digunakan untuk menghasilkan listrik di wilayah kerja PT Pertamina Hulu Rokan Duri. Produk gas ini memiliki karakteristik seperti pada Tabel II. 1.

Tabel II. 1. Karakteristik Dry Gas

Parameter	Jumlah
<i>Moisture Content</i>	< 15 lb/MMSCFD
<i>Heating Value</i>	900-1200 BTU/scf
Outgoing H ₂ S	Max. 10 ppm
Outgoing CO ₂	Max. 15%
Nitrogen	Max. 3%
Oksigen	Max. 0.06%

II.2. Uraian Proses

WK Rokan memiliki cadangan minyak lebih dari 11 miliar barel yang mana terdapat lapangan-lapangan minyak besar dan produktif di dalam wilayah tersebut. Lapangan Delta dan Lapangan Zeta adalah yang paling produktif dan terbesar di Indonesia dan kawasan Asia Tenggara. Secara umum, PT PHR menjalankan proses operasinya dengan melakukan kegiatan sebagai berikut:

II.2.1. Eksplorasi

Masa eksplorasi merupakan suatu masa pencarian minyak mentah berdasarkan data berdasarkan data yang sudah yang sudah ada. Tahap ada. Tahap eksplorasi eksplorasi dibagi atas dibagi atas dua metode, dua metode, yaitu metode geologi (*geological method*) dan metode geofisika (*geophysical method*):

1. Metode geologi, terdiri atas:
 - a. *Areal Mapping*
 - b. *Field Geological Method*
 - c. *Surface Geological Method*



-
- d. *Palaeontological Method*
 2. Metode geofisika, terdiri atas:
 - a. *Magnetic Method*
 - b. *Gravity Method*
 - c. *Seismic Method*

Pekerjaan eksplorasi yang pertama mencakup penelitian geologi beserta pengeboran pengeboran sumur dan penelitian penelitian seismik. Setelah hak untuk mengeksplorasi diperoleh dari NPPM pada tahun 1936, aktivitas seismik dilakukan secara intensif di Riau. Kegiatan eksplorasi ini dimulai dari daerah sepanjang sungai Rokan. Dari pengamatan pengamatan tahun 1936 dan 1937, diyakini bahwa potensi minyak ditemukan didaerah yang lebih keselatan. Eksplorasi pertama baru dilakukan pada tahun 1937, dan pada tahun 1941 mencapai kedalaman total 7.868,4 m.

Pengeboran dilanjutkan pada tahun 1938 di daerah Kubu, tetapi tidak ada indikasi minyak akan ditemukan. Selang waktu antara tahun 1938 – 1944 ada sembilan sumur yang berhasil ditemukan, yaitu sumur gas di Sebang dan sumur sumur minyak di Duri dan Minas. Penemuan sumur di Minas ini merupakan batu loncatan dalam eksplorasi minyak di Sumatera Tengah, yang merangsang orang untuk berusaha melakukan aktivitas-aktivitas eksplorasi di daerah ini. Enam sumur pengembangan dapat diselesaikan pada tahun 1950. Riset geologis dan pemetaan permukaan dilakukan diseluruh daerah operasi pada tahun 1951, yang diikuti dengan pengeboran dan observasi geologis empat tahun kemudian. Pada tahun 1990, pengeboran yang dilakukan telah menghasilkan 119 penemuan sumur minyak dan gas, untuk produksi minyak telah menghasilkan 7 miliar barrel.

II.2.2. Eksploitasi

Dalam operasi eksploitasi minyak, PT PHR mengklasifikasikan proses tersebut menjadi tiga bagian, yaitu:

- a. *Primary recover*

Pada awal produksi suatu reservoir, produksi minyak dan gas bumi terjadi dengan bantuan energi alamiah (*natural flow*) yaitu produksi yang terjadi karena



daya dorong tenaga alam dan atau dapat pula karena pengangkatan buatan (*artificial lift*) atau dengan bantuan pompa.

b. *Secondary recovery*

Tekanan reservoir semakin lama akan semakin berkurang. Apabila tekanan reservoir sudah tidak efektif lagi untuk mendorong fluida masuk ke dalam sumur produksi, maka saat itu sumur tersebut membutuhkan energi tambahan. Cara *secondary recovery* yang digunakan ada 2 macam, yaitu: injeksi Air / *water injection (waterflooding)* dan injeksi iap air / *steam injection (steam flooding)*.

c. *Tertiary recovery*

Terkadang *primary* dan *secondary recovery* tidak efektif lagi, padahal minyak masih cukup banyak terkandung di dalam reservoir dan tersimpan di celah-celah batuan atau terikat pada batuan. Untuk melarutkan dan melepaskan hidrokarbon dari ikatannya dengan batuan maka digunakan zat kimia. Bahan kimia yang biasa digunakan antara lain polimer berat, *surfactant*, dan *caustic*. Setelah langkah ketiga ini, maka minyak yang tertinggal dalam reservoir sudah tidak ekonomis lagi untuk diproduksi sehingga sumur tersebut harus ditutup (*end of field / abandonment*). Untuk pengeboran terdiri dari tiga tahap, yaitu; *Wildcat well*, *Development Drilling* dan *Delineation Drilling*.

II.2.3. Produksi

Produksi pada wilayah Pertamina Hulu Rokan terbagi menjadi dua, yaitu:

A. Oil Treating Plant

PT Pertamina Hulu Rokan memiliki beberapa daerah penghasil minyak. Pada setiap daerah, terdapat *station* pengumpul minyak yang dinamakan dengan *Central Gathering Station (CGS)* yang berada pada daerah operasi *Heavy Oil (HO)* atau *Gathering Station (GS)* yang berada pada daerah operasi *Sweet Light Oil (SLO)*.

Setiap daerah operasi memiliki karakteristik minyak yang berbeda sehingga diperlukan fasilitas yang berbeda di masing-masing *Gathering Station* sehingga *crude oil* yang dihasilkan memenuhi standar yang ditentukan. Pengolahan *crude oil* pada CGS dan GS didasarkan pada



banyaknya panas dan waktu retensi (retention time) serta pemakaian bahan kimia (demulsifier) bagi *crude oil* untuk melepaskan ikatannya dari gas, air, pasir, dan sediment lainnya.

B. Gas Production

PT PHR juga melakukan produksi *dry gas* untuk bahan bakar *turbine* sebagai pembangkit tenaga listrik. Gas kering yang digunakan memiliki karakteristik seperti pada tabel II.1. Untuk itu, gas alam perlu diproses terlebih dahulu. Gas alam mengandung uap air dan beberapa kandungan hidrokarbon lainnya. Kandungan uap air ini dapat menimbulkan permasalahan dalam proses jika tidak dihilangkan terlebih dahulu (Affandy dkk., 2020). Pada tahapan utamanya, gas akan dipisahkan dari kondensat, di mana proses pemisahan ini melalui beberapa tahap kompresi dan pendinginan sebelum gas dikeringkan untuk mengurangi kadar air (dehidrasi). Proses ini juga bertujuan untuk mencegah terbentuknya hidrat, korosi, dan juga memaksimalkan efisiensi aliran gas di dalam pipa (Jafar, 2016). Proses dehidrasi ini memanfaatkan kemampuan larutan tri-ethylene glycol untuk menyerap uap air. Gas alam akan dikontakkan dengan TEG di dalam kontaktor secara *counter-current*. Dimana, TEG akan di-*spray* dari bagian atas kontaktor sedangkan gas alam akan masuk dari bagian bawah. Larutan TEG yang sudah mengikat uap air kemudian disebut *Rich Glycol* akan melalui proses regenerasi, sehingga larutan tersebut dapat digunakan kembali sebagai *Lean Glycol* (Kurniawan, 2020). Tahapan regenerasi melibatkan aliran *rich glycol* dari proses dehidrasi ke sistem regenerasi, di mana air yang terikat pada glikol dipisahkan menjadi uap. Proses ini dijaga dengan pengendalian tekanan dan suhu untuk memastikan keamanan, dan *lean glycol* yang dihasilkan digunakan kembali dalam proses dehidrasi.



BAB III

PROSES PRODUKSI

III.1 Oil Treating Plant

A. Wilayah Operasi Bekasap dan Petani GS

Fluida dari sumur produksi masuk ke *separator* melalui *inlet header*. Pada sebagian *well*, *chemical* diinjeksikan di *flow line* atau sebelum *separator* di GS untuk membantu pemisahan minyak dengan air dan untuk mencegah korosi dan *scale*. Pada *separator* terjadi pemisahan gas dari *liquida*. Gas dialirkan ke *gas plant* melalui *separator* lain (dikenal dengan "*black separator*") untuk diproses selanjutnya. Fluida kemudian masuk ke *gas boot*. *Gas boot* memisahkan gas yang tersisa dari *liquida* dan menurunkan tekanannya sebelum masuk ke *wash tank*. Gas dialirkan ke *fin-fan cooler* pada *Vapor Recovery Unit* (VRU) untuk proses lebih lanjut di *gas plant*. *Liquida* dialirkan ke *wash tank*. *Wash tank* berfungsi sebagai tempat pemisahan lebih lanjut antara minyak dan air. Waktu retensi (*retention time*) yang cukup diperlukan untuk proses pemisahan minyak dengan air. Minyak mengalir ke *shipping tank*. Sebelum dipompakan ke *tank farm* di Duri/Dumai, *crude oil* harus diukur terlebih dahulu kandungan *Basic, Sediment dan Water* (BS&W)- nya. Sisa air dari *wash tank* dialirkan ke fasilitas pengolahan air (di Bekasap GS) atau dialirkan ke *hot water tank* (di Petani GS) untuk dikirim ke Bekasap Water Treating Plant (WTP).

B. Wilayah Operasi selain Bekasap dan Petani

Fluida dari sumur produksi masuk ke *gas boot* melalui *inlet header*. Pada sebagian *well*, *chemical* diinjeksikan di *flow line* atau sebelum *gas boot* di GS untuk membantu pemisahan minyak dengan air dan untuk mencegah korosi dan *scale*. *Gas boot* memisahkan gas dari *liquida* dan menurunkan tekanannya sebelum masuk ke *wash tank*. Gas dialirkan ke *flare stack* untuk dibakar. Khusus Pematang GS, gas dialirkan ke *gas plant*



A. Persiapan Bahan Baku

Feed didatangkan dari dua sumber, yaitu gas dari *gas boot* (*gathering station*, GS) dan *Petani Gas Well #70*. Gas yang masuk ke *gas boot* berupa *associated gas*, yaitu gas yang masih bercampur dengan minyak dan air (*wet gas*). Sedangkan gas dari *gas well* berupa *non-associated gas*, yang berarti gas murni (*wet gas*). Sebelum memasuki *gas plant*, gas harus melewati *emergency shutdown valve* terlebih dahulu. *Valve* ini biasanya terbuka, dan akan menutup pada dua kondisi, yaitu ketika *shutdown* dan keadaan darurat seperti *overpressure* dan keadaan bahaya yang terdeteksi.

Setelah gas keluar dari *gas boot*, gas akan masuk ke *suction scrubber* untuk memisahkan kembali gas dari kondensat yang ada. Gas lalu dialirkan ke *cooler* sehingga gas menjadi dingin dan kondensat akan muncul kembali pada unit berikutnya, yaitu *primary scrubber*. Kondensat dari *primary scrubber* lalu dialirkan ke *inlet scrubber* untuk selanjutnya siap dikirimkan ke V1 Clark (sebuah merk kompresor, namun sekarang sudah nonaktif dan digantikan oleh kompresor merk AWE) melalui *blow case VRU* (*vapor recovery unit*) dengan bantuan *dumping pressure*. Namun, kondensat dari *inlet scrubber* dicampurkan dahulu dengan kondensat *suction scrubber* sebelum memasuki *blow case VRU*. Gabungan kedua kondensat tersebut lalu ditampung di V1 Clark sebagai satu-satunya separator 3 fasa pada *Petani Gas Plant*. Kondensat yang mengandung hidrokarbon lalu diteruskan ke *blow case V1 Clark* untuk didistribusikan ke *shipping line*. Pada V1 Clark juga terdapat keluaran berupa air, selain gas dan kondensat. Keluaran air ini akan dibuang ke *waste pit* *Petani GS*, namun sebelumnya air tersebut akan dicampur dengan air dari keluaran *black separator* dan *contactor*. Pada bagian berikutnya akan dilanjutkan pembahasan mengenai aliran gas yang keluar dari *primary scrubber*.



B. Tahapan Utama dan Pemurnian

Gas yang sudah dipisahkan dari kondensat pada *primary scrubber* dialirkan ke kompresor VRU (*vapor recovery unit*). Ketika tekanan gas naik, kondensat akan terbentuk sehingga gas dan kondensat akan dipisahkan kembali di *black separator*. Sebelum masuk ke *black separator*, gas dicampur dahulu dengan gas dari *production separator* Petani GS. Dari *black separator*, akan terjadi pemisahan antara gas dan air. Air tersebut akan dicampurkan dengan air keluaran V1 Clark, lalu dibuang ke *waste pit* Petani GS. Keluaran gas akan didinginkan di *cooler*, lalu dialirkan ke V1 Clark. V1 Clark akan memisahkan gas dari kondensat dan air. Gas lalu difilter pada *inlet filter* untuk memisahkan gas dan air. Air akan dibuang ke parit terbuka, sedangkan gasnya akan dicampur dengan gas dari Petani *Gas Well #70*.

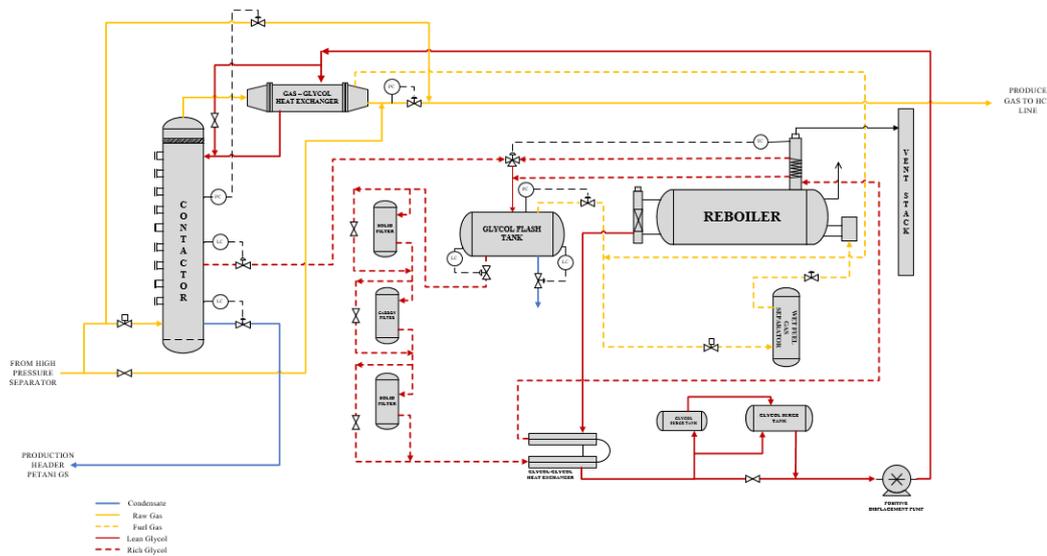
Sebelum dicampurkan, *non-associated gas* tersebut dialirkan ke *inlet gas separator* terlebih dahulu. Keluaran gasnya akan di-*split* menjadi gas yang akan dicampurkan ke gas keluaran *inlet filter* dan gas yang akan digunakan sebagai *fuel* kompresor AWE (Ariel-Waukesha Engine, sebuah merk kompresor pengganti kompresor Clark). Gas campuran tersebut kemudian dialirkan ke V1 AWE. Selain gas campuran tersebut, terdapat juga input lain V1 AWE, yaitu gas *recycle* dari V3 AWE. V1 AWE akan memisahkan gas dari kondensat. Kondensat akan dialirkan ke *shipping line*. Sedangkan gas akan dikompresi dengan kompresor AWE. Kompresor AWE merupakan kompresor 2 *stages* dengan 2 *cooler*. Setelah melewati *stage 1*, gas didinginkan dengan 1st *stage cooler*. Gas lalu dialirkan ke V2 AWE untuk memisahkan kondensat dari gas akibat penurunan suhu. Kondensat akan dialirkan ke *shipping line*, sedangkan gas akan dikompresi lagi pada *stage 2*. Gas tekanan tinggi tersebut lalu didinginkan kembali dengan 2nd *stage cooler*, sehingga terbentuk kondensat. Kondensat dipisahkan dari gas pada V3 AWE untuk dikirim ke *shipping line*. Sedangkan gasnya sebagian dialirkan ke *high pressure separator*, sebagian lainnya dijadikan *recycle* ke V1 AWE. Karena terjadi penurunan tekanan dari V3 AWE ke *high pressure separator*, maka kondensat akan terbentuk.



Kondensat akan dilanjutkan ke *shipping line*, sedangkan gas akan dihilangkan kadar airnya yang tidak bisa dihilangkan dengan proses separasi biasa. Gas tersebut masih mengandung uap air sebesar 25-100 lbs/MMSCF. Standar kualitas gas yang akan digunakan sebagai *fuel turbin generator* mensyaratkan kandungan air di dalam gas (*moisture content*) harus di bawah 15 lbs/MMSCF, sehingga uap air yang masih terkandung didalam gas tersebut harus dipisahkan. Proses penghilangan air dari gas ini dikenal dengan istilah dehidrasi,

Dehidrasi terjadi di dalam kolom absorber bernama *contactor*. *Contactor* glikol digunakan sebagai media tempat *wet gas* bertekanan tinggi berkontak dengan *lean glycol*. Bagian dalam *contactor* tersusun atas beberapa *tray* jenis *bubble cap*. Glikol yang digunakan adalah trietilen glikol (TEG). Pada *contactor* ini, *lean glycol* mengikat air pada gas bertekanan tinggi dan membawa air tersebut turun bersama glikol ke dasar kontaktor. Gas bertekanan tinggi memasuki kontaktor dari bagian bawah, sementara *lean glycol* masuk dari atas. Setelah *lean glycol* banyak menyerap air dari gas, glikol tersebut menjadi *rich glycol*. *Rich glycol* kemudian terakumulasi di bagian bawah *contactor* menuju ke sistem regenerasi glikol, sementara *dry gas* bertekanan tinggi mengalir keluar dari *contactor* dari sisi atas, lalu menuju proses perpindahan panas pada HE *dry gas-lean glycol* dan mengalir menuju saluran gas *hydrocarbon transport* (HCT).

C. Tahapan Regenerasi



Gambar III. 2. Proses Regenerasi Glycol

Rich glycol dari *contactor* mengalir kembali ke sistem regenerasi glikol. *Rich glycol* mengalir ke kolom *still boiler* untuk meningkatkan suhunya dengan mempertukarkan panas uap air hasil regenerasi dengan *rich glycol* tersebut. Meninggalkan kolom *boiler*, *rich glycol* memasuki *flash tank* yang tekanan dan suhunya masing-masing adalah 70 psig dan 220°F. *Rich glycol* yang meninggalkan *flash tank* akan memasuki tiga unit filter, yaitu *solid filter* pertama, *carbon filter*, dan *solid filter* kedua. Setelah melewati filter ini, *rich glycol* sekarang cukup bersih untuk proses *boiler*.

Suhu *rich glycol* yang melewati *boiler* meningkat secara signifikan. Air di dalam glikol kemudian akan dipisahkan membentuk *steam*. Proteksi proses juga disediakan dengan *temperature switch high* (TSH) untuk mematikan sistem saat temperatur menjadi terlalu tinggi. Sebagai hasil dari proses *boiling*, tekanan meningkat seiring dengan meningkatnya temperatur. Untuk mencegah kondisi tekanan berlebih, dipasang *pressure safety valve*. Melewati *boiler*, glikol menjadi *lean* dan terakumulasi pada tangki akumulator sebelum ditransfer kembali ke *contactor* dengan pompa glikol. Sebuah pengukur level dipasang pada



tangka akumulator untuk memonitor kenaikan *lean glycol*. Sebagai tambahan, sebuah *level switch low* (LSL) juga dipasang untuk menghentikan pompa glikol jika terjadi penurunan level *lean glycol*. *Lean glycol* yang dipompa meninggalkan sistem regenerasi kemudian masuk ke HE *dry gas-lean glycol* yang mentransfer panas dari *lean glycol* ke *dry gas*. Peningkatan suhu *dry gas* dapat membantu mencegah proses hidrasi di dalam pipa gas HCT.