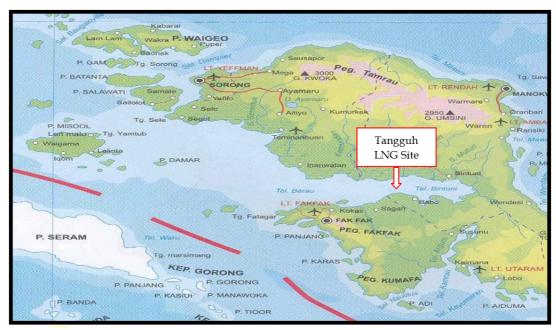




BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Tangguh LNG berada di pantai selatan perairan Teluk Bintuni di Kabupaten Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat, seperti terlihat pada **Gambar I-1**.



Gambar I-1 Lokasi Tangguh LNG di Kabupaten Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat, Indonesia

Kegiatan operasi Tangguh LNG yang berjalan saat ini terdiri dari fasilitas produksi gas lepas pantai dan fasilitas pemrosesan LNG di darat. Fasilitas gas lepas pantai tersebut mencakup fasilitas untuk produksi, pengumpulan dan transmisi gas alam dan cairan ikutan dari lapangan gas Vorwata. Gas diproduksi dari 14 sumur produksi di dua anjungan lepas pantai (VRA dan VRB) dan dialirkan melalui dua jaringan perpipaan bawah laut menuju Kilang LNG di daratan untuk dimurnikan dan diproses menjadi gas alam cair (*Liquefied Natural Gas -* LNG) untuk diekspor dengan kapal *tanker* LNG.

Fasilitas di darat mencakup dua kilang pemrosesan LNG (Kilang LNG 1 dan 2) dengan kapasitas produksi maksimal 7,6 mtpa (*million tons per annum*), dermaga LNG, *Combo Dock* dan fasilitas penunjang lainnya termasuk akomodasi dan kantor administrasi. Kilang LNG yang ada saat ini telah beroperasi penuh sejak 1 Juli 2010.

Tangguh LNG saat ini telah mempunyai kontrak penjualan LNG untuk jangka panjang dengan empat pembeli, yaitu CNOOC Fujian LNG Co. Ltd. dari Cina, K-Power Co., Ltd dan POSCO dari Korea serta Sempra Energy LNG Marketing Corp. dari Meksiko.

Tangguh LNG terdiri dari unitisasi tiga Kontrak Kerja Sama ("KKS"), yaitu KKS Berau, KKS Muturi dan KKS Wiriagar ("KKS Tangguh"). BP Berau Ltd. ("BP") ditunjuk sebagai operator untuk mengoperasikan Tangguh LNG, untuk dan atas nama seluruh pemegang partisipasi *interest* di KKS Tangguh ("Mitra Usaha Tangguh"). Saat ini Mitra Usaha Tangguh terdiri dari beberapa badan usaha seperti tercantum pada **Tabel I-1**.

Tabel I-1 Pemegang Partisipasi Interest di KKS Tangguh

No	Nama Perusahaan	Interest di Tangguh LNG (%)
1.	BP Berau Ltd.	34,24
2.	BP Wiriagar Ltd.	8,56
3.	BP Muturi Holding BV	16,30
4.	MI Berau BV	12,23
5.	CNOOC Muturi Ltd.	0,21
6.	Nippon Oil Exploration (Berau), Ltd.	13,90
7.	KG Berau Petroleum Ltd.	7,35
8.	KG Wiriagar Petroleum Ltd.	2,71
9.	Indonesia Natural Gas Resources Muturi, Inc	1,44
10.	Talisman Wiriagar Overseas Ltd.	3,06

Tangguh LNG berencana untuk mengembangkan operasinya dengan membangun Kilang LNG 3 dan rencana pengembangan tahap selanjutnya diantaranya berupa pembangunan Kilang LNG 4 serta fasilitas pendukung lainnya. Rencana kegiatan pengembangan Tangguh LNG ini bertujuan untuk mengoptimalkan produksi LNG dari cadangan yang ada, sehingga bisa memberikan manfaat bagi pemerintah Indonesia, masyarakat dan pemrakarsa, antara lain:

- Membantu memenuhi kebutuhan gas domestik, mengingat 40% dari produksi LNG dari Kilang LNG 3 akan dialokasikan untuk pasar domestik;
- Mendukung Pemerintah Daerah (Provinsi Papua Barat, Kabupaten Teluk Bintuni dan Kabupaten Fakfak) dalam upaya untuk memenuhi kebutuhan listrik di daerah dengan mengalokasikan sejumlah tertentu gas yang dihasilkan sehubungan dengan Proyek Pengembangan Tangguh LNG untuk dijadikan sebagai bahan bakar bagi pembangkit listrik yang akan dibangun di Papua Barat. Untuk kepentingan ini, Tangguh LNG akan mendukung dilakukannya suatu kajian untuk mempertimbangkan kelayakan atas proyek pembangkit listrik tenaga gas yang antara lain meliputi, keekonomian cadangan dan lapangan, kesiapan infrastruktur, peluang pasar gas, kebijakan energi nasional serta kepentingan umum. Tangguh LNG memahami bahwa rekomendasi dari SKK Migas dan persetujuan dari Menteri ESDM atas alokasi sejumlah tertentu gas sehubungan dengan Proyek Pengembangan Tangguh LNG diperlukan sebelum pelaksanaan pemasokan dan penjualan gas;
- Mendukung peningkatan kehidupan masyarakat di Kabupaten Teluk Bintuni dengan menjual melalui PLN kelebihan daya listrik yang dihasilkan dari Tangguh LNG. 4 MW telah siap dan mulai disalurkan di bulan Februari 2014, dan 4 MW selanjutnya sedang disiapkan untuk disalurkan di tahun mendatang;



- Menambah pemasukan bagi Pemerintah Pusat dan Daerah dari hasil penjualan LNG serta pajak;
- Membuka peluang kerja dan usaha bagi masyarakat lokal yang akan membantu meningkatkan pendapatan dan keanekaragaman mata pencaharian;
- Meningkatkan kemitraan yang sudah ada dan melanjutkan investasi dalam pengembangan ekonomi dan sosial bagi masyarakat lokal serta masyarakat di Teluk Bintuni;
- Meningkatkan kemampuan dan keahlian tenaga kerja Indonesia, khususnya masyarakat lokal Papua di bidang teknologi minyak dan gas, melalui pelatihan dan pendampingan; dan
- Meningkatkan akses terhadap pendidikan dan kesehatan melalui program investasi masyarakat.

Dalam upaya meningkatkan kapasitas produksi, saat ini BP dan Mitra Usaha Tangguh berencana untuk melakukan pengembangan fasilitas Tangguh LNG secara bertahap yang selanjutnya disebut sebagai "Proyek Pengembangan Tangguh LNG". Secara garis besar, lingkup dari rencana Proyek Pengembangan Tangguh LNG ini adalah sebagai berikut:

• Pengembangan tahap awal:

Meliputi Pembangunan satu Kilang LNG baru ("Kilang LNG 3"), dua anjungan lepas pantai dan jaringan perpipaan bawah laut, pengeboran 13 sumur produksi gas, tiga sumur reinjeksi dan empat sumur sisipan (*infill wells*), pembangunan fasilitas pendukung termasuk satu tangki LNG tambahan, satu tangki kondensat tambahan, dermaga fasilitas *bulk off loading* (BOF), serta dermaga gabungan LNG dan kondensat.

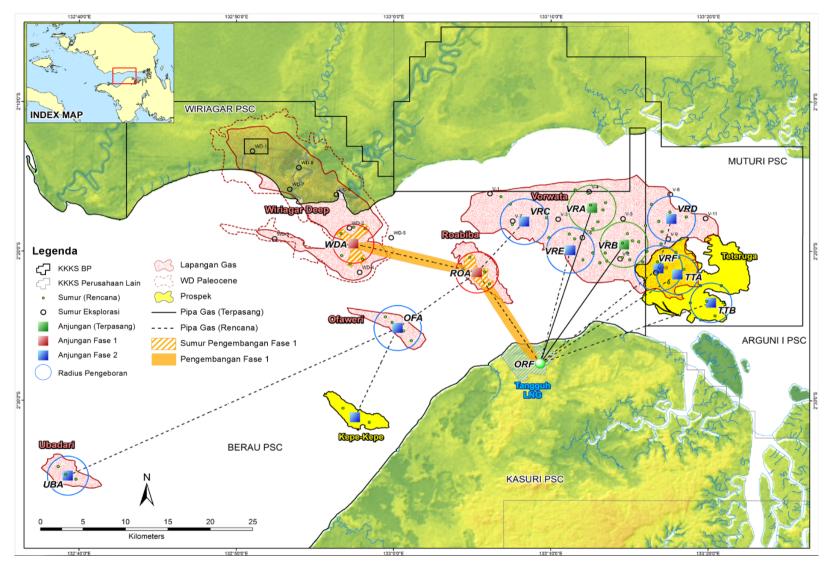
• Pengembangan tahap selanjutnya (kelanjutan pasokan gas untuk Kilang LNG 3 dan pembangunan Kilang LNG 4):

Pengembangan tahap selanjutnya meliputi pembangunan sampai dengan sembilan anjungan lepas pantai, dengan total slot hingga enam belas sumur pada tiap anjungannya (termasuk satu sumur DCRI pada tiap anjungan jika opsi ini dianggap layak), pembangunan sampai dengan sembilan jaringan perpipaan bawah laut, fasilitas pendukung termasuk satu tangki LNG tambahan dan satu tangki kondensat tambahan serta pembangunan Kilang LNG 4 apabila berdasarkan pertimbangan BP, Mitra Usaha Tangguh dan pemerintah Republik Indonesia dimungkinkan.

KKS Tangguh ini terdiri dari lima lapangan produksi, yaitu: Vorwata, Wiriagar Deep, Roabiba, Ofaweri dan Ubadari. Lapangan Vorwata diperkirakan mengandung 75% dari total sumber daya gas yang ada dan saat ini tengah diproduksi untuk memasok gas ke Kilang LNG 1, Kilang LNG 2 dan sebagian Kilang LNG 3. Pengembangan lapangan lain seperti Wiriagar Deep, Roabiba, Ofaweri, dan rencana pengembangan lapangan Ubadari, Kepe-Kepe serta Teteruga prospek (jika terbukti dan ekonomis) akan dibutuhkan untuk memasok tambahan gas ke Kilang LNG 3 dan kilang berikutnya.







Gambar I-2 Skenario Pengembangan Konseptual (Pengembangan Tahap Awal dan Pengembangan Tahap Selanjutnya) (Tanpa Skala)

Proyek Pengembangan Tangguh LNG didorong karena adanya peningkatan temuan cadangan di lapangan produksi gas Vorwata yang ditunjukkan oleh kinerjanya yang dinamis dan hasil sertifikasi ulang oleh konsultan lokal sebagai pihak ketiga. Hasil sertifikasi ulang cadangan dari lapangan Vorwata ini menunjukkan total cadangan terbukti adalah sebesar 16,9 Tcf dan dapat meningkat menjadi sebesar 20,8 Tcf bila ditambah dengan cadangan potensial dari lapangan Wiriagar Deep, Roabiba, Ofaweri dan Ubadari.

Kegiatan eksplorasi atau delineasi/appraisal lebih lanjut melalui Tangguh Exploration and Appraisal Program (TEAP) yang dilakukan pada tahun 2012 sampai 2013 diharapkan dapat mengurangi ketidakpastian dan/atau membuktikan sumber daya tambahan di lapangan-lapangan Vorwata, Roabiba dan Ofaweri. Kegiatan eksplorasi atau penilaian di lapangan gas Roabiba dan Wiriagar Deep sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG tahap awal telah menunjukkan cadangan terbukti sebesar 0,4 Tcf dari Roabiba dan 2,8 Tcf dari Wiriagar Deep. Proyek eksplorasi TEAP yang saat ini dilakukan berpotensi menghasilkan tambahan cadangan terbukti pada lapangan gas Vorwata, Roabiba dan Ofaweri yang dapat meningkatkan nilai ekonomi dari Kilang LNG 3.

Dengan kapasitas maksimum setiap Kilang LNG sebesar 3,8 mtpa, untuk memenuhi komitmen terhadap pembeli LNG saat ini, Kilang LNG 1 dan 2 memerlukan cadangan gas sebesar 11,2 Tcf. Mengingat saat ini KKS Tangguh memiliki cadangan terbukti sebesar 16,9 Tcf, serta adanya potensi pembeli baru LNG, maka KKS Tangguh memiliki kelebihan cadangan gas dalam jumlah yang cukup untuk memasok satu Kilang LNG. Dengan kapasitas produksi sebesar 3,8 mtpa, Kilang LNG 3 memerlukan pasokan gas sebesar 3,2 Tcf. Sehingga apabila ketiga Kilang LNG tersebut beroperasi dalam kapasitas penuh maka cadangan gas yang diperlukan adalah sebesar 14,4 Tcf. Cadangan gas untuk rencana pengembangan Kilang LNG 4 dapat berasal dari cadangan gas yang sudah diketahui atau yang belum ditemukan di area ini.

Dokumen Analisis Dampak Lingkungan Hidup (ANDAL) ini disusun berdasarkan Kerangka Acuan (KA) ANDAL yang telah disepakati oleh Komisi Penilai AMDAL Pusat Kementerian Lingkungan Hidup pada 24 Juli 2013 dengan Surat Kesepakatan KA ANDAL No. 30 Tahun 2013.

Studi ANDAL Kegiatan Terpadu Proyek Pengembangan Tangguh LNG ini dilaksanakan secara paralel dengan proses FEED dan pengembangan Detail Engineering Design. Desain akhir dari fasilitas Eksploitasi Gas, Transmisi Gas, Kilang LNG dan fasilitas pendukungnya serta fasilitas Terminal Khusus akan dikonfirmasi lebih lanjut dan ditentukan setelah proses FEED dan Detail Engineering Design selesai.

1.2 DESKRIPSI RENCANA KEGIATAN PROYEK

Jadwal indikatif kegiatan Proyek Pengembangan Tangguh LNG untuk pengembangan tahap awal dapat dilihat pada **Gambar I-3**. Sedangkan jadwal untuk pengembangan tahap selanjutnya akan ditentukan kemudian.

Kegiatan konstruksi awal (*early works*) akan dilakukan pada tahun 2014 sebagai persiapan sebelum kegiatan konstruksi utama bisa dilaksanakan. Lingkup kegiatan konstruksi awal ini akan meliputi kegiatan berikut:

- Penebangan pohon dan pembukaan lahan tahap awal yang akan dilakukan dengan luas sekitar 125 Ha (sisanya akan dilakukan kemudian dengan total pembukaan lahan keseluruhan maksimum 500 Ha);
- Konstruksi Bulk Offloading Facility (BOF) termasuk pekerjaan pengerukan;
- Konstruksi jalan akses/jalan pengangkutan material (haulage);
- Perbaikan *shorebase* (area penyimpanan terbuka, serta gudang penyimpanan sementara dan permanen);
- Pengembangan combo dock;
- Pembangunan camp untuk sekitar 2.000 pekerja konstrusi, termasuk fasilitas pengelolaan limbah padat (untuk konstruksi) dan fasilitas pengolahan air limbah (untuk camp); dan
- Penyediaan tempat penyimpanan bahan bakar baru di BOF untuk kegiatan konstruksi yang dilengkapi dengan fasilitas pencegahan tumpahan yang memadai.

Detail dari masing-masing kegiatan konstruksi awal ini akan dijelaskan dalam deskripsi Rencana Kegiatan Kilang LNG.

Sebagai bagian dari studi AMDAL untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG saat ini, Tangguh LNG akan mengkaji pula kemungkinan untuk meninjau kembali kebijakan Strategi Penyebaran Pemerataan Pembangunan (*Diversified Growth Strategy*), termasuk Strategi *Camp* Tertutup/Terbuka. Kajian tersebut akan mempertimbangkan kondisi perkembangan masyarakat setempat di daerah Teluk Bintuni, permintaan dari Pemda Kabupaten Teluk Bintuni untuk menciptakan efek ekonomi langsung dari operasi Tangguh LNG untuk mendukung pembangunan regional, dan kehadiran kegiatan industri lain di daerah Teluk Bintuni.

Kajian menyeluruh perlu dilakukan sebelum pengambilan keputusan akhir untuk masa depan Tangguh LNG. Suatu kajian dibutuhkan untuk memastikan bahwa strategi yang baru akan memperhitungkan dampak potensial terhadap kondisi lingkungan yang sensitif dan dengan memperhatikan kekhawatiran dan aspirasi dari masyarakat asli, serta memastikan operasi Tangguh LNG dan fasilitas pendukungnya yang aman dan terjamin.





Sebuah kajian yang seksama perlu dilakukan sebelum keputusan final dapat dibuat untuk masa depan Tangguh LNG. Kajian ini bertujuan untuk memastikan bahwa strategi yang baru akan mempertimbangkan dampak potensial ke lingkungan yang sensitif dan menjawab kekhawatiran dan aspirasi masyarakat asli (*indigenous people*) dan operasi Tangguh LNG dan fasilitas pendukungnya yang aman dan terjamin.

Kajian, perencanaan dan implementasi dari strategi ini nantinya akan perlu melibatkan dan mendapatkan dukungan dari dari institusi pemerintah daerah terkait dan masyarakat setempat.





Kegiatan	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	20	019	dst
Eksploitasi Gas (Anjungan)	Pra-Konstruksi Anjung (2017 – 2			sangan Ingan	& Periode Preservasi		Operasi			
Eksploitasi Gas (Pengeboran)	P	Pra-Konstruksi Pengeboran (2015 – 2023)								
Transmisi Gas	Pra-Konstruksi			sa Ja	ema- ingan ringan Pipa 7 – 2018)	& Periode Preservasi		Operasi		
Kilang LNG	Pra-k	Construksi					Produk	A	tama Operasi	
Fasilitas Terminal Khusus Catatan: Jadwal untuk pen		onstruksi hapselanjutn	Konstruksi BOF (2014 - Q1 2016) Pengembangan Combo Dock (2014 - Q1 2015) Konstruksi Dermaga LNG - Kondensat 2 (2016 - Q4 2018)				Ор	erasi		

Gambar I-3 Jadwal Kegiatan Proyek Pengembangan Tangguh LNG





1.2.1 Kegiatan Ekploitasi Gas

Saat ini ada dua anjungan lepas pantai yang memasok gas alam ke Kilang Tangguh LNG, yaitu VRA dan VRB. Kedua anjungan ini adalah *Normally Unattended Installation* (NUI) tanpa fasilitas pemrosesan. Pengiriman gas ke darat dilakukan melalui jaringan pipa multifasa bawah laut. Penyediaan tenaga listrik, kontrol dan injeksi bahan kimia juga dilakukan dari darat. Pada Proyek Pengembangan Tangguh LNG, fasilitas lepas pantai yang akan dibangun akan mengadopsi strategi standardisasi terhadap fasilitas yang ada saat ini, dengan mempertimbangkan perbaikan yang diperlukan berdasarkan pembelajaran yang diperoleh dari optimalisasi desain yang ada.

Fitur Inherently Safe Design (ISD) akan diterapkan pada anjungan yang akan dibangun meliputi;

- Platform/topside piping dirancang agar dapat menahan wellhead shut-in pressure untuk mengurangi overpressure protecting system yang besar; dan
- Penggunaan Corrosion Resistant Alloy (CRA) untuk perpipaan dan peralatan.

Pengembangan fasilitas produksi lepas pantai yang akan memasok gas untuk produksi Kilang LNG 3 dan opsi pembangunan Kilang LNG 4 meliputi pembangunan sampai dengan sebelas anjungan lepas pantai dan jaringan perpipaan bawah laut yang akan digunakan untuk keseluruhan pengembangan. Dua anjungan gas lepas pantai (ROA dan WDA) akan dibangun pada pengembangan tahap awal dan penambahan sampai dengan sembilan anjungan lainnya (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA, UBA dan VRE) akan dilakukan sebagai bagian dari rencana pengembangan tahap selanjutnya. Jaringan perpipaan bawah laut akan diuraikan pada Sub Bab 1.2.2 mengenai Kegiatan Transmisi Gas.

Konsep anjungan hub yang bisa diperluas (*expandable hub*) akan digunakan untuk memungkinkan penggabungan cairan multifasa dari lapangan gas yang berbeda dan penyambungan (*tie-in*) di masa mendatang. Anjungan hub ini pada dasarnya merupakan *Normally Unattended Installation* (NUI) sama seperti anjungan yang ada sekarang, namun dengan beberapa pengembangan berdasarkan pembelajaran dari operasi sekarang, untuk mengurangi kebutuhan untuk kunjungan pemeliharaan.

Pada pengembangan tahap awal, pengeboran sumur-sumur sisipan (infill wells) dari anjungan gas lepas pantai yang telah ada, VRA dan VRB juga direncanakan untuk memberikan tambahan pasokan gas untuk Kilang LNG 1 dan 2 yang ada saat ini. Pembangunan fasilitas lepas pantai untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG juga mencakup kabel daya bawah laut (integrated subsea power) dan kabel fiber optic yang akan dipasang pada ring-main topology untuk memasok daya listrik, komunikasi dan sistem pengendalian (control capability) operasi anjungan.

Gambaran fasilitas lepas pantai Tangguh LNG yang ada saat ini dan skenario pengembangannya dalam Proyek Pengembangan Tangguh LNG diringkas pada **Tabel I-2** di bawah ini.





Tabel I-2 Gambaran Fasilitas Lepas Pantai Saat Ini dan Skenario Pengembangannya dalam Proyek Pengembangan Tangguh LNG

1. Anjungan lepas pantai (VRA dan VRB) 2 anjungan lepas pantai (VRA dan VRB) 2 anjungan lepas pantai (ROA dan WDA) Jacket = 4-6 legged (tiang penyangga) 3 Sampai dengan 9 anjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Jacket = 4-6 legged 2. Sumur produksi gas dan sumur DCRI dan sumur DCRI DCRI VRA Dibor = 6 sumur DCRI Sampai dengan 9 anjungan lepas pantai (VRA dan WDA) Sampai dengan 9 anjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan 9 anjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Studi engineering sampai saat ini masih dilakukan. Namun desain awal adalah sebagai berikut: Estimasi awal jumlah sumur produksi yakan dibor pada masing-masing anjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran saat ini = 3 sumur produksi yakan dibor pada masing-masing anjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran saat ini = 3 sumur produksi yakan dibor pada masing-masing anjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRE) Sampai dengan Yanjungan lepas pantai (VRF, OFA, VRE) Sampai dengan Yanjungan l					
lepas pantai (NUI) Jacket = 4-6 legged (tiang penyangga) (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA UBA, VRE) Jacket = 4-6 legged	No.	Fasilitas	Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
produksi gas dan sumur DCRI VRA Dibor = 6 sumur Rencana pengeboran saat ini = 3 sumur produksi + 1 sumur DCRI Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sabagai berikut: Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sabagai berikut: Estimasi awal jumlah sumur produksi yang ada pada salah sebagai berikut: Estimasi awal jumlah sumur produksi yang ada pada salah sebagai berikut:	lep	epas pantai		, , , ,	
VRB Dibor = 9 sumur Aktif = 8 sumur (satu sumur ditinggalkan sementara karena kendala teknis) Rencana pengeboran saat ini = 4 Sumur Produksi WDJ + 4 Sumur Produksi WDP + 1 Sumur DCRI (potensial) + 2 sumur produksi WDJ Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sampai dengan 16 sumur sesuai jumlah slot yang ada pada anjungan. Sumur-sumur sisipan atau infill wells (pengembangan lebih lanjut untuk Kilang LNG 1 dan 2) VRF = hingga 7 sumur VRC = hingga 5 sumur TTA = hingga 7 sumur KKA = hingga 2 sumur UBA = hingga 3 sumur VRE = hingga 5 sumur Sumur Sumur-sumur sisipan atau infill wells (pengembangan lebih lanjut untuk Kilang LNG 1 dan 2) VRF = hingga 5 sumur Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sampai dengan 1	pr da	roduksi gas an sumur	VRA Dibor = 6 sumur Aktif = 6 sumur VRB Dibor = 9 sumur Aktif = 8 sumur (satu sumur ditinggalkan sementara karena	Rencana pengeboran saat ini = 3 sumur produksi + 1 sumur DCRI Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sampai dengan 9 sumur sesuai jumlah slot yang ada pada anjungan. WDA Rencana pengeboran saat ini = 4 Sumur Produksi WDJ + 4 Sumur Produksi WDP + 1 Sumur DCRI (potensial) + 2 sumur produksi WDJ Secara teknis memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sampai dengan 16 sumur sesuai jumlah slot yang ada pada anjungan. Sumur-sumur sisipan atau infill wells (pengembangan lebih lanjut untuk Kilang LNG 1 dan 2) VRA = 2 infill wells + kemungkinan DCRI melalui annulus VRB = 2 infill wells + kemungkinan DCRI melalui annulus Pengeboran tahap awal akan menggunakan 1 rig campaign (2015-2023) Catatan: Sumur khusus untuk reinjeksi (DCRI) akan dibor pada setiap an	dilakukan. Namun desain awal adalah sebagai berikut: Estimasi awal jumlah sumur produksi yang akan dibor pada masing-masing anjungan lepas pantai: VRF = hingga 7 sumur OFA = hingga 4 sumur VRD = hingga 6 sumur VRC = hingga 5 sumur TTA = hingga 7 sumur TTB = hingga 7 sumur TTB = hingga 3 sumur VRE = hingga 3 sumur UBA = hingga 3 sumur VRE = hingga 5 sumur UBA = hingga 1 sumur UBA = hingga 3 sumur VRE = hingga 5 sumur





No.	Fasilitas	Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
3	Pengelolaan limbah padat dan limbah B3	Operasi: Limbah padat yang dihasilkan cenderung sangat kecil (NUI) dan hanya terjadi pada saat pemeliharaan, sehingga untuk pengelolaannya dikirimkan ke lokasi Tangguh LNG untuk dikelola lebih lanjut.	Pengeboran dan Pemasangan Anjungan: Limbah B3 Limbah B3 rencananya akan dikirimkan ke fasilitas pengelolaan lim dikelola sesuai peraturan Indonesia yang berlaku, yaitu Peraturan F Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun. Limbah non B3 Limbah makanan akan dihancurkan sebelum dibuang ke laut sesua Pollution by Garbage from Ships Tahun 2012. Limbah non organik tidak akan dibuang ke laut, melainkan dikelola limbah dan mengikuti peraturan Indonesia yang berlaku, antara lain Pengelolaan Sampah. Limbah non B3 akan dikelola sesuai peraturan Indonesia yang berlatentang Pengelolaan Sampah dan MARPOL Annex V Tahun 2012 m Ships (untuk pembuangan sampah makanan ke laut). Lumpur dan serbuk bor Reinjeksi ke dalam formasi bawah permukaan atau pembuangan ke Pengelolaan akan mengikuti peraturan Indonesia yang berlaku, yait 2006 mengenai Pengelolaan Lumpur, Limbah Lumpur dan Serbuk Bumi; Ketentuan IFC yang berlaku, yaitu Environmental, Health and Sebuelopment. Operasi: Limbah padat yang dihasilkan dari anjungan selama masa operasi csaat pemeliharaan, sehingga untuk pengelolaannya akan dikirim ke selanjutnya.	i ketentuan MARPOL Annex V Prevention of a di darat atau dikirim ke fasilitas pengelolaan n Undang-undang No. 18 Tahun 2008 tentang ku, yaitu Undang-undang No. 18 Tahun 2008 tengenai Prevention of Pollution by Garbage from a laut (jika reinjeksi tidak mungkin dilakukan). Su Keputusan Menteri ESDM No. 45 Tahun Bor pada Kegiatan Pengeboran Minyak dan Gas Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas enderung sangat kecil dan hanya terjadi pada

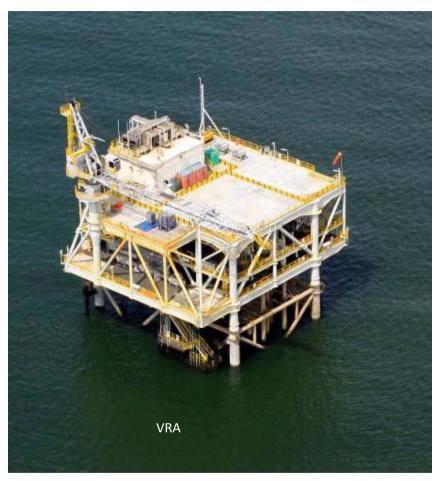




No.	Fasilitas	Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
4	Pengelolaan limbah cair	Derasi: Limbah cair yang dihasilkan cenderung sangat kecil (NUI) dan untuk pengelolaannya disesuaikan dengan jenis limbahnya, yaitu untuk limbah saniter akan dikumpulkan ke tangki penampung (holding tank) dan langsung dibuang ke laut, sedangkan untuk air terkontaminasi hidrokarbon akan dikumpulkan dan dikirimkan ke lokasi Tangguh LNG untuk dikelola lebih lanjut baik di unit CPI ataupun disimpan di TPS B3 untuk dikirim ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin.	Pengeboran dan Pemasangan Anjungan: Drainase Drainase dari dek yang tidak terkontaminasi hidrokarbon dikumpul Drainase dari dek yang terkontaminasi hidrokarbon akan dialirkan dalam sumur DCRI atau dikumpulkan dalam tote tank untuk dikirin izin. Limbah Saniter Limbah Saniter Limbah saniter akan diolah dalam instalasi pengolahan sebelum dib berlaku, yaitu Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 19 Tahun 2 Usaha/Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas Bumi; dan ketentuan Sewage from Ships Tahun 2012. Seluruh air limbah selama masa pengeboran dan pemasangan anjun Indonesia yang berlaku yaitu Peraturan Menteri Lingkungan Hidup Limbah bagi Usaha/Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas Bumi; da Pollution by Sewage from Ships Tahun 2012. Operasi: Sistem drainase tertutup (closed drain system) akan disediakan pada a (closed drain drum) untuk memisahkan cairan dengan vented gas. Cair dari anjungan dengan menggunakan tote tank jika diperlukan. Tidak ada toilet/kamar kecil pada anjungan yang baru. Kapal toilet disediakan pada OSV pada saat kunjungan ke anjungan.	ke OWS untuk selanjutnya direinjeksikan ke nkan ke pengelola limbah B3 yang memiliki uang ke laut sesuai peraturan Indonesia yang 2010 tentang Baku Mutu Air Limbah bagi MARPOL Annex IV Prevention of Pollution by agan, akan dikelola sesuai dengan peraturan No. 19 Tahun 2010 tentang Baku Mutu Air an ketentuan MARPOL Annex IV Prevention of anjungan, termasuk drum drainase tertutup an pada closed drain drum akan dipindahkan









Gambar I-4 Anjungan Lepas Pantai Saat Ini



Produksi gas untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG tahap awal dan pengembangan tahap selanjutnya akan berasal dari lapangan gas yang ada saat ini, yaitu Wiriagar Deep, Roabiba, Vorwata, Ofaweri, Ubadari dan potensi lapangan gas lain seperti Teteruga dan Kepe-Kepe.

Lokasi pengembangan fasilitas lepas pantai dan rencana awal pengeboran sumur gas untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG dapat dilihat pada **Gambar I-5**.

Pemilihan lokasi pembangunan anjungan lepas pantai dilakukan berdasarkan kriteria berikut ini :

- Karakteristik reservoir gas yang akan dikembangkan, ditetapkan berdasarkan hasil eksplorasi dan penilaian, interpretasi data seismik 2-dimensi dan 3dimensi, pengujian sumur, data geologi, dan data lainnya yang diperoleh selama pengeboran dan eksplorasi;
- Evaluasi risiko dan bahaya pada lapisan batuan dangkal di atas reservoir (shallow hazard evaluation);
- Kondisi geologi permukaan di lokasi pengeboran (Geotechnical condition); dan
- Ruang gerak bagi unit pengeboran lepas pantai (Mobile Offshore Drilling Unit (MODU approach envelope).

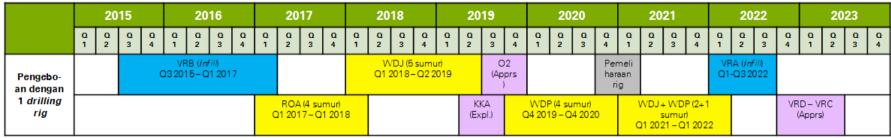
Konfigurasi awal pengembangan lepas pantai akan menghasilkan tiga koridor pasokan gas, yaitu :

- Tengah anjungan VRA dan VRB (operasi saat ini), serta anjungan VRE dengan jalur pipa ke darat.
- Barat ROA, WDA, dan jalur pipa ketiga dari anjungan OFA dan VRC yang disambungkan dengan anjungan ROA, termasuk anjungan KKA dan UBA.
- Timur termasuk anjungan-anjungan lain dari anjungan VR (VRD/VRF) dan kemungkinan pengembangan ke Teteruga (jika eksplorasi berhasil).

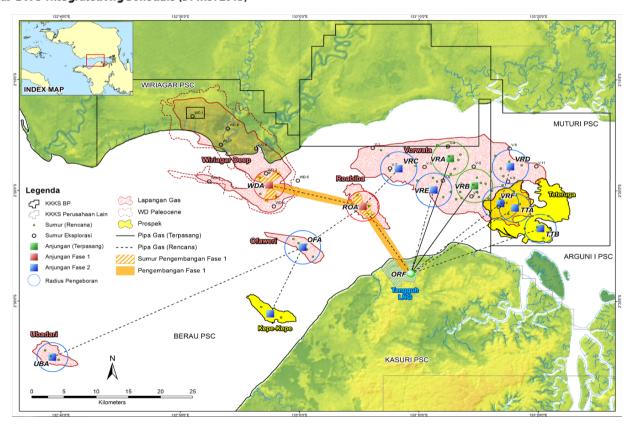
Waktu dan lokasi final dari anjungan dan sumur tergantung pada kinerja *reservoir* dan mungkin dapat berbeda dari yang ditunjukkan pada **Gambar I-5** berikut ini.







Sesuaidengan AsPac GWO Integrated Rig Schedule (31 Mei 2013)



Gambar I-5 Rencana Awal Pengembangan Fasilitas Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur Gas





Tabel I-3 Rencana Koordinat Lokasi Pengembangan Anjungan Lepas Pantai

Anjungan	Latitude	Longitude
ROA	2º 21' S	133° 5′ E
WDA	2° 19′ S	132° 57′ E
VRC	2° 18′ S	133° 8′ E
VRD	2° 17′ S	133° 17′ E
VRF	2° 21′ S	133° 16′ E
OFA	2° 25′ S	133° 0′ E
UBA	2° 35′ S	132° 39′ E
TTA	2° 21′ S	133° 18′ E
ТТВ	2° 23′ S	133° 20′ E
VRE	2° 19′ S	133° 11′ E
KKA	2° 31′ S	132° 57′ E

Catatan: Desain dan lokasi anjungan saat ini masih dalam tahap penyelesaian dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek.

A. Tahap Pra-Konstruksi

A1. Sosialisasi Rencana Kegiatan

Sosialisasi kegiatan akan dilakukan kepada masyarakat sebelum memulai kegiatan utama, seperti kegiatan pengeboran sumur gas dan pemasangan anjungan. Sosialisasi ini dilakukan dengan menghormati kebiasaan dan adat masyarakat setempat.

B. Tahap Konstruksi

B1. Penerimaan dan Pelepasan Tenaga Kerja

Pengeboran Sumur Gas

Tenaga kerja pengeboran sumur gas sebagian besar akan tinggal di *shorebase* dan akomodasi di *rig*. Logistik dan bahan-bahan lainnya akan dikirimkan dari darat. Dukungan *shorebase* juga akan diperlukan untuk memasok barangbarang habis pakai lainnya ke *rig*.

Perkiraan jumlah tenaga kerja yang diperlukan untuk kegiatan pengeboran sumur gas diringkas pada **Tabel I-4** di bawah ini.

Tabel I-4 Perkiraan Jumlah Tenaga Kerja Tahap Konstruksi untuk Kegiatan Pengeboran Sumur Gas

Kegiatan	Perkiraan Jumlah Tenaga Kerja
Drilling Rig (MODU)	100 – 120
Shorebase: Tangguh LNG + Petugas Keamanan	10 - 20
Shorebase: Gudang	10 – 20
Shorebase: Vendor (Lumpur, Semen, E-line)	20 - 40
Shorebase: Tenaga Pendukung	100 - 110
Shorebase: Lain-lain	15 – 20



Kualifikasi tenaga kerja akan ditentukan dari hasil studi mengenai kebutuhan tenaga kerja dan akan dijelaskan lebih lanjut dalam RKL-RPL. Kegiatan lepas pantai akan banyak membutuhkan tenaga kerja ahli.

Pada akhir masa pengeboran dan pemasangan anjungan lepas pantai, tenaga kerja akan didemobilisasi (pelepasan) ke tempat asal mereka.

Pemasangan Anjungan Lepas Pantai

Tahap konstruksi adalah kegiatan pemasangan anjungan lepas pantai (offshore platform). Tenaga kerja konstruksi anjungan lepas pantai sebagian besar akan tinggal di barges dan kapal pendukung. Logistik dan bahan-bahan lainnya akan dikirimkan dari darat.

Perkiraan jumlah tenaga kerja yang diperlukan selama tahap ini diringkas pada **Tabel I-5** di bawah ini.

Tabel I-5 Perkiraan Tenaga Kerja untuk Kegiatan Pemasangan Anjungan Lepas Pantai (Tahap Konstruksi)

Kegiatan	Lokasi	Perkiraan Jumlah Tenaga Kerja
Tongkang (derrick barge) untuk pemasangan jacket dan instalasi bagian atas (topside) anjungan	Berau/Bintuni Bay	150 - 300
Tongkang angkut (transportation barges) dan Kapal Tunda	Berau/Bintuni Bay	20 - 30
Kapal Survei	Berau/Bintuni Bay	20 - 40
Kapal Penarik Jangkar (anchor handling tugs)	Berau/Bintuni Bay	20 - 30
Tongkang Konstruksi (Construction barge/dive spread)	Berau/Bintuni Bay	60 - 80

Kualifikasi tenaga kerja akan ditentukan dari hasil studi mengenai kebutuhan tenaga kerja dan akan dijelaskan lebih lanjut dalam RKL-RPL. Kegiatan lepas pantai akan banyak membutuhkan tenaga kerja ahli.

Pada akhir masa pengeboran dan pemasangan anjungan lepas pantai, tenaga kerja akan didemobilisasi (pelepasan) ke tempat asal mereka.

B2. Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material

Pada kegiatan konstruksi anjungan lepas pantai dan pengeboran sumur gas, deck anjungan dan jacket-nya akan difabrikasi dan dirakit di fasilitas fabrikasi darat yang berada di luar wilayah proyek dan dibawa ke lokasi proyek dengan kapal tongkang.

Seluruh sumber daya yang diperlukan untuk kegiatan konstruksi akan dipasok oleh kapal tongkang (barges) dan kapal-kapal penunjangnya, dengan hanya sedikit kebutuhan pasokan logistik dan material yang perlu dipasok dari darat. Bahan bakar dan bahan lain yang dikonsumsi termasuk fasilitas penampungan karyawan sementara diharapkan datang dari fasilitas penunjang di darat. Pemasangan dan konstruksi jalur pipa laut dan jalur pipa pantai ke ORF hanya memerlukan tim kecil untuk ditempatkan di daerah pantai.



Selama kegiatan pengeboran dan konstruksi, jenis-jenis kapal yang digunakan antara lain LCT (untuk mobilisasi awal peralatan), kapal tunda/tug boats (untuk menarik rig dan alat berat lain), dan kapal pendukung (support vessels). Kapal-kapal tambahan mungkin akan diperlukan untuk mengangkut lumpur yang dihasilkan dari pengeboran sumur pada kedalaman paling akhir ke fasilitas pengolahan yang mempunyai izin, jika reinjeksi dan pembuangan ke laut dianggap tidak layak dilakukan.

Komponen yang diperlukan untuk konstruksi fasilitas lepas pantai akan dikirim ke Teluk Bintuni menggunakan tongkang dan akan tetap di atas tongkang sampai saatnya digunakan untuk konstruksi. Beberapa peralatan dan material mungkin akan disimpan di lokasi Tangguh LNG untuk kemudian digunakan untuk kegiatan konstruksi fasilitas lepas pantai.

Kapal pengeboran (*drilling vessel*) akan berada di Teluk Bintuni selama kurang lebih 3-6 bulan untuk pengeboran setiap satu sumur. Kapal konstruksi (*construction vessel*) akan dimobilisasi dari berbagai pelabuhan dan berada di Teluk Bintuni selama kurang lebih 3 - 6 bulan untuk konstruksi masingmasing anjungan.

Frekuensi pergerakan lalu lintas kapal akan lebih tinggi selama kegiatan konstruksi dibanding dengan tahap operasi. Pergerakan kapal untuk keperluan proyek Tangguh LNG akan diharuskan untuk melalui koridor lalu lintas laut yang telah ditentukan. Lalu lintas dan kedatangan kapal juga akan dijadwalkan untuk memastikan proses konstruksi fasilitas lepas pantai yang efisien dan menghindari kepadatan kapal yang berlebihan di perairan lepas pantai Teluk Bintuni.

Kegiatan pergerakan kapal untuk mobilisasi/demobilisasi peralatan dan material selama pengeboran sumur gas dan pemasangan anjungan lepas pantai diringkas dalam tabel di bawah ini.

Tabel I-6 Perkiraan Alat Transportasi Laut pada Tahap Konstruksi untuk Kegiatan Eksploitasi Gas

Pengeboran (sampai dengan 3-6 bulan/sumur)	Konstruski (sampai dengan 3-6 bulan/anjungan)
LCT untuk mobilisasi awal peralatan ke lokasi pengeboran	5 Tongkang Material (<i>Material Barge</i>) dan Kapal Tunda (<i>Tug Boat</i>)
4 Kapal Pendukung (Support Vessel – 2 AHTV dan 2 PSV)	3 Kapal Pendukung (Support Vessel)
Kapal Kru (Crew Boat)	1 Tongkang (<i>derrick barge</i>) untuk pemasangan <i>jacket</i> dan instalasi bagian atas (<i>topside</i>) anjungan
	1 Kapal Survei (Survey Boat)
	3 Kapal Penarik Jangkar (Anchor Handling Tugs)
	1 Tongkang Konstruksi (Construction Barge), termasuk hook up barge
	Kapal Crew (Crew Boat)











Gambar I-6 Contoh Alat Transportasi Laut pada Tahap Konstruksi Kegiatan Eksploitasi Gas



B3. Transportasi dan Pemasangan Anjungan Lepas Pantai

Komponen utama anjungan lepas pantai mencakup:

- Jacket struktur terendam yang menjadi struktur rangka penahan dek;
- Tiang Pancang bagian struktur yang menjadi penahan pada dasar laut yang dipasang pada kaki *jacket*; dan
- Dek rangka struktural yang menahan fasilitas fungsional termasuk perlengkapannya, bangunan teknis dan lain-lain.

Bagian-bagian struktural anjungan akan dibuat, dirakit dan diuji sebagai kesatuan unit fungsional yang lengkap di tempat fabrikasi di luar lokasi proyek. Komponen dek akan dibuat dan dirakit di masing-masing tempat perakitan dan dikirim ke lokasi fabrikasi anjungan sebagai unit lengkap. Dek akan dirakit ulang hingga batasan maksimum, sesuai batasan daya angkat perlatan konstruksi di laut.

Anjungan yang telah dirakit sebelumnya akan dikirim dari bengkel fabrikasi (fabrication yard) di wilayah Indonesia menggunakan deck barges didampingi oleh kapal tunda (tug boat) yang besar.

Fasilitas fabrikasi anjungan dan dek yang ada di luar lokasi proyek Tangguh LNG tidak tercakup dalam lingkup studi AMDAL ini. Pemrakarsa akan memastikan bahwa lokasi fabrikasi yang dipilih mempunyai dokumen, izin dan persetujuan lingkungan sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Pekerjaan pemasangan anjungan lepas pantai akan dibagi ke dalam beberapa tahap utama berikut ini:

- Bengkel Fabrikasi (di luar wilayah Tangguh LNG) *jacket* dan dek akan difabrikasi dan dirakit di bengkel fabrikasi di luar wilayah Papua Barat.
- Pengangkutan anjungan ke lokasi proyek Tangguh LNG menggunakan kapal tunda khusus yang besar, anjungan akan dibawa dari bengkel fabrikasi ke conventional offshore barges dan diikat (sea fastened) sebelum diangkut.
- Pemasangan anjungan lepas pantai Tahap konstruksi di laut ini mencakup pemasangan jaket, pemasangan tiang pondasi, dan pengangkatan dek dengan peralatan yang telah terpasang.
- Derrick barge (tongkang derek) digunakan untuk memasang fasilitas, pertama-tama memasang jaket anjungan (struktur pendukung) dan kemudian menancapkan tiang pondasi. Boat landing, deck,cantilevered vent booms dan helidecks kemudian dipasang. Pada tahap akhir semua peralatan dan komponen perpipaan akan dirangkai dan siap untuk commissioning. Tongkang derek atau Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) dapat memasang konduktor dengan baik. Kapal pendukung untuk aktivitas selam akan disediakan di tongkang instalasi (installation barge).

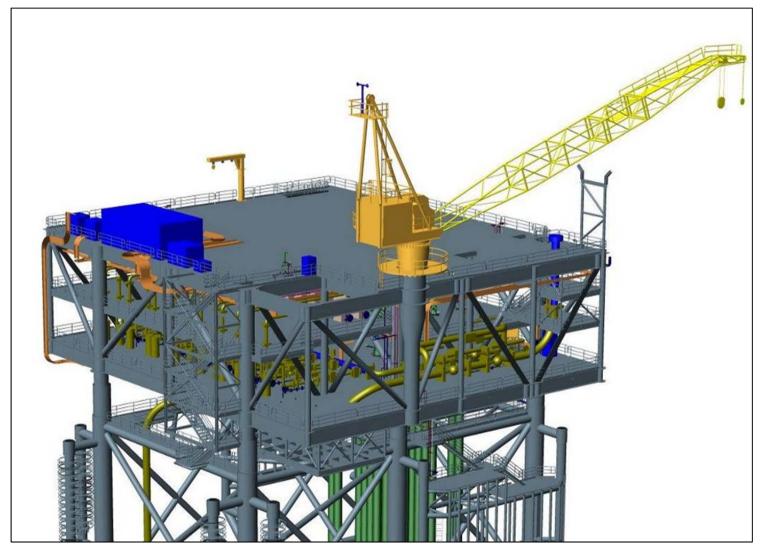


• Hook up and commissioning dilakukan setelah penyelesaian mekanis dan pre-commissioning dari semua sistem. Metode non-destruktif seperti pemeriksaan radiografis, pengujian ultrasonik, dan hydrotesting akan digunakan untuk meyakinkan integritas sistem. Beberapa pekerjaan pre-commissioning dilakukan di darat dan akan melibatkan pemeriksaan dan pengujian semua peralatan di bagian atas (topside equipment) untuk mengevaluasi kebenaran operasi sebelum memasang dek pada jacket. Pemeriksaan pre-commissioning dan commissioning akhir dilakukan di lepas pantai sebelum hidrokarbon dialirkan ke dalam fasilitas ini.

Desain konseptual anjungan lepas pantai dapat dilihat pada **Gambar I-7** berikut ini.







Gambar I-7 Desain Konseptual Anjungan Lepas Pantai





Fasilitas-fasilitas utama di anjungan termasuk diantaranya:

- Fasilitas Keselamatan : Satu set lengkap peralatan keselamatan akan tersedia di anjungan untuk penanganan penutupan darurat (*emergency shutdown*) dan operasi evakuasi personil.
- Pembangkit Tenaga Listrik: Pembangkit tenaga listrik kemungkinan didapat dari salah satu atau kombinasi dari sumber-sumber berikut: pasokan listrik dari Kilang LNG melalui kabel bawah laut, baterai dan/atau generator diesel.
- Fasilitas *Pigging*: Fasilitas peluncur dan penerima *pigging* akan dipasang untuk memfasilitasi aktivitas pengujian, pembersihan, dan pelaksanaan survei pada seluruh jaringan pipa.

Kabel daya bawah laut terintegrasi (*integrated subsea power cables*) dan kabel *fiber optic* dari Kilang LNG akan dipasang dan dikubur dalam sebuah *ring main topology*. Kabel terintegrasi ini akan dipasang pada koridor perpipaan dan dikubur dalam parit untuk perlindungan dengan pengeboran horizontal/mendatar (HDD) melalui pantai.

Pelampung tambat (anchor/mooring buoys) akan dipasang disekitar lokasi anjungan. Pemasangan pelampung tersebut dimaksudkan untuk menandai zona terbatas terlarang (safety exclusion zone). Alat pantau dan ukur sumur (monitoring and well measurement) juga akan dipasang di anjungan.

B4. Pengeboran Sumur Gas

Desain Sumur (Selubung & Completion)

Sumur gas akan dibor menggunakan *Mobile Offshore Drilling Unit* (MODU) jenis *jack up* atau jenis *rig* lain yang sesuai. MODU bekerja secara mandiri dan tidak bergantung pada fasilitas anjungan. Diperkirakan akan diperlukan waktu kurang lebih 3-6 bulan untuk melakukan pengeboran satu sumur.

Pada Proyek Pengembangan Tangguh LNG, sumur akan dibor sampai kedalaman maksimum kurang lebih 10.000 – 20.000 feet (3.000 – 6.000 m). Umumnya suatu sumur dibor secara bertahap dari diameter yang lebih besar sampai diameter yang lebih kecil dan pipa selubung dimasukkan dan disemen setelah penyelesaian masing-masing tahap. Selubung berfungsi untuk menstabilkan lubang sumur (bor hole) dan mencegah aliran fluida antara sumur dan formasi di sekitarnya.

Ada kemungkinan bahwa semua sumur akan dibor satu persatu sampai kedalaman total atau hanya sumur pertama yang akan dibor hingga kedalaman total dan sumur selanjutnya akan menggunakan moda pengeboran batch (batch-drilling mode). Batch-drilling mode artinya semua sumur dibor pada kedalaman yang sama, dan selubung dipasang dan disemen sebelum tahap sumur berikutnya dibor.

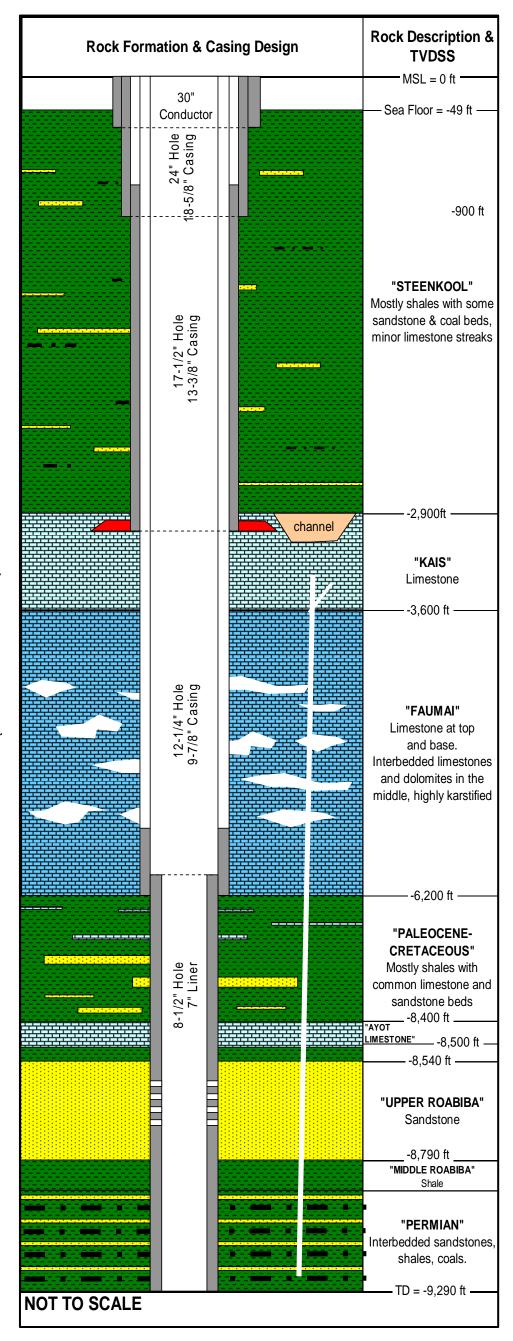
Secara garis besar, langkah-langkah pengeboran, selubung dan komplesi sumur dapat dirangkum sebagai berikut:





- Pemasangan konduktor 30"
 Digunakan sampai kedalaman 50 feet
- 2) Pengeboran lubang 24"
- 3) Pemasangan selubung 18-5/8"
 Untuk melindungi formasi
 dangkal yang lemah dan tidak
 menyatu (unconsolidated)
- 4) Pengeboran lubang 17 ½"
- 5) Pemasangan selubung 13-3/8"
 Untuk mengisolasi lapisan
 Steenkool terbawah dan
 meminimalisasi paparan
 terhadap lapisan Kais
- 6) Pengeboran lubang
 12¹/₄"(losses)
 Pada pengeboran sumur DCRI, pengeboran akan berhenti di sini dan sumur dapat digunakan untuk re-injeksi.
- 7) Pemasangan selubung 10-3/4"x 9-7/8"
 Untuk melindungi "losses zone" dan meminimalisasi paparan terhadap lapisan Paleocene
- 8) Pengeboran lubang 8 1/2"
- 9) <u>Pemasangan liner 7"</u>
 Untuk mengisolasi lapisan
 Paleocene dan Roabiba *reservoir*
- 10) Pemasangan Tubing Produksi

 Base case 7" dan akan
 dilengkapi dengan PDHG
 (P&T)



Gambar I-8 Gambar Penampang Pengeboran Sumur



Fluida Pengeboran

Rencana saat ini adalah pengeboran semua tahap kedalaman (kecuali untuk zona *reservoir*) dari sumur produksi akan menggunakan *Water Based Mud* (WBM), sementara untuk tahap terakhir (tahap *reservoir*) rencananya akan menggunakan *Synthetic Based Mud* (SBM) atau *Oil Based Mud* (OBM). Namun demikian, kemungkinan penggunaan SBM atau OBM pada interval 17½" (selain zona *reservoir*) saat ini sedang dikaji dan akan tergantung dari kondisi lubang sumur.

Untuk sumur delineasi/appraisal dan sumur eksplorasi, non-toxic WBM akan digunakan untuk pengeboran seluruh lubang. Namun jika diperlukan, SBM dan OBM juga mungkin digunakan untuk pengeboran zona reservoir dan interval 17½".

Penggunaan OBM saat ini sedang dikaji dengan mempertimbangkan segi teknis dan ekonomis. Jika OBM digunakan, maka lumpur dan serbuk bornya tidak akan dibuang tapi direinjeksikan ke dalam formasi bawah permukaan melalui sumur reinjeksi (DCRI). Jika karena alasan teknis, reinjeksi tidak memungkinkan, lumpur dan serbuk bor dari pengeboran menggunakan OBM akan dikirimkan ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin.

Air laut dan lumpur alami (fresh drillwater) merupakan bahan dasar dari mayoritas komponen lumpur pengeboran. Selain itu, mud additives mungkin digunakan antara lain viscosifier, zat pengontrol kehilangan air (water loss control agent), oxygen and H₂S scavenger, surfaktan, dan lost circulation material.

Ringkasan rencana awal penggunaan fluida pengeboran dan tujuannya untuk pengeboran eksploitasi Proyek Pengembangan Tangguh LNG dapat dilihat dalam tabel berikut.

Tabel I-7 Penggunaan Fluida Pengeboran dan Tujuannya

Diameter:	Penggunaan fluida pengeboran dan tujuannya :
Lubang 24"	• Pengeboran lubang 24"dari atas lapisan <i>Steenkool</i> terbawah dan memasang 18 5/8"selubung sampai ke bagian bawah
	Menggunakan air laut atau pre-hydrated gel + sweep
	Mencegah/meminimalisasi masalah stabilitas well bore
	Mendapatkan kualitas pembersihan yang baik
	Mencapai ROP optimum
Lubang 17½"	
	Menggunakan lumpur inhibitif + sweep
	Mencegah/meminimalisasi masalah stabilitas well bore
	Mendapatkan kualitas pembersihan yang baik
	Mencapai ROP optimum
	Mencegah stuck pipe yang disebabkan oleh differential sticking and losses circulation
	Interval fluida pengeboran yang lebih ekonomis





Diameter:	Penggunaan fluida pengeboran dan tujuannya :
	• Penggunaan SBM/OBM mungkin akan diperlukan karena terdapat kemungkinan bahwa pengeboran akan dilakukan melewati formasi <i>shale</i> yang bersifat reaktif terhadap WBM dan dapat menyebabkan <i>bit</i> dan <i>stabilizers balling</i> yang akan memperpanjang periode pengeboran akibat : a) ROP (<i>rate of penetration</i>) yang lambat dan menyebabkan kegiatan pengeboran menjadi lebih lama; b) beberapa <i>trip</i> mungkin diperlukan untuk merubah atau <i>un-ball balled up bit</i> dan <i>stabilizers</i> ; c) balled up BHA (Bottom Hole Assembly) dan bit yang buruk akan menimbulkan kesulitan dalam melakukan <i>directional trajectory steering</i> untuk mencapai target yang telah ditentukan.
Lubang 12¼"	 Pengeboran melalui lapisan Kais dan Faumai, dan kedalaman total pada <i>Top Paleocene</i>, memasang 10-3/4"x9-7/8"sampai ke bagian bawah Menggunakan lumpur inhibitif + <i>sweep</i> yang akan diubah ke air laut jika terjadi <i>losses</i> Mendapatkan kualitas pembersihan yang baik
	 Mencegah stuck pipe yang disebabkan oleh differential sticking and losses circulation Melaksanakan operasi Annual Pressure Management Mencegah well control incident
	 Mencapai ROP optimum Interval fluida pengeboran yang lebih ekonomis Mitigasi korosi pada <i>drill string</i>
Lubang 8½"	 Pengeboran sampai kedalaman total pada dasar formasi Roabiba/Paleocene Pemasangan liner 7" sampai ke bawah dan mendapatkan kualitas semen yang baik (zonal isolation) Menggunakan SBM sebagai reservoir drill-in fluids (SBM) Mengatur Fluida Pengeboran untuk preservasi reservoir (meminimalisasi kerusakan reservoir) Mencegah stuck pipe yang disebabkan oleh differential sticking Mendapatkan kualitas pembersihan yang baik Mencapai ROP optimum Penggunaan SBM/OBM mungkin akan diperlukan, karena a) penggunaan SBM/OBM dapat mempercepat ROP (rate of penetration); b) dari pengalaman sebelumnya di Tangguh Phase 1 (hasil uji laboratorium sebelum pengeboran), kerusakan formasi dapat diminimalkan jika menggunakan SBM/OBM; c) untuk menstabilkan lapisan shale di Paleocene, SBM/OBM memberikan keuntungan lebih dalam menstabilkan lubang.
Lubang 6"	• Penggunaan SBM/OBM mungkin akan diperlukan, karena <i>a</i>) penggunaan SBM/OBM akan memperbaiki lubrikasi dan menurunkan <i>friction factor</i> untuk membantu mencapai target sumur yang lebih jauh; <i>b</i>) untuk menstabilkan <i>shale</i> Paleocene, SBM/OBM dapat memberikan keuntungan dalam menstabilkan lubang.

Penggunaan dan komposisi fluida pengeboran dapat berubah untuk menyesuaikan kondisi lapisan pengeboran.

Rincian desain selubung, fluida pengeboran dan penyemenan dapat dilihat pada **Gambar I-9** Ringkasan Rancangan Sumur (Selubung).



Reservoir-reservoir gas untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG secara keseluruhan telah dievaluasi melalui program seismik 2-Dimensi dan 3-Dimensi, pengeboran eksplorasi dan delineasi, pengukuran logging (well logs), program pengukuran karakteristik batuan (coring) yang ekstensif, dan kegiatan pengujian sumur. Data-data tersebut secara keseluruhan akan dimasukkan ke dalam rancangan sumur. Komponen utama rancangan sumur meliputi rancangan selubung, program logging, program lumpur bor, program penyemenan dan kriteria-kriteria MODU. Rancangan sumur ini telah memperhitungkan kondisi masuknya aliran fluida reservoir ke dalam sumur dan cara penanggulangannya, sehingga risiko terjadinya ledakan (blowout) dapat diminimalisir.

Pengontrol primer sebuah sumur yang sedang dibor akan menggunakan lumpur bor yang sedemikian rupa, sehingga tekanan hidrostatik dari formasi di sekitar lubang sumur tidak lebih besar dari tekanan hidrostatik dari lumpur bor itu sendiri. Pengontrol sekunder sebuah sumur adalah dengan pemasangan shallow gas diverter sebelum pengeboran dimulai, pada bagian permukaan dan pemasangan Blow Out Preventer (BOP) sebelum pengeboran dimulai, pada bagian yang lebih dalam. Pemasangan alat-alat ini sebagai pengontrol sekunder sebuah sumur, yang memungkinkan pembuangan fluida dan penyesuaian tekanan hidrostatik yang dihasilkan oleh lumpur bor.

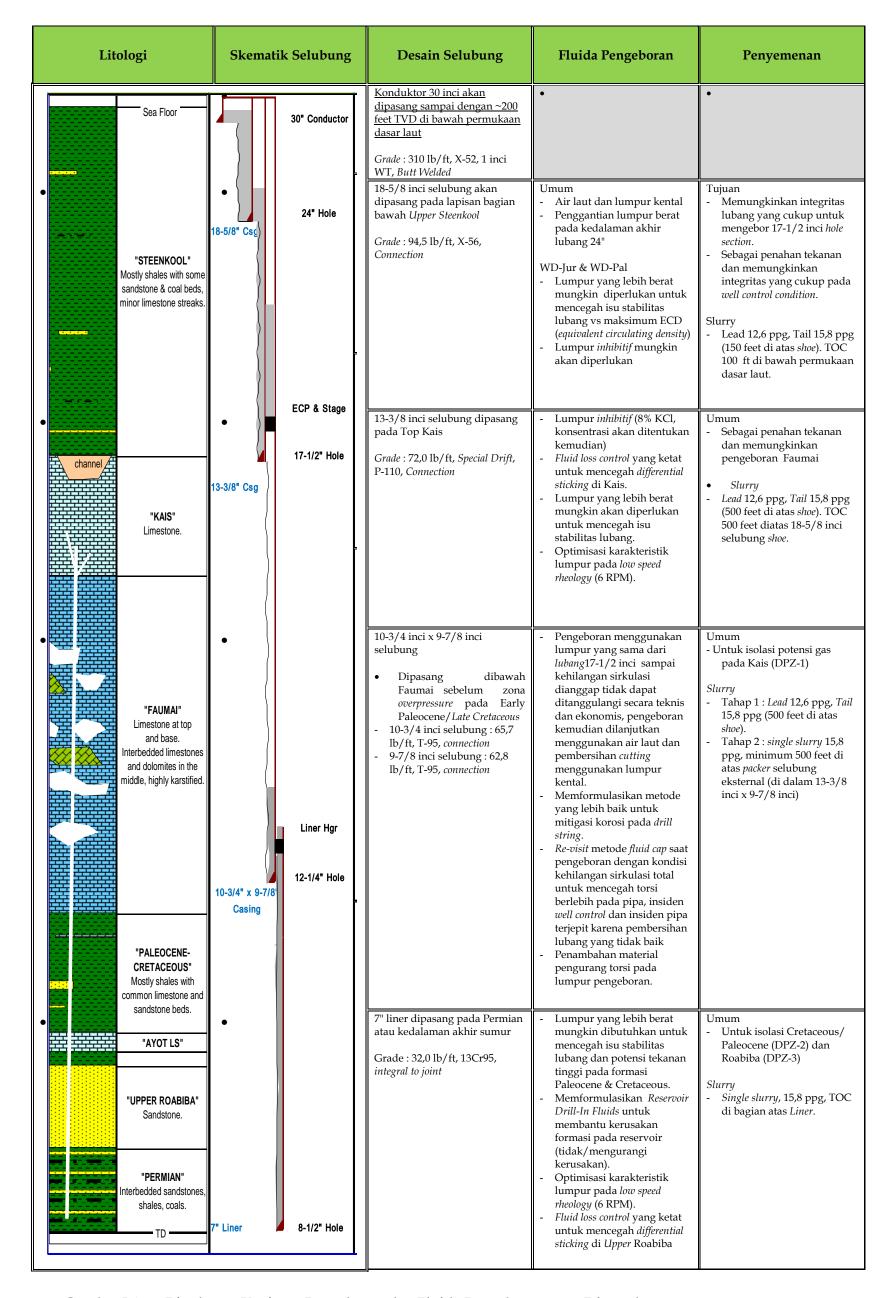
Jika terjadi *kick* pada sumur, maka metode kontrol sumur akan diaktivasi. Sumur akan ditutup (*shut-in*) dan dilanjutkan dengan mensirkulasikan *kick* keluar menggunakan *kill mud* dan kemudian sumur tersebut akan dipantau. Jika semua parameter telah kembali ke posisi normal, maka operasi pengeboran akan dilanjutkan.

Kemungkinan terburuk, jika *kick* tidak dapat dikendalikan atau terjadi ledakan (*blow out*), tindakan tanggap darurat diperlukan untuk mengevakuasi personel dari *rig* dan operasi kemudian dilanjutkan dengan menggunakan *rig*/MODU yang berbeda untuk menutup sumur tersebut dengan cara mengebor sumur *relief*.

Rancangan sumur *relief* dan seluruh peralatan yang akan digunakan apabila dilakukan pengeboran sumur *relief* akan disiapkan sebelum program kerja sumur pengembangan dilaksanakan.







Gambar I-9 Ringkasan Kegiatan Pengeboran dan Fluida Pengeboran yang Digunakan



B5. Pengelolaan Lumpur dan Serbuk Bor

Sebelum digunakan, akan dilakukan uji toksisitas terhadap lumpur bor (WBM dan SBM). Pengujian toksisitas akan sesuai dengan Peraturan Pemerintah Nomor 18 Tahun 1999 (JO PP 85 Tahun 1999) Mengenai Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun serta Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 45 tahun 2006 mengenai Pengelolaan Lumpur Bor dalam Kegiatan Minyak dan Gas dan Panas Bumi.

Hasil pengujian dari lumpur bor pada sumur-sumur sebelumnya juga akan digunakan sebagai referensi.

Rencana saat ini adalah pengeboran semua tahap kedalaman (kecuali untuk zona *reservoir*) dari sumur produksi akan menggunakan *Water Based Mud* (WBM), sementara untuk tahap terakhir (tahap *reservoir*) rencananya akan menggunakan *Synthetic Based Mud* (SBM) atau *Oil Based Mud* (OBM). Namun demikian, kemungkinan penggunaan SBM atau OBM pada interval $17\frac{1}{2}$ " (selain zona *reservoir*) saat ini sedang dikaji dan akan tergantung dari kondisi lubang.

Kurang lebih 15.000 bbls (1.900 m³) lumpur bor dan 6.000 bbls (960 m³) serbuk bor diperkirakan dihasilkan dan akan dibuang dari masing-masing sumur. Lumpur bor pada dasarnya akan digunakan kembali sebanyak mungkin sepanjang program pengeboran.

Ada dua alternatif pengelolaan serbuk bor dan lumpur bor akhir yang dikaji dalam studi AMDAL ini, yaitu :

1. Reinjeksi serbuk bor dan lumpur bor ke formasi bawah permukaan (subsurface formation) melalui sumur reinjeksi khusus (satu sumur per anjungan) atau ke dalam annulus sumur gas yang sedang dibor

Reinjeksi serbuk bor dan lumpur bor ke formasi bawah permukaan (*subsurface formation*) merupakan alternatif yang dikehendaki.

Saat ini Tangguh LNG sedang mempelajari kemungkinan untuk melakukan reinjeksi serbuk bor dan lumpur bor akhir ke satu sumur reinjeksi khusus yang akan dibangun di setiap lokasi anjungan atau ke dalam *annulus* antara selubung 13-3/8" dan 9-5/8" dari sumur produksi yang sedang dibor, sebagaimana dilakukan dengan berhasil pada kegiatan pengeboran 15 sumur sebelumnya di VRA dan VRB.

Jika reinjeksi dianggap layak, limbah pengeboran yang akan diinjeksikan adalah sebagai berikut :

- Lumpur bor (WBM dan SBM) dari kedalaman paling akhir dan/atau tidak dapat digunakan kembali;
- Serbuk bor (WBM dan SBM);
- Kotoran dari tangki lumpur;



- Pembilas kental untuk pengeboran (pre-flush dan over-flush);
- Limbah IEM (Invert Emulsion Mud) kontaminan dari lantai bor;
- Spacer bubur semen;
- Bubur semen yang kembali ke permukaan;
- Fluida pembersih dari annulus;
- Lebihan fluida komplesi (KCL brine);
- Air produksi selama pengujian;
- Padatan terproduksi selama pengujian;
- Kotoran dari tangki mud plant;
- Kotoran tangki lumpur bor yang ada di kapal;
- Air terkontaminasi hidrokarbon.

Meskipun alternatif reinjeksi lumpur dan serbuk bor yang dipilih untuk diterapkan, namun sewaktu-waktu selama kegiatan pengeboran akan ada beberapa kesulitan teknis yang mungkin menyebabkan reinjeksi tidak dapat dilakukan.

Beberapa macam contoh kesulitan teknis yang mungkin dihadapi diberikan di bawah ini:

- 1) Jika formasi yang dituju tidak mampu menerima material reinjeksi, maka lumpur dan serbuk bor akan dibuang ke laut;
- 2) Untuk sumur pertama yang dibor pada setiap anjungan, baik sumur pembuangan maupun sumur produksi, maka belum ada tempat untuk reinjeksi. Sehingga hanya akan ada satu kemungkinan yang dapat dilakukan, yaitu membuang lumpur dan serbuk bor ke laut;
- 3) Volume serbuk bor yang dihasilkan melampaui kapasitas peralatan injeksi dan tidak memungkinkan untuk menghentikan operasi pengeboran. Sehingga kelebihannya terpaksa di buang ke laut;
- 4) Kerusakan pada peralatan injeksi, yang dengan mempertimbangkan jadwal pengeboran dan/atau pada saat-saat yang sangat menentukan dari operasi pengeboran, tidak memungkinkan untuk menghentikan operasi pengeboran;
- 5) Kerusakan yang tak terhindarkan pada sumur maupun formasi seperti misalnya pipa sumur runtuh dan formasi menjadi buntu sebagian ataupun total;
- 6) Pada situasi terjadinya semburan liar dan mengatasi "shallow gas"; dan
- 7) Apabila reinjeksi lumpur dan serbuk bor mempengaruhi integritas dari sumur-sumur produksi.



Studi teknis mengenai geologi dan mekanika batuan sedang dilakukan untuk memutuskan rencana reinjeksi lumpur dan serbuk bor dan memastikan adanya satu (atau lebih) formasi yang sesuai untuk reinjeksi (zona reinjeksi). Sejauh ini formasi Fumai adalah formasi yang dianggap sesuai untuk reinjeksi lumpur dan serbuk bor, dan studi masih terus dilakukan untuk mengkaji lebih dalam kemungkinan ini.

Studi-studi teknis yang sedang dilakukan ini untuk menggali lebih dalam isu isu teknis di bawah ini:

- Apakah formasi yang dipilih memiliki cukup injektivitas, cukup aman secara teknis?
- Apakah formasi yang potensial untuk reinjeksi sanggup menampung volume semua lumpur dan serbuk yang akan diinjeksikan?
- Apakah formasi yang potensial untuk reinjeksi memiliki sekat-sekat yang kuat dan sanggup menahan lumpur dan serbuk bor yang diinjeksikan untuk tidak mengalir ke atas dan ke bawah dimana kandungan potensial hidrokarbon berada?
- Apakah ada risiko pencemaran terhadap sumber air di atasnya?
- Apakah ada risiko pencemaran terhadap sumber lapisan hidrokarbon yang potensial?
- Apakah ada pengaruh terhadap *reservoir* milik KKKS lain yang lokasinya berdekatan?

Keputusan akhir apakah reinjeksi akan dilakukan ke dalam suatu sumur pembuangan khusus atau melalui *annulus* sumur produksi (antara selubung 13-3/8" dan 9-5/8") masih belum ditentukan.

2. Pembuangan ke laut (overboard discharge)

Jika opsi reinjeksi dianggap tidak layak secara teknis karena pertimbangan geologis atau pertimbangan teknis lain, atau pada saat pengeboran ada masalah teknis dengan operasi DCRI, maka lumpur bor (khusus WBM) dan serbuk bor rencananya akan dibuang ke laut di lokasi pengeboran.

Oleh karena itu, penyebaran dan dampak yang ditimbulkan dari pembuangan lumpur bor akhir dan serbuk bor ke laut telah dievaluasi. Pemodelan pembuangan lumpur dan serbuk bor dilakukan sebagai bagian dari studi AMDAL ini untuk dijadikan dasar analisa dampak pada Bab III. Hasil lengkap pemodelan dapat dilihat pada Lampiran IV.1.

Pembuangan lumpur dan serbuk bor ke laut akan dilakukan dengan memenuhi peraturan Indonesia yang berlaku (Peraturan ESDM No. 45 tahun 2006) dan izin untuk kegiatan ini, serta pedoman Keselamatan dan Kesehatan Lingkungan IFC Tahun 2007 untuk Pengembangan Minyak Bumi dan Gas Lepas Pantai.



Pembuangan lumpur bor berbasis air (WBM) dari pengeboran sumur pada kedalaman paling akhir dan/atau yang tidak dapat digunakan kembali akan dilakukan jika lumpur tersebut lulus uji toksisitas (≥30.000 ppm, 96 jam LC-50) dan memenuhi peraturan yang berlaku di Indonesia dan Pedoman IFC yang disebutkan sebelumnya. Uji LC-50 akan dilakukan sebelum lumpur digunakan untuk pengeboran sumur gas.

Jika opsi reinjeksi tidak dapat dilakukan, serbuk bor berbasis sintetis (SBM) akan dibuang ke laut jika serbuk bor tersebut memiliki kandungan minyak lebih kecil atau sama dengan 6,9% (≤ 69.000 ppm). Sedangkan lumpur dan serbuk bor berbahan dasar minyak (OBM) tidak akan dibuang ke laut, melainkan dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin, jika opsi reinjeksi tidak dapat dilakukan.

Jika terdapat masalah teknis dengan proses reinjeksi, dan lumpur atau serbuk bor tidak memenuhi ketentuan untuk opsi Pembuangan ke Laut, maka lumpur dan serbuk bor akan dikirim ke tempat pengelolaan limbah berizin.

Limbah pengeboran lainnya yang mungkin dibuang adalah air asin dan air laut serta sejumlah kecil serpihan dari operasi *sand blasting* selama operasi pengeboran.

Tangguh LNG akan mengajukan izin untuk opsi DCRI ataupun opsi pembuangan ke laut kepada Kementerian Lingkungan Hidup sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Pengelolaan lumpur dan serbuk bor akan dilakukan sesuai dengan persyaratan yang tertera dalam perizinan, peraturan Indonesia yang berlaku (Peraturan ESDM No. 45 Tahun 2006) dan juga Pedoman Kesehatan dan Keselamatan lingkungan IFC 2007 untuk Pengembangan Minyak dan Gas Lepas Pantai (IFC Environmental Health and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development).

Opsi DCRI hanya akan dilakukan pada kegiatan pengeboran sumur produksi. Sedangkan untuk kegiatan pengeboran sumur eksplorasi, opsi pengelolaan yang dipilih adalah pembuangan ke laut.

Dalam proyek pengeboran akan terdapat tahap penyemenan untuk setiap ukuran selubung. Pada pengeboran sumur ini diperkirakan tidak ada kelebihan semen dari proses penyemenan. Hal ini dikarenakan seluruh semen yang disediakan akan disesuaikan dengan desain sumur, sehingga seluruh semen yang diproduksi akan masuk ke dalam selubung sesuai kebutuhan. Tidak akan ada semen yang sampai pada permukaan.





Kemungkinan akan ada residu semen dari proses pembersihan tempat penyemenan, jumlah air limbah dari proses ini diperkirakan maksimum 100 bbls (15.000 L) untuk setiap kegiatan penyemenan. Limbah dari residu semen ini akan dibuang melalui saluran pembuangan ke laut. Namun demikian, limbah semen bisa saja tidak timbul dan kemungkinan tidak akan ada semen berlebih pada saat sirkulasi dari bagian lainnya karena penyemenan tidak akan sampai ke *mud line*. Semen akan disiapkan sesuai dengan desain dan tangki semen tidak didesain untuk *dead volume*.





Jenis Lumpur	DCRI*) - Sumur khusus reinjeksi - Annulus sumur produksi		Pembuangan ke Laut*)		
	Lumpur	Serbuk	Lumpur	Serbuk	
Water Based Mud (WBM)	√	\checkmark	√ LC50 ≥ 30.000 ppm	\checkmark	
Synthetic Based Mud (SBM)	√	√	X	√ Kandungan Minyak ≤ 6,9%	
Oil Based Mud (OBM)	√	√	X	X	

Catatan:

Jika kedua opsi tidak dapat dilakukan, maka lumpur dan serbuk bor akan diolah sesuai ketentuan yang berlaku.

Gambar I-10 Ringkasan Pengelolaan Lumpur dan Serbuk Bor

^{*):} memerlukan izin





B6. Pembersihan Sumur (Flaring)

Selama pembersihan sumur (*well clean-up*) yang akan dilakukan sebelum tahap produksi, *flaring* akan dilakukan di *drilling rig* selama 48 - 72 jam untuk masing-masing sumur yang dibor. Laju *flaring* selama proses pembersihan sumur dapat mencapai 100 MMSCFD.

Seperti yang dinyatakan sebelumnya, ada kemungkinan semua sumur akan dibor satu persatu sampai kedalaman akhir atau dengan menggunakan batch mode (kecuali untuk sumur pertama dari masing-masing lokasi pengeboran). Oleh karena itu, di tiap anjungan akan dilakukan satu periode flare test (uji pembakaran) selama 48 sampai 72 jam pada setiap akhir pengeboran satu sumur. Ada juga kemungkinan dilakukan batch flaring untuk pengeboran menggunakan batch mode.

B7. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Kegiatan pengeboran sumur gas dan pemasangan anjungan lepas pantai akan menghasilkan limbah bahan berbahaya dan beracun (B3) dan limbah non B3. Limbah B3 yang dihasilkan antara lain oli bekas, minyak terkontaminasi/gemuk (grease), zat-zat kimia bekas dan kemasannya, kaleng, cat & thinner. Sedangkan limbah non B3 yang dihasilkan terdiri dari limbah organik (sisa makanan) dan limbah non organik (plastik, kaleng, potongan logam bekas (scrap metal), styrofoam, dll).

Limbah B3 dan non B3 akan dipisahkan dan dikelola sebagaimana mestinya sesuai dengan peraturan Indonesia yang berlaku dan MARPOL 2012 (hanya untuk pembuangan sampah makanan ke laut).

Strategi rinci pengelolaan limbah saat ini sedang disusun, dengan kemungkinan pengelolaan yang dipertimbangkan antara lain sebagai berikut:

- Limbah B3

Limbah B3 yang dihasilkan rencananya akan dikirimkan ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin. Limbah B3 akan dikelola sesuai peraturan Indonesia yang berlaku, yaitu Peraturan Pemerintah No. 18 jo 85 Tahun 1999 tentang Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun.

- Limbah non B3 (organik)

Limbah organik yang dihasilkan selama kegiatan pengeboran dan pemasangan anjungan salah satunya adalah limbah dari sisa makanan. Sisa makanan yang dihasilkan dari kegiatan tersebut dapat dibuang ke laut dengan mengikuti ketentuan MARPOL Annex V Prevention of Pollution by Garbage from Ships Tahun 2012. Berdasarkan Annex V MARPOL tersebut, sisa makanan yang sudah dihancurkan boleh dibuang ke laut pada jarak lebih dari 3 mil laut dari daratan terdekat. Sisa makanan tersebut harus dicacah dan melalui saringan dengan ukuran mesh tidak lebih dari 25 mm sebelum dapat dibuang ke laut.





Limbah non B3 (non-organik)

Limbah non-organik yang dihasilkan selama kegiatan pengeboran termasuk antara lain plastik, kaleng, potongan logam bekas (*scrap metal*) dan *Styrofoam*. Limbah non-organik ini tidak akan dibuang ke laut, melainkan dikirim untuk dikelola di darat atau ke fasilitas pengelolaan limbah eksternal sesuai peraturan Indonesia yang berlaku, antara lain Undang-undang No. 18 Tahun 2008 tentang Pengelolaan Sampah. Saat ini, salah satu opsi yang dipertimbangkan untuk pengelolaan limbah non-organik antara lain dikelola di lokasi Tangguh LNG bersama dengan limbah dari kegiatan Kilang LNG dan mengikuti peraturan yang berlaku.

Ringkasan limbah padat yang dihasilkan pada masa pengeboran dan pemasangan anjungan lepas pantai dapat dilihat pada **Tabel I-8** berikut ini.

Tabel I-8 Limbah Padat dari Kegiatan Pengeboran

	Kegiatan	Perkiraan Jumlah	Fasilitas Pengolahan (jika dapat diterapkan)
Limbah Padat	Limbah Domestik (Sampah Makanan)	60 ton/bulan	Dicacah dan dibuang sesuai ketentuan MARPOL 2012
	Sisa Logam (Scrap Metal)	15 ton/bulan	Dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah scrap metal
	Limbah Kayu (Wood)	20 ton/bulan	Dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah
	Limbah Non Organik	1,5 ton/bulan	Dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah
	Minyak Bekas (Limbah B3)	60 ton/bulan	Dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin
	Limbah B3 lainnya (non-oily)	65 ton/bulan	Dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin

Sumber: Environmental Data of Tangguh Exploration and Appraisal Program (TEAP) - June 2013

Detail mengenai pengelolaan limbah padat yang dilakukan di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Sub Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B8 Pengelolaan Limbah Padat Non B3 dan Limbah B3.

Pengelolaan lumpur dan serbuk bor telah dijelaskan sebelumnya di bagian B5 mengenai Pengelolaaan Lumpur dan Serbuk Bor.

B8. Pengelolaan Limbah Cair

Limbah cair selama kegiatan pengeboran dan pemasangan anjungan mencakup limbah drainase dari *deck*, limbah saniter, air pendingin dan pembuangan air garam (*brine*). Seluruh limbah yang dihasilkan selama pengeboran dan pemasangan anjungan akan dikelola (minimum) sesuai dengan peraturan Indonesia yang berlaku dan MARPOL 2012 (hanya untuk pembuangan sampah makanan ke laut).

Uraian mengenai aliran limbah cair utama dan pengelolaannya selama kegiatan pengeboran dan pemasangan anjungan dijabarkan di bawah ini:



- Drainase permukaan dari *rig deck*/dek anjungan drainase dek dari area yang tidak terkontaminasi akan dikumpulkan dan dibuang secara langsung ke laut. Air limpasan yang mungkin terkontaminasi hidrokarbon dari bekas pencucian peralatan (*equipment washdown water*), terkontaminasi tumpahan solar, bahan kimia, atau pelumas akan direinjeksikan ke sumur DCRI atau *annulus* sumur produksi (selama pengeboran) atau dikumpulkan di *tote tank* dan dikirimkan ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin.
- Limbah saniter rig pengeboran dan kapal-kapal pendukung yang diawaki akan menghasilkan limbah saniter yang akan diolah dalam instalasi pengolahan sebelum dibuang ke laut. Pembuangan tersebut akan memenuhi persyaratan yang diatur dalam Peraturan Pemerintah Indonesia, yaitu Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 19 Tahun 2010 tentang Baku Mutu Air Limbah Bagi Usaha/Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas Bumi, serta ketentuan MARPOL Annex IV Prevention of Pollution by Sewage from Ships Tahun 2012.

Tabel I-9 Limbah Cair dari Rig Pengeboran

	Kegiatan	Perkiraan Volume Air Limbah	Rute Pembuangan
	Desalinasi (Brine Water Reject)	140 m³/hari	Air <i>brine</i> dibuang ke laut
	IPAL	120 m³/hari	Effluen diolah sampai memenuhi baku mutu sebelum dibuang ke laut
	Sistem Pemisahan Air dan Minyak (OWS)		Air terkontaminasi minyak yang telah dipisahkan dari lapisan minyaknya di unit OWS, akan dibuang ke laut sesuai dengan baku mutu yang berlaku.
		130 m³/hari	Sedangkan sisa minyak yang dipisahkan akan direinjeksikan ke dalam sumur DCRI atau annulus sumur produksi atau dikirimkan ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin.
	Well Test (Produced Water/Brine Water)	20 m³/hari	Air terproduksi akan dialirkan melalui <i>oil diverter</i> untuk selanjutnya dibuang ke laut sesuai dengan baku mutu yang berlaku.
			Minyak yang dipisahkan akan direinjeksikan ke dalam sumur DCRI atau annulus sumur produksi atau dikirimkan ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin.
	Sistem Pendingin	1200 m³/hari	Air keluaran dari sistem pendingin dibuang ke laut
	Air Limpasan Dek	180 m³/hari	Air limpasan dek dibuang ke laut

Sumber : Estimasi berdasarkan informasi dari data yang dipaka dari TEAP

B9. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia

Pengeboran Sumur Gas

Penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia untuk kegiatan pengeboran akan ditempatkan di *shorebase*. Fasilitas *combo dock* yang ada saat ini akan dikembangkan dan digunakan untuk lokasi *liquid mud (brine)* dan *dry bulk plant*.



Ketika *rig* sudah berada pada lokasi pengeboran, pengisian kembali bahan bakar *drilling rig* akan diperlukan. Pengisian bahan bakar *rig* akan dilakukan dengan menggunakan kapal, kegiatan ini akan dilakukan sesuai dengan prosedur pengisian kembali bahan bakar yang berlaku di Tangguh LNG.

Pemasangan Anjungan Lepas Pantai

Selama kegiatan pemasangan anjungan lepas pantai, penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia akan ditempatkan di *construction barge* lepas pantai.

Selama pemasangan anjungan lepas pantai, kapal-kapal akan mengangkut bahan bakar dan bahan kimia yang diperlukan untuk melaksanakan kegiatan konstruksi. Ada kemungkinan selama kegiatan pemasangan anjungan lepas pantai berlangsung akan ada aktivitas pengisian kembali bahan bakar atau bahan kimia yang dilakukan di lepas pantai.

B10. Pembangkit Tenaga Listrik (Diesel Generator)

Tenaga listrik untuk kegiatan pengeboran dan konstruksi/pemasangan anjungan, termasuk selama periode preservasi (preservation period) akan disediakan oleh pembangkit listrik tenaga diesel (diesel generator) yang nantinya akan dipindahkan dari lokasi setelah kegiatan selesai dilakukan.

C. Tahap Operasi

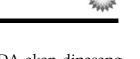
C1. Penerimaan Tenaga Kerja

Pada tahap operasi, anjungan lepas pantai akan beroperasi dengan konsep *Normally Unattended Installation* (NUI), yang berarti tidak ada personel yang bekerja di anjungan, kecuali pada saat inspeksi dan pemeliharaan. Kebutuhan tenaga kerja untuk pelaksanaan kegiatan inspeksi dan pemeliharaan anjungan tersebut akan termasuk dalam jumlah tenaga kerja yang dibutuhkan untuk pengoperasian Kilang LNG.

Detail mengenai proses perekrutan, mobilisasi dan demobilisasi tenaga kerja pada tahap operasi dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian C1. Penerimaan Tenaga Kerja.

C2. Eksploitasi Gas dan Operasi Anjungan Lepas Pantai

Masing-masing anjungan lepas pantai dirancang sebagai *Normally Unattended Installation* (NUI) dengan 4 atau 6 kaki jaket. Anjungan ini merupakan instalasi "wellhead", dengan 9, 12 atau 16 slot sumur dengan kedalaman 35 m - 65 m untuk Teluk Bintuni. Jika memungkinkan, suatu desain NUI "hub" yang dapat dikembangkan akan digunakan agar memungkinkan penggabungan fluida dari berbagai lapangan gas dan memungkinkan tie-in untuk masa mendatang. "Hub" ini akan dioperasikan secara "normally unattended" dan pembelajaran dari operasi saat ini akan dipertimbangkan dalam desain untuk mengurangi frekuensi kunjungan dan memungkinkan tie-in mendatang dilakukan dengan aman.



Untuk pengembangan tahap awal, anjungan ROA dan WDA akan dipasang dengan konektor antar-lapangan gas untuk mengalirkan gas dari anjungan WDA ke anjungan ROA dan fluida akan digabungkan dan dikirim dari ROA ke ORF di darat.

Anjungan NUI dirancang tanpa peralatan pemrosesan utama pada anjungan lepas pantai kecuali *riser, launcher and/or receiver, pedestal crane,* unit rangkai hidrolik dan bangunan teknis. Sumur-sumur dioperasikan secara jarak jauh dari ruang kontrol yang terletak di daerah Kilang LNG di darat. Stasiun kontrol lokal akan disiapkan di anjungan, terutama untuk tujuan evaluasi sistem ketika kru pemeliharaan berada di atas anjungan lepas pantai.

Kontrol dan komunikasi antara darat dan anjungan lepas pantai akan dilakukan melalui kabel *fiber optik*. Disamping itu, kapal-kapal keamanan (*security boat*) akan melakukan patroli di sekitarnya secara reguler.

Masing-masing sumur akan dilengkapi dengan subsurface safety valve yang dapat ditutup jika terjadi kejadian yang membahayakan atau kegagalan sistem kontrol.

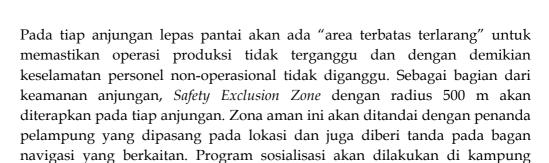
Rancang bangun kepala sumur yang dapat tertutup secara sempurna (full wellhead pressure shut-in design) bila terjadi gangguan pada proses (peralatan tidak berfungsi, tekanan turun-blowdown, dan lainnya) tidak memerlukan pembakaran uap hidrokarbon. Namun, ventilasi pada perpipaan proses (venting) akan dipasang untuk kegiatan pemeliharaan. Sebaliknya, fasilitas minimum yang tidak dirancang untuk full wellhead shut-in pressure memerlukan sistem ventilasi untuk pelepasan uap hidrokarbon. Fasilitas anjungan kompresi di masa mendatang, ketika dipasang, juga akan menggunakan sistem ventilasi di anjungan.

Selama masa operasi Tangguh LNG, kompresor *booster* akan perlu dipasang untuk mengompres gas dan mengkompensasikan penurunan tekanan *reservoir*. Kompresor akan dikendalikan oleh turbin gas. Saat ini sedang dilakukan kajian teknis terhadap lokasi kompresor. Kemungkinan alternatif lokasi kompresor adalah di darat dekat ORF atau di lepas pantai pada anjungan.

Personel operator hanya akan berada pada instalasi di darat. Namun, akan ada *fast crew boat* untuk memberi tindakan tanggap darurat segera jika terjadi *shut-in* anjungan lepas pantai.

C3. Keberadaan Anjungan Lepas Pantai

Keberadaan fisik anjungan lepas pantai berpotensi mengganggu kegiatan pelayaran serta menimbulkan dampak terhadap transportasi laut dan kegiatan perikanan. Semua peraturan Indonesia yang terkait dengan pelayaran dan persyaratan Organisasi Maritim Internasional (IMO) tentang penyediaan bantuan navigasi akan dipasang di anjungan.



Sebagaimana diuraikan sebelumnya, anjungan lepas pantai normalnya tidak diawaki (normally unattended) selama operasi normal, tetapi tempat kerja kecil akan disiapkan dengan ruangan kantor dan fasilitas sanitasi. Patroli harian terhadap anjungan lepas pantai diperlukan untuk memastikan keamanan fasilitas. Akses ke anjungan lepas pantai dilakukan melalui boat landing atau walk to work gangway. Personel operasi dan pemeliharaan yang bekerja di anjungan lepas pantai saat ini ditempatkan di lokasi Tangguh LNG di darat.

Karena dirancang sebagai NUI, tidak ada limbah yang dihasilkan dari anjungan lepas pantai selama operasi, limbah dalam jumlah terbatas akan dihasilkan hanya selama kegiatan pemeliharaan anjungan dan sumur gas.

Kemungkinan venting di anjungan selama masa intervensi darurat saat ini sedang dikaji.

C4. Pemeliharaan Sumur Gas dan Anjungan Lepas Pantai

kampung di sekitar lokasi anjungan lepas pantai.

Perawatan yang komprehensif dan program inspeksi pada setiap anjungan dilakukan untuk memastikan bahwa sistem mekanikal, kelistrikan dan instrumentasi, serta struktur berfungsi dengan baik. Program ini terdiri dari pelumasan, kalibrasi, uji yang tidak merusak, serta penggantian alat yang rusak atau perlu diganti. Selain itu, kontraktor independen akan melakukan kegiatan verifikasi untuk menetapkan bahwa fasilitas yang sedang dioperasikan dan dipelihara selalu sesuai dengan Pedoman Keselamatan dan Pengendalian Risiko yang disusun untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG.

Meskipun program inspeksi dan perawatan dibuat dan dijalani dengan sangat disiplin, namun tidaklah mungkin melakukan semua kegiatan tersebut ketika anjungan sedang beroperasi. Penghentian operasi untuk keperluan perawatan akan dijadwalkan untuk tetap menjaga kesinambungan integritas dari sistem dan peralatan di anjungan, atau jika pertimbangan kesehatan kerja, keselamatan kerja dan lingkungan mengharuskan. Jadwal penghentian kegiatan operasi GPF akan direncanakan sehingga bertepatan dengan jadwal penghentian kegiatan (atau periode *turn around -* TAR) Kilang LNG.

Pemeliharaan sumur gas selama tahap operasi terdiri dari kegiatan-kegiatan intervensi sumur, yang mencakup *wire line* (dari anjungan lepas pantai) dan aktifitas *coiled tubing* (dari *jack up vessel*).



Selama umur proyek, jika diperlukan, maka akan dilakukan kerja ulang sumur (*well workover*) yaitu pembersihan sumur dari pasir, stimulasi sumur, perbaikan selubung, perforasi ulang, dan penutupan aliran dari formasi-formasi tertentu.

C5. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Tidak ada limbah yang dihasilkan dari anjungan pada kondisi normal, karena anjungan dirancang sebagai NUI. Limbah hanya dihasilkan apabila ada kunjungan pemeliharaan dengan jumlah limbah padat domestik kurang lebih 5 kg per kunjungan.

Tidak akan ada proses pengolahan limbah di atas anjungan lepas pantai. Seluruh limbah yang dihasilkan akan dikirimkan ke fasilitas pengelolaan sampah terpadu di lokasi Tangguh LNG untuk penanganan dan pengelolaan lebih lanjut.

Detail pengelolaan limbah non B3 dan limbah B3 dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B8. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3).

C6. Pengelolaan Limbah Cair

Selama tahap operasi hanya akan ada sedikit limbah yang dihasilkan dari kegiatan pengoperasian sumur gas dan anjungan lepas pantai. Limbah tersebut terutama berasal dari kegiatan pemeliharaan anjungan lepas pantai, seperti air laut/brine yang berasal dari kegiatan perbaikan sumur (well workover) dan minyak pelumas. Air limbah terkontaminasi hidrokarbon juga akan direinjeksikan ke dalam sumur DCRI atau annulus sumur produksi.

Sistem drainase tertutup (closed drain system) akan disediakan pada anjungan, termasuk drum drainase tertutup (closed drain drum) untuk memisahkan cairan dengan vented gas. Cairan pada closed drain drum akan dipindahkan dari anjungan dengan menggunakan tote tank jika diperlukan.

Tidak ada toilet/kamar kecil pada anjungan yang baru. Kapal toilet (OSV), air bersih dan fasilitas kebersihan akan disediakan pada OSV pada saat kunjungan ke anjungan.

C7. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia

Pada tahap operasi anjungan lepas pantai, fasilitas pengisian bahan bakar akan tersedia di area *combo dock*. Penggunaan fasilitas ini akan dibatasi untuk kapal-kapal yang dikontrol langsung oleh Tangguh LNG dan kemungkinan besar akan terbatas pada kapal transportasi dan pemeliharaan yang secara berkala berlayar ke anjungan gas lepas pantai.

Pengiriman bahan kimia selama operasi normal dilakukan menggunakan *Multipurpose Support Vessel (MPSV)* dengan sambungan ke anjungan yang hanya dilakukan pada kegiatan pemeliharaan sumur (*well intervention*).



Bongkar muat bahan kimia ke tangki kimia akan dilakukan di darat.

Kegiatan operasional Tangguh LNG saat ini sudah dilengkapi dengan Rencana Tanggap Darurat Tumpahan Minyak (*Oil Spill Contingency Plan*: OSCP). OSCP ini akan diperbaharui untuk merefleksikan lingkup kegiatan tambahan. Tumpahan solar yang tidak disengaja mungkin terjadi dari anjungan atau kapal. Rencana tanggap darurat untuk tumpahan bahan bakar akan dijabarkan dalam OSCP.

D. Tahap Pasca Operasi

Tahap pasca operasi akan mencakup, tetapi tidak terbatas pada kegiatan *decommissioning* (penutupan) fasilitas dan pelepasan tenaga kerja.

D1. Pelepasan Tenaga Kerja

Pada akhir tahap operasi akan dilakukan pelepasan tenaga kerja operasi. Detail proses akan ditentukan kemudian dan akan dilakukan sesuai peraturan yang berlaku.

D2. Decommissioning Fasilitas Anjungan Lepas Pantai

Rencana decommissioning fasilitas akan disusun untuk mendapat persetujuan dari pemerintah. Kegiatan decommissioning fasilitas anjungan lepas pantai akan dilakukan sesuai dengan peraturan yang berlaku di Indonesia dan standar industri yang direkomendasikan oleh Pemerintah Indonesia pada saat itu.

Anjungan lepas pantai dan fasilitasnya akan di-decommissioning dan dibongkar sesuai dengan Peraturan Indonesia dan kewajiban KKKS. Untuk saat ini peraturan yang berlaku untuk pembongkaran instalasi lepas pantai adalah Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 01 Tahun 2011.

Beberapa opsi yang mungkin dipertimbangkan untuk penutupan proyek adalah sebagai berikut :

a. Prosedur penutupan sumur juga akan mengikuti peraturan yang berlaku di Indonesia (Standar Nasional Indonesia No. 13-6910-2002) dan prosedur baku yang berlaku di KKKS. Pada setiap sumur produksi akan dipasang sumbat semen untuk mengisolasi setiap lapisan *reservoir*, sumbat semen antara lapisan *reservoir*, sumbat semen di tunggul selubung produksi terakhir, dan sumbat semen permukaan. Setiap sumbat semen akan diuji tekanan untuk memastikan sumbat semen memiliki kekuatan yang sesuai dengan standar sumbat semen. Setelah itu akan dilakukan pemotongan selubung konduktor pada kedalaman 150 kaki di bawah permukaan bawah laut.



- b. Fasilitas anjungan lepas pantai kemungkinan akan dipotong dan dibawa ke darat, atau sebagai alternatif dapat ditinggal untuk pengembangan terumbu karang. Sebuah anjungan kemungkinan akan ditinggalkan sementara di lokasi, setidaknya hingga beberapa anjungan telah menjalani decommissioning dan menjadi lebih ekonomis untuk dipindahkan bersama-sama. Survei pembersihan lokasi (site clearance) akan dilakukan sebagai bagian dari pembersihan sisa-sisa anjungan. Sisa bahan kimia akan ditangani sesuai dengan peraturan Indonesia dan caracara pengelolaan industri terbaik.
- c. Pipa bawah laut akan dibersihkan (*flush*), dan ditinggalkan di tempat.

1.2.2 Kegiatan Transmisi Gas

Saat ini dua jaringan perpipaan bawah laut telah terpasang untuk menghubungkan dua anjungan lepas pantai ke fasilitas penerima ke darat, VRA-ORF dan VRB-ORF. Jaringan pipa bawah laut tersebut memiliki diameter 24" dengan panjang 19 km (VRA-ORF) dan 18 km (VRB-ORF).

Sebagaimana disebutkan secara singkat pada Sub-Bab 1.2.1 Kegiatan Eksploitasi Gas, sampai dengan sebelas jaringan perpipaan akan dipasang sebagai bagian dari keseluruhan Proyek Pengembangan Tangguh LNG. Dua jaringan perpipaan akan dipasang pada pengembangan tahap awal untuk menghubungkan dua anjungan pertama, WDA ke ROA kemudian ROA ke ORF.

Pada pengembangan tahap selanjutnya, sampai dengan sembilan jaringan perpipaan bawah laut akan dipasang untuk menghubungkan anjungan lepas pantai baik ke anjungan lepas pantai lainnya (anjungan penghubung atau *hub*) ataupun langsung ke fasilitas penerima di darat (ORF). Desain dari masing-masing perpipaan akan ditentukan pada saat FEED dan *Detail Engineering Design*, yang meliputi desain mekanik perpipaan, kestabilan perpipaan, rute perpipaan, kebutuhan kedalaman pemendaman pipa dan lain sebagainya.

Bahan-bahan yang digunakan untuk perpipaan adalah *Corrosion Resistant Alloy* (CRA) dengan diameter bervariasi antara 16-24". Perpipaan CRA akan mengangkut aliran sumur multifase ke darat dengan kandungan CO₂ tinggi dalam suhu tinggi dan uap air yang membuat cairan menjadi sangat korosif. CRA yang digunakan dirancang untuk mengurangi korosi selama masa guna instalasi.

Gambaran Jaringan Perpipaan Bawah Laut Saat Ini dan Skenario Pengembangannya dalam Proyek Pengembangan Tangguh LNG dapat dilihat pada **Gambar I-11**.

Survei geografik dan geoteknik pada koridor jalur pipa yang potensial akan dilakukan untuk mendeteksi dasar laut. Sehubungan dengan itu, maka dampak dari kegiatan perpipaan akan dikaji dalam koridor sejauh 2 km (1 km ke kiri dan 1 km ke kanan) dari garis jalur pipa yang digambarkan pada **Gambar I-11** untuk mengantisipasi pergeseran jalur pipa yang disebabkan oleh kendala teknis, seperti kondisi dasar laut yang terlalu curam dan lain sebagainya.



Jalur jaringan perpipaan Proyek Pengembangan Tangguh LNG dibagi menjadi tiga bagian, yakni:

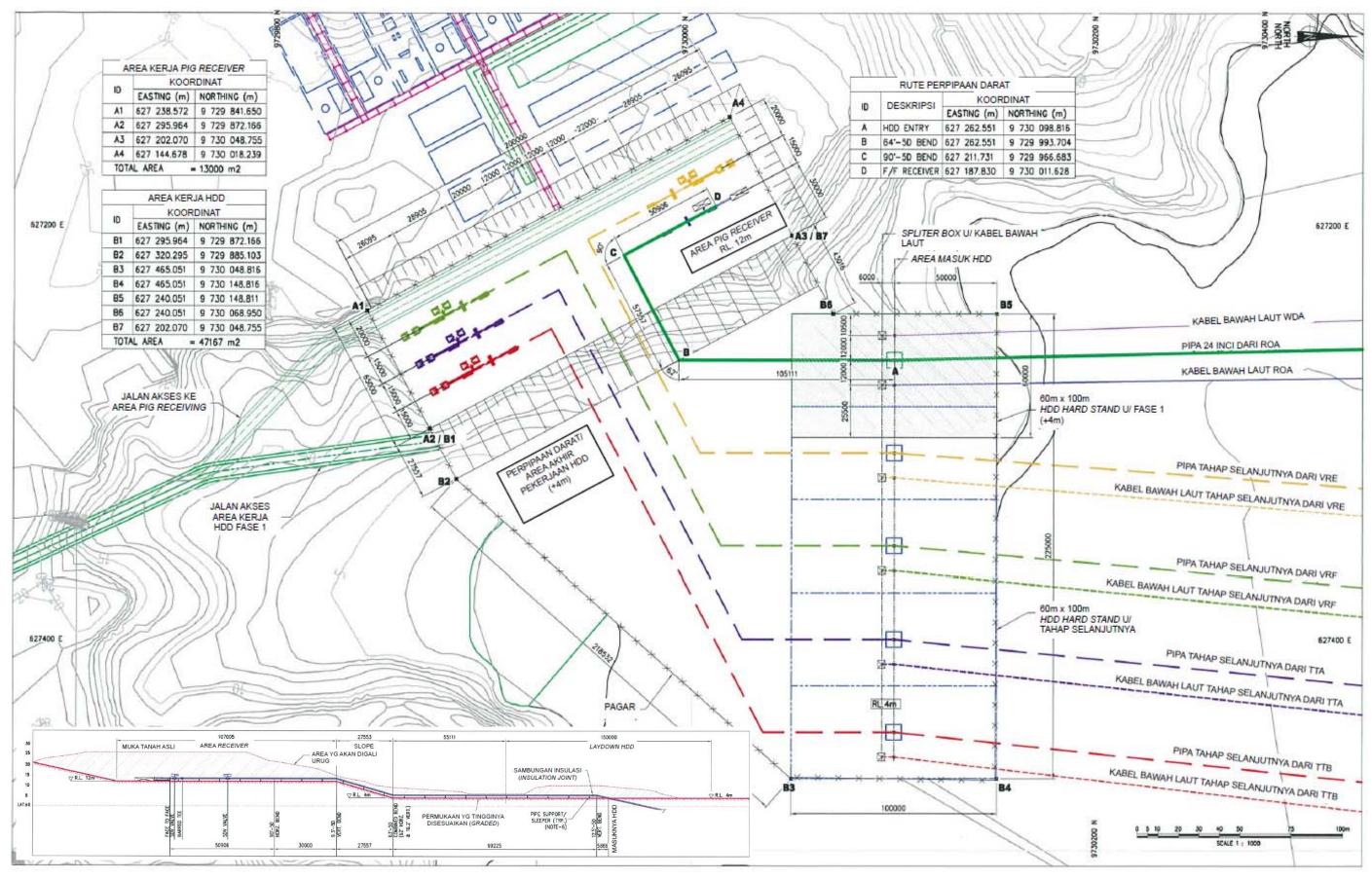
- Jaringan perpipaan lepas pantai
- Jaringan perpipaan dekat pantai (shore approach), dengan alternatif metode:
 - Pembuatan parit dan penarikan ke darat (Trenching and Shore Pull)
 - Pengeboran Horizontal/Horizontal Directional Drilling (HDD)
- Jaringan perpipaan di darat

Studi tambahan juga dilakukan untuk mengkaji metode pemasangan jalur pipa di bagian dekat pantai dan kelayakan penggunaan metode pengeboran horizontal (HDD) dibandingkan dengan metode pembuatan parit/penarikan pipa ke darat (trenching and shore pull), untuk meminimalisir dampak terhadap lingkungan serta mempertimbangkan aspek teknis dan finansial. Jika metode HDD secara teknis dapat diterapkan maka akan menghindari dampak terhadap dasar laut dan daerah dekat pantai, juga meminimalisir dampak fisik terhadap tumbuhan bakau (mangrove) di daerah tersebut.

Gambar konseptual sambungan perpipaan dekat pantai dan darat dapat dilihat pada **Gambar I-11** berikut ini.







Gambar I-11 Gambar Skematik Pemasangan Jaringan Perpipaan





Ringkasan kegiatan transmisi gas dapat dilihat pada **Tabel I-10** berikut ini.

Tabel I-10 Gambaran Jaringan Perpipaan Bawah Laut Saat Ini dan Skenario Pengembangannya dalam Proyek Pengembangan Tangguh LNG

No. Fasilitas	Fasilitas Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
1 Jaringan perpipaan	2 jaringan perpipaan bawah laut:	2 jaringan perpipaan bawah laut: WDA ke ROA (anjungan penghubung/hub platform) Diameter = 24"	Sampai dengan 9 jaringan perpipaan bawah laut. Studi <i>engineering</i> saat ini sedang berjalan, dengan rencana awal sebagai berikut: Diameter = 16"- 24"
	VRA ke ORF Diameter = 24" Panjang = 20,5 km	Panjang = ± 16 km ROA ke ORF Diameter = 24"	Perkiraan panjang sampai dengan 30 km Rencana awal adalah sebagai berikut : - VRF ke ORF (Ø 24", perkiraan panjang 21 km)
	VRB ke ORF Diameter = 24" Panjang = 19 km	Panjang = ± 12 km	 OFA ke ROA (Ø 16", perkiraan panjang 13 km) VRD ke VRF (Ø 24", perkiraan panjang 7 km) VRC ke ROA (Ø 24", perkiraan panjang 9 km) TTA ke ORF (Ø 24", perkiraan panjang 20 km) TTB ke ORF (Ø 24", perkiraan panjang 20 km) UBA to OFA (Ø 24", perkiraan panjang 30 km) VRE to ORF (Ø 24", perkiraan panjang 15 km) KKA ke OFA (Ø 24", perkiraan panjang 30 km) Jalur pipa tersebut merupakan rencana awal dan akan difinalisasi sesuai dengan hasil studi <i>engineering</i> yang sedang berjalan. Jaringan perpipaan paralel, ukuran perpipaan paralel belum ditentukan, tetapi diperkirakan diameternya adalah sekitar 20"-24". Rencana awal jaringan pipa paralel adalah sebagai berikut: ROA – WDA ROA – ORF





No.	Fasilitas	Fasilitas Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
				 VRB - ORF VRF - ORF TTA - ORF TTB - ORF KKA - ORF Finalisasi jaringan perpipaan paralel akan dilakukan sesuai dengan hasil studi <i>engineering</i> yang sedang berjalan. Pada tahap operasi Tangguh LNG, kompresor <i>booster</i> akan perlu dipasang untuk mengompres gas dan mengompensasikan penurunan tekanan <i>reservoir</i>. Kompresor akan dikendalikan oleh turbin gas. Saat ini sedang dilakukan kajian teknis terhadap lokasi kompresor. Pilihan lokasi kompresor termasuk kemungkinan lokasi di darat dekat ORF atau di lepas pantai pada anjungan. ORF akan ditambahkan (<i>expanded</i>) untuk mengakomodasi jaringan perpipaan di masa mendatang (<i>expandable ORF</i>). Umur sistem desain untuk struktur dan perpipaan adalah 40 tahun.
2	Fasilitas pengelolaan limbah padat	Operasi: Tidak ada limbah padat yang dihasilkan dari kegiatan transmisi gas.	Pemasangan Jaringan Pipa: Limbah B3 Limbah B3, seperti oli dan zat kimia bekas, rencananya akan dikirimkan ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin. Limbah B3 akan dikelola sesuai peraturan Indonesia yang berlaku, yaitu Peraturan Pemerintah No. 18 jo 85 Tahun 1999 tentang Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun. Limbah non B3 Limbah makanan akan dihancurkan sebelum dibuang ke laut sesuai ketentuan MARPOL Annex V Prevention of Pollution by Garbage from Ships Tahun 2012. Limbah non organik tidak akan dibuang ke laut, melainkan dikelola di darat darat atau dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah dan mengikuti peraturan Indonesia yang berlaku, antara lain Undangundang No. 18 Tahun 2008 tentang Pengelolaan Sampah.	





No.	Fasilitas	Fasilitas Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
			Limbah non B3 akan dikelola sesuai (minimum) peraturan Indonesia yang berlaku yaitu Undang-undang No. 18 Tahun 2008 tentang Pengelolaan Sampah dan MARPOL Annex V Tahun 2011 mengenai Prevention of Pollution by Garbage from Ships (untuk sampah makanan pembuangan ke laut). Limbah HDD dan pemasangan pipa di darat Limbah pengeboran horizontal (HDD) akan dibuang ke landfill konstruksi di dalam area Tangguh LNG. Sedangkan untuk limbah yang dihasilkan dari kegiatan pemasangan pipa di darat akan dikelola bersama dengan limbah dari kegiatan konstruksi Kilang LNG. Operasi:	
			Tidak ada limbah padat yang diha	silkan dari operasi kegiatan transmisi gas.
3		Tidak ada limbah cair yang dihasilkan dari kegiatan	<u>Pemasangan Jaringan Pipa :</u>	
			<u>Drainase</u>	
				ontaminasi hidrokarbon dikumpulkan dan langsung dibuang ke si hidrokarbon dikumpulkan dalam <i>skimmer/tote tank</i> untuk B yang memiliki izin.
			<u>Limbah Saniter</u>	
			MARPOL dan peraturan Indones 19 Tahun 2010 tentang Baku Muti	biologis dan diklorinasi sebelum dibuang ke laut sesuai ayang berlaku, yaitu Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. Air Limbah bagi Usaha/Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas annex IV Prevention of Pollution by Sewage from Ships Tahun 2012.
		yang berlaku yaitu Peraturan Men	emasangan pipa akan dikelola sesuai dengan peraturan Indonesia teri Lingkungan Hidup No. 19 Tahun 2010 tentang Baku Mutu Minyak dan Gas serta Panas Bumi; dan ketentuan MARPOL Sewage from Ships Tahun 2012.	
			<u>Operasi :</u>	
			Tidak ada limbah cair yang dihasil	kan pada masa operasi kegiatan transmisi gas.





A. Tahap Pra-Konstruksi

A1. Sosialisasi Rencana Kegiatan

Sosialisasi kegiatan akan dilakukan kepada masyarakat sebelum memulai kegiatan pemasangan jaringan perpipaan. Sosialisasi ini dilakukan dengan menghormati kebiasaan dan adat masyarakat setempat.

B. Tahap Konstruksi

B1. Penerimaan dan Pelepasan Tenaga Kerja

Perkiraan jumlah tenaga kerja yang diperlukan untuk kegiatan pemasangan jaringan perpipaan tahap awal selama Proyek Pengembangan Tangguh LNG diringkas pada **Tabel I-11**. Jumlah kebutuhan tenaga kerja untuk kegiatan pemasangan jaringan perpipaan tahap selanjutnya tidak akan jauh berbeda dari perkiraan jumlah ini.

Tabel I-11 Perkiraan Jumlah Tenaga Kerja Pemasangan Jaringan Perpipaan

Kegiatan	Lokasi	Tenaga Kerja
Tongkang pengangkut pipa dan kapal tunda penunjang	Teluk Berau/Bintuni	20 - 30
Kapal pengangkut pipa (pipelay vessel)	Teluk Berau/Bintuni	200 - 300
Tim konstruksi wilayah pantai dan darat	Teluk Berau/Bintuni	150 – 200
Kapal keruk (trenching vessel)	Teluk Berau/Bintuni	25- 35
Kapal pengangkut batuan (rock dump vessel)	Teluk Berau/Bintuni	30- 50
Tongkang pengangkut batuan dan kapal tunda penunjang	Teluk Berau/Bintuni	30- 50
Kapal untuk survei	Teluk Berau/Bintuni	20- 40
Kapal selam penunjang (diving support vessel, LCT, Pre commissioning)	Teluk Berau/Bintuni	30- 60

Kualifikasi tenaga kerja akan ditentukan dari hasil studi mengenai kebutuhan tenaga kerja dan akan dijelaskan lebih lanjut dalam RKL-RPL. Kegiatan lepas pantai akan banyak membutuhkan tenaga kerja ahli.

Pada akhir masa konstruksi (pemasangan) jaringan pipa, tenaga kerja akan didemobilisasi (pelepasan) ke tempat asal dimana mereka direkrut.

B2. Transportasi Laut Untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material

Sambungan pipa (*line-pipe joints*) akan difabrikasi di fasilitas fabrikasi pipa dan akan dikirimkan ke *coating yard* untuk diberi lapisan anti karat dan dilapisi beton. Proses pelapisan beton pada pipa akan termasuk instalasi anoda untuk menangani risiko korosi dan memastikan integritas jaringan pipa. Beberapa pipa akan memiliki sambungan ganda (*double joint*) pada bengkel fabrikasi. Setelah siap, jaringan pipa akan dikirimkan ke Teluk Bintuni dengan menggunakan tongkang kargo untuk dipasang.



Spool tie-in bawah laut (*subsea tie-in spools*) akan difabrikasi di darat. Penyelesaian akhir/fabrikasi juga akan dilakukan pada saat konstruksi fasilitas lepas pantai berdasarkan *spool metrology*.

Tempat fabrikasi kemungkinan akan berada di zona industri atau pelabuhan.

Sebagian besar dari pipa akan dipindahkan ke kapal *pipelay barge* atau ke kapal *combined construction-lay barge* di teluk. Pipa dengan panjang tertentu juga akan diperlukan untuk jalur pipa darat.

Jalur pipa lepas pantai akan dipasang menggunakan *lay barge* dengan memakai metoda S-lay. Jalur pipa transmisi gas ini akan diletakkan langsung di dasar laut, baik secara langsung pada dasar laut alami atau di daerah yang kemungkinan sudah dikeruk. Ketentuan untuk pengerukan dan penimbunan batu akan ditentukan melalui kajian teknis.

Lalu-lintas kapal kemungkinan akan terjadi di Teluk Bintuni selama kegiatan konstruksi (pemasangan pipa gas bawah laut). Dibutuhkan waktu total sekitar 10-12 bulan untuk setiap kegiatan pemasangan pipa sepanjang 30 km (peletakan pipa \pm 4 bulan, pembuatan parit \pm 2 bulan dan penimbunan batu \pm 6 bulan).

Selama konstruksi, perkiraan awal jenis kapal yang akan digunakan adalah sebagai berikut:

- Sekitar 10 *material barges*, termasuk kapal penarik (*tug boat*);
- Sekitar 3 kapal penarik (*anchor handling tugs*)
- Sekitar 3 kapal pemasok (*supply boat*);
- Sekitar 2 kapal awak (crew boat), dan
- Kapal konstruksi (construction vessel), yang terdiri dari: pipelay barge, trenching barge, rock dumping barge, cable lay vessel, survey vessel, support vessel (termasuk diving work, LCT, pre commissioning), kapal pendukung HDD.

Jumlah dan jenis kapal yang akan digunakan pada masa konstruksi, nantinya akan disesuaikan dengan metode konstruksi dan kondisi di lapangan.











Gambar I-12 Contoh Kapal Konstruksi (kiri : Kapal Side Dump, kanan : Kapal Pemasang Pipa)





B3. Pembersihan Lahan dan Penyiapan Tapak

Dari AMDAL Terpadu Tangguh yang disetujui pada tahun 2002, Tangguh LNG diizinkan untuk membuka lahan seluas 800 Ha. Sekitar 400 Ha dari 800 Ha telah dibuka untuk fasilitas Tangguh LNG saat ini. Lahan tambahan seluas maksimum 500 Ha akan dibuka sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG.

Untuk kegiatan pemasangan perpipaan, pembukaan dan penyiapan tapak akan diperlukan untuk metode perpipaan dekat pantai dan saluran perpipaan di darat (tergantung pada lokasi).

Jika metode HDD digunakan, luas lahan yang diperlukan untuk HDD *pad* dan perpipaan darat adalah sekitar 100 m x 100 m untuk masing-masing tahap.

Jika metode penarikan pipa ke darat (*shore pull*) digunakan, maka perkiraan area yang dibutuhkan untuk *hold back anchor* adalah sekitar 30 m x 20 m.

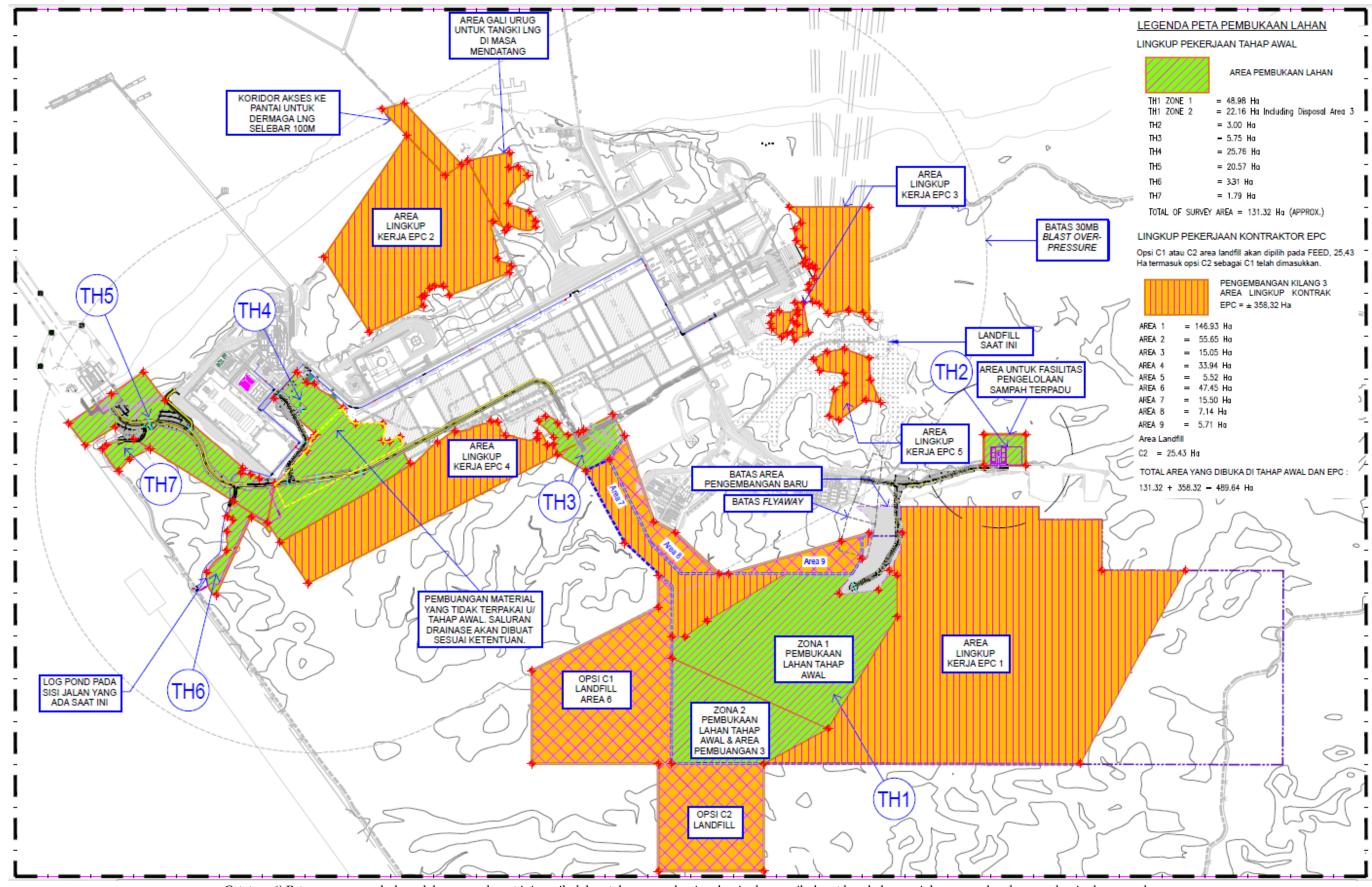
Perpipaan di darat nantinya akan membutuhkan tempat peletakan (*lay down area*) dan penyimpanan sementara sekitar 80 m x 120 m, yang rencananya akan berada dekat lokasi ORF.

Lokasi final akan dikaji lebih lanjut mengikuti perkembangan proyek.

Titik masuk HDD terletak pada sisi selatan yang cukup jauh dari garis pantai dan direncanakan untuk dibuat di dekat fasilitas ORF. Perkiraan luas lahan yang harus dibuka untuk metode HDD adalah sekitar 16 Ha sesuai Gambar I-13.

Untuk alternatif penarikan pipa ke darat (*shore pull*), kemungkinan area bakau (*mangrove area*) yang perlu dibuka adalah selebar 40 m untuk setiap tahap penarikan pipa. Total mangrove area yang akan dibuka tergantung dari ketebalan mangrove pada setiap area, perkiraan saat ini adalah sekitar 3 sampai dengan 5 Ha. *Winch* akan ditempatkan pada area yang sama dengan HDD *pad*, pada lokasi yang lebih dekat dengan pantai di dekat mangrove area.



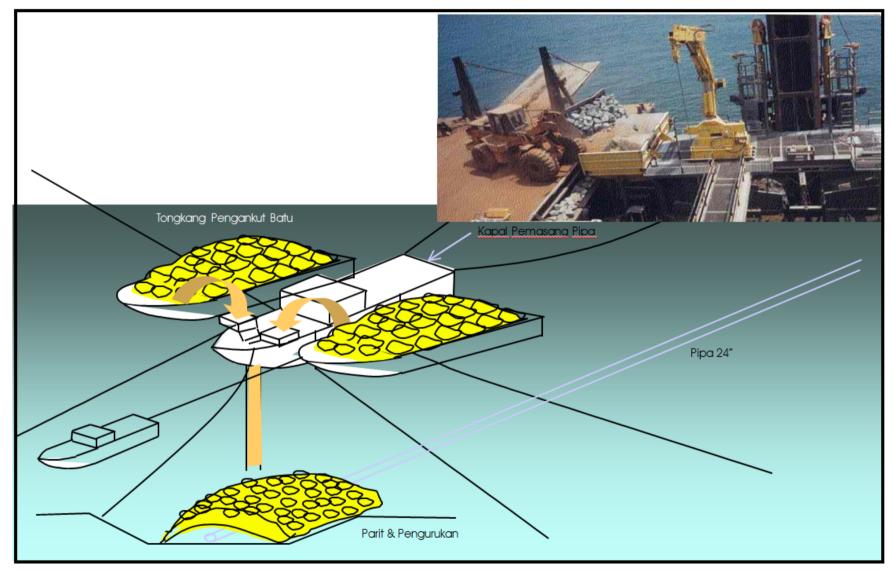


Catatan : *) Peta rencana pembukaan lahan proyek saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek.

Gambar I-13 Peta Pembukaan Lahan







Gambar I-14 Konseptual Operasi Pembuatan Parit dan Penimbunan Batuan (Trench Backfill)





B4. Peletakan Pipa, Pembuatan Parit (*Trenching*) di Dasar Laut dan Penimbunan Batuan (*Rock Dumping*)

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, jaringan perpipaan lepas pantai akan dipasang di dasar laut dalam koridor yang ditetapkan menggunakan *lay barge* memakai metode S-lay konvensional.

Untuk pemasangan jaringan pipa tahap awal, seperti perpipaan dari ROA dan WDA, akan dipasang secara bertahap (*one campaign*) dengan menggunakan satu *pipelay barge*.

Karena suhu dari gas, jaringan perpipaan akan perlu diletakkan pada parit (*trenched*) dan ditimbun batuan (*rock dumped*) untuk mitigasi kemungkinan *buckling*.

Kajian teknis lanjutan akan dilakukan untuk menentukan kebutuhan pembuatan parit dan timbunan batuan, termasuk ketentuan pemendaman bagi pipa. Kajian ini akan mempertimbangkan properti gas, kondisi dasar laut, stabilisasi, proteksi dan integritas pipa selama operasi.

Berdasarkan hasil kajian teknis tersebut, ada kemungkinan keseluruhan atau sebagian atau tidak ada sama sekali dari seluruh panjang pipa di laut yang dibuatkan parit dan ditimbun batuan.

Jika pembuatan parit dan penimbunan batuan dibutuhkan untuk pipa di laut, maka kegiatan yang dilakukan akan meliputi peletakan pipa, pembuatan parit dan penimbunan batuan.

Untuk pipa di daerah pantai, sebelum dilakukan pemasangan pipa kemungkinan diperlukan pembuatan parit (pre-trenched/pre-dredged) untuk stabilisasi pipa pada saat pemasangan dikarenakan arus yang deras di daerah pantai dan juga untuk kebutuhan proteksi pipa. Ukuran parit dengan kedalaman sampai dengan 3 m dari dasar laut dan lebar antara 5 m sampai 10 m. Metode pembuatan parit memakai alat cutter-suction dredger, clamp shell atau sejenisnya sesuai kondisi tanah.

Untuk alternatif metode pengeboran horizontal (HDD), parit akan dibuat sepanjang kurang lebih 500 m, yaitu dari titik keluarnya pipa HDD di laut sampai dengan kedalaman sekitar -13 m. Perkiraan volume tanah buangan untuk alternatif ini sekitar 15.000 m³, yang akan diletakkan di sisi parit atau dibuang ke lokasi pembuangan yang telah disetujui. Sedangkan untuk alternatif pembuatan parit dan penarikan pipa ke darat (*Trenching and Shore Pull*), parit akan menerus dari pantai sampai ke kedalaman yang sama. Perkiraan volume tanah buangan untuk alternatif ini sekitar 105.000 m³, yang sebagian dapat dipakai untuk penimbunan kembali dan sisanya akan diletakkan di sisi parit atau dibuang ke lokasi pembuangan yang telah disetujui. Setelah pipa dipasang dalam parit, bila diperlukan untuk kebutuhan teknis atau proteksi pipa akan ditimbun dengan batuan. Kebutuhan pembuatan parit (*trenching*) akan ditentukan dari kajian lebih lanjut.





Untuk pipa di laut yang lebih dalam, pada saat jaringan perpipaan telah dipasang di dasar laut, parit akan dibuat di bawah jaringan perpipaan dengan menggunakan metode jetting, pembajakan (ploughing), atau teknik pemotongan mekanis. Ketiga metode pembuatan parit tersebut akan meletakkan bahan-bahan dikeruk pada sisi parit. Kemungkinan saat ini, pembuatan parit untuk jaringan perpipaan akan menggunakan jetting air. Trencher atau cutter suction dredger kemungkinan dipergunakan sebelum pipa digelar untuk pre-lay seabed intervention.

Ketentuan pembuatan parit untuk pemasangan pipa nantinya akan ditentukan dengan mempertimbangkan peraturan Indonesia yang berlaku dan kondisi lokal yang spesifik, seperti rute kapal dan kondisi geoteknik.

Untuk kebutuhan desain pada saat ini, target kedalaman parit adalah 1 sampai 2 m (di atas pipa), kemudian ditimbun batuan dengan ketinggian 0,3 sampai 2 m.

Perkiraan tanah yang dipindahkan untuk kegiatan pembuatan parit berkisar dari 2 sampai 4 m³/m untuk target kedalaman parit 1 m.

Jumlah batuan yang digunakan untuk penimbunan pipa pada masa konstruksi Tangguh LNG sebelumnya, yaitu jaringan pipa untuk VRA dan VRB adalah sebesar 360.000 ton untuk pipa berdiameter 24" dengan panjang sekitar 35 km. Berdasarkan desain pre-FEED, perkiraan jumlah batuan yang dibutuhkan untuk penimbunan jaringan pipa dari ROA dan WDA setinggi 0,3-2 m adalah sekitar 300.000 ton. Perkiraan jumlah batuan yang dibutuhkan untuk penimbunan jaringan pipa lainnya akan ditentukan kemudian disesuaikan dengan panjang pipa.

Konstruksi jaringan perpipaan akan sesuai dengan Peraturan Indonesia yang berlaku serta standar dan aturan internasional lain yang terkait.

Sebelum pemasangan pipa, kajian risiko untuk pemasangan jaringan pipa akan dilakukan, terutama sepanjang jalur pipa dekat alur pelayaran. Hal ini dilakukan untuk mengantisipasi kegiatan pelayaran yang dapat mempengaruhi integritas jaringan pipa, seperti pelepasan jangkar, penarikan jangkar dan memastikan keamanan dan integritas pipa.

Sebelum pemasangan pipa, survei pra-konstruksi juga akan dilakukan, termasuk survei magnetometer untuk memastikan ada tidaknya risiko UXO (bahan peledak) di sepanjang jalur pipa.

Setelah pipa terpasang, jalur pipa dan lokasi anjungan akan dimasukkan ke dalam *Marine Chart*. Sesuai UU No. 1 Tahun 1973 tentang Landas Kontinen Indonesia, Peraturan Pemerintah No. 175 Tahun 1974, Peraturan Pemerintah No. 5 Tahun 2010 dan Peraturan Menteri No. 5 Tahun 2011, maka zona terbatas terlarang untuk fasilitas lepas pantai adalah sebagai berikut:





- Area terlarang, yaitu 500 m diukur dari titik terluar fasilitas lepas pantai/instalasi migas;
- Area terbatas, yaitu 1.250 m diukur dari titik terluar area terlarang atau fasilitas lepas pantai/instalasi migas.

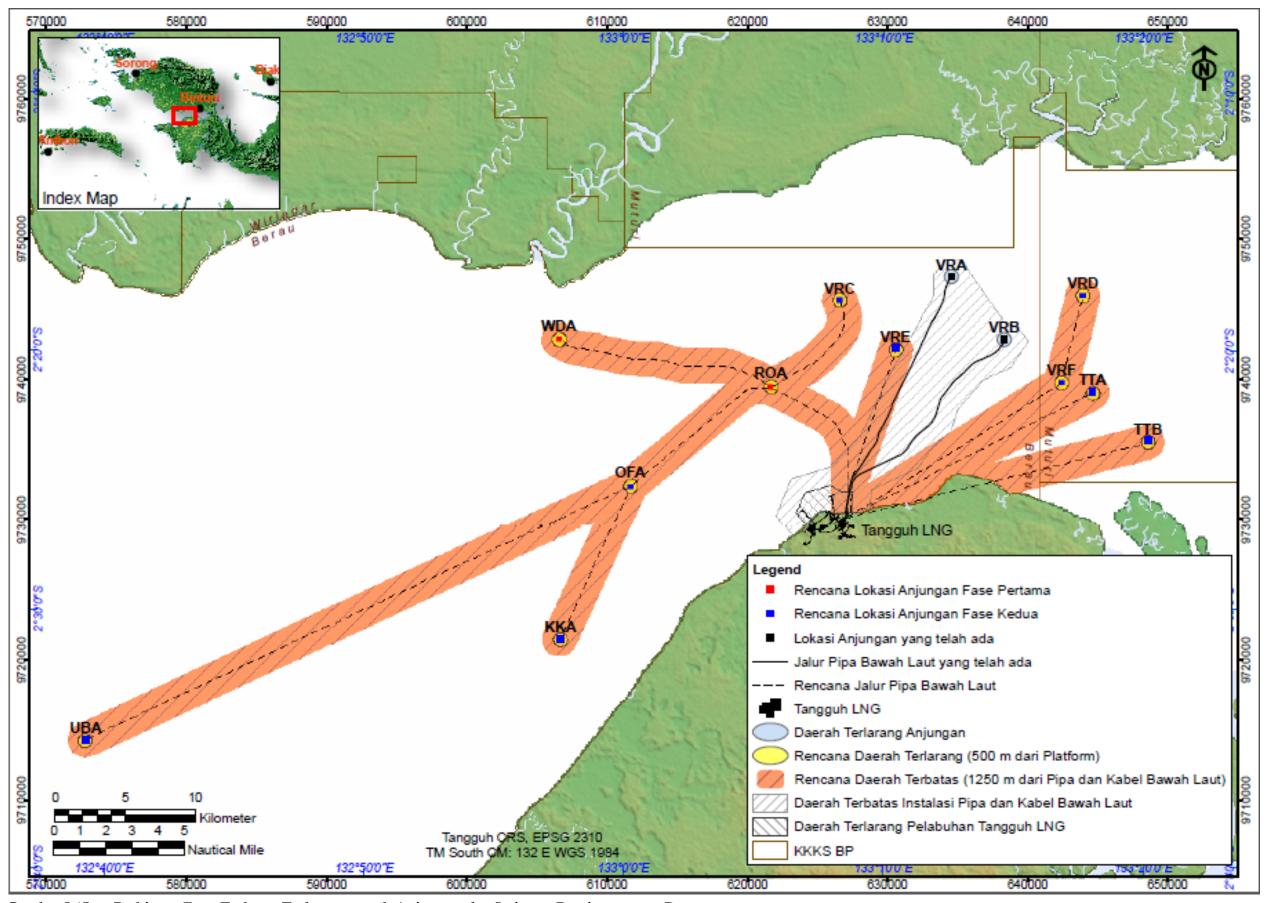
Perkiraan zona terbatas terlarang untuk anjungan dan jaringan perpipaan yang baru ditunjukkan pada **Gambar I-15**.

Jika pemendaman pipa dibutuhkan karena alasan teknis, maka jaringan pipa lepas pantai akan dipendam dalam parit dan ditimbun dengan batuan atau menggunakan metode lain yang sesuai dengan kriteria desain.

Selama kegiatan pemasangan pipa, zona terbatas terlarang sementara (temporary exclusion zone) dalam radius 1 km sampai 1,5 km pada anchor area (atau pada diameter total sampai dengan 3 km) di sekitar pipelay barge akan diberlakukan untuk alasan keselamatan. Perlu dicatat bahwa zona terbatas terlarang sementara akan diberlakukan pada lokasi dimana pipelay barge akan berada, yang mana akan berpindah terus menerus selama proses pemasangan pipa berlangsung.







Gambar I-15 Perkiraan Zona Terbatas Terlarang untuk Anjungan dan Jaringan Perpipaan yang Baru





B5. Pemasangan Pipa Dekat Pantai (Shore Approach)

Jaringan perpipaan dekat pantai dari kedalaman -13 m LAT akan dipendam hingga kedalaman minimum 2 m di bawah dasar laut alami.

Ada dua alternatif yang dipertimbangkan untuk jaringan perpipaan dekat pantai, yaitu :

a. Pengeboran Horizontal/Horizontal Directional Drilling (HDD)

Metode ini memungkinkan jaringan perpipaan dibor di bawah pantai sepanjang 1-2 km di lepas pantai dan biasanya digunakan di daerah lingkungan sensitif. HDD dapat mengurangi paparan terhadap perubahan cuaca dan menimbulkan sedikit dampak lingkungan terhadap garis pantai. HDD juga digunakan dalam konstruksi Tangguh LNG sebelumnya (Kilang LNG 1 dan Kilang LNG 2) dengan hasil yang baik.

Dalam metode ini, drilling rig dan peralatan terkait akan dikirim ke darat dengan menggunakan tongkang ke BOF, dan kemudian diangkut menggunakan truk/loaders ke lokasi landfall. Satu lubang kemudian akan dibor secara horizontal di bawah garis pantai. Pipa transmisi kemudian akan ditarik melalui lubang yang dibor ke landfall di pantai dari bagian belakang kapal instalasi (pipelay barge) yang ditambat di dekat pantai. Kemungkinan lain adalah peralatan pengeboran mungkin diletakkan pada crane barge di lepas pantai dan rangkaian pipa akan dipasang di pantai kemudian ditarik dari peralatan pengeboran lepas pantai

Biasanya, untuk pipa berdiameter besar (hingga 24"), jaringan HDD baru yang panjangnya hingga 2.000 m dapat dicapai, tergantung pada parameter saluran pipa dan kondisi lingkungan. Perpipaan HDD diperkirakan dibor kurang lebih hingga kedalaman 30 m - 45 m. HDD untuk kabel akan menggunakan metode yang sama dengan diameter yang lebih kecil (hingga 10-12") di lokasi yang sama.

Pipa akan dilas di stasiun *laybarge* pada kedalaman air -10 m dan ditarik oleh *rig* HDD. Jika penarikan HDD lepas pantai dipilih, maka tempat pembuatan saluran pipa di darat akan diperlukan untuk membuat saluran pipa 2.000 m, disesuaikan dengan ketersediaan area untuk penarikan pipa.







Gambar I-16 Metode Pemasangan Jaringan Perpipaan Dekat Pantai (Shore Approach): Shore Pull Trenching (kiri) dan HDD (kanan)

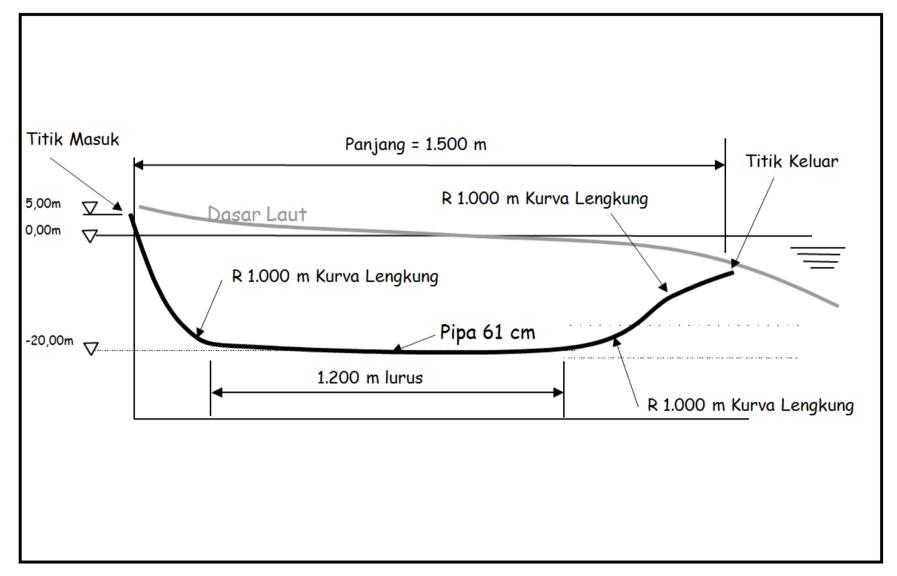


Gambar I-17 menunjukkan perkiraan lokasi *rig* pengeboran di darat dan tempat penyimpanan terkait yang digunakan untuk pemasangan jaringan perpipaan yang telah ada. Untuk pengembangan tahap awal, titik masuk HDD terletak di pantai dengan mempertimbangkan pembelajaran yang diambil dari konstruksi Tangguh LNG sebelumnya.

Gambar I-18 menunjukkan tata letak konseptual lokasi HDD. Sebagaimana disebutkan sebelumnya, lokasi kerja akan kurang lebih seluas 10.000 m² (100 m x 100 m). Tangki penyimpanan akan digunakan untuk memisahkan lumpur pengeboran bentonit dari serbuk bor. Serbuk bor akan mengendap di dasar tangki dan akan dibersihkan.



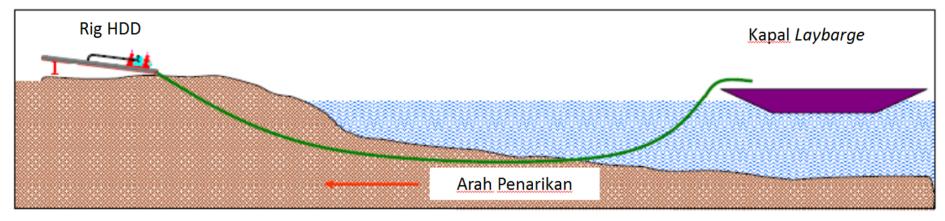




Gambar I-17 Layout Konseptual Pengeboran Horizontal (HDD)







Gambar I-18 Tata Letak Konseptual HDD







Gambar I-19 Gambar Konseptual Kegiatan Penggalian dan Penarikan Pipa ke Darat





b. Pembuatan parit dan penarikan pipa ke darat (*Trenching and Shore Pull*)

Apabila metode HDD tidak layak secara teknis, maka metode pembuatan parit dan penarikan pipa ke darat akan digunakan. Jika opsi ini yang dipilih untuk perpipaan dekat pantai, maka area yang dibutuhkan untuk *hold back anchor* adalah sekitar 30 m x 20 m.

Faktor yang mempengaruhi seleksi metoda untuk pekerjaan *trench* adalah kedalaman air, jarak dari pantai dan kondisi dasar laut. Di daerah dekat pantai dan dalam dataran lumpur, parit bisa digali dengan menggunakan mesin penggali (*Excavator*), seperti *backhoe* atau *grab crane*.

Material yang digali akan diletakkan di sisi parit tersebut atau ditempatkan di sebuah tongkang untuk dibuang ke lepas pantai. Pipa akan dipasang dalam parit ini dan diikuti dengan penimbunan kembali dengan tanah yang diletakkan sepanjang parit pipa, dan batuan uruk, atau kombinasi keduanya.

Gambar I-19 menunjukkan desain konseptual dan potongan melintang dari penggalian pipa dan penarikan pipa ke darat. Di air yang lebih dalam yang bisa dilayari kapal dengan draft yang besar, pembuatan parit bisa dilakukan dengan menggunakan metoda pembuatan parit *pre-lay trenching* atau *post-lay trenching* seperti diuraikan secara rinci di bawah ini.

Penggalian penyeberangan pipa (*trenched crossing*) dikonstruksi dengan membangun jalur (*cause way*) yang melewati zona pasang surut untuk memberi akses pada peralatan.

Sheet piles dipasang pada masing-masing sisi parit. Parit ini kemudian digali untuk memberi tutupan setinggi 2 hingga 4 m pada pantai. Winch dipasang di darat dan lay barge bergerak menuju posisi terdekat untuk peletakan pipa. Selama peletakan pipa, winch memberikan tegangan dan menarik kawat pipa ke darat sepanjang parit.

Ketika bagian ujung peletakan berada di darat, pipa diletakkan dan galian pipa diuruk di dekat pantai dengan menggunakan *excavator* lalu semua alat pemancangan *sheet pile* dipindahkan.

Volume material keruk yang akan dihasilkan dengan menggunakan metode ini diperkirakan sekitar $4.5 \text{ m} \times 40 \text{ m} \times 500 \text{ m} = 90.000 \text{ m}^3$, untuk daerah pasang surut dan $3 \text{ m} \times 10 \text{ m} \times 500 \text{ m} = 15.000 \text{ m}^3$ untuk daerah yang lebih dalam (total 105.000 m^3).

B6. Pembuatan parit untuk perpipaan di darat

Jaringan perpipaan di darat dimulai dari batas pantai sampai dengan fasilitas penerima *pigging* ORF.





Setelah melewati pantai, jaringan perpipaan darat akan didesain dengan memasukkan alternatif pemendaman pipa atau peletakan di atas tanah.

Untuk alternatif pemendaman, pipa akan diletakkan pada parit, parit tersebut kemudian akan diuruk kembali (ditutup) sampai ketinggian 1,2 m di atas pipa. Untuk alternatif peletakan pipa di atas tanah, pipa akan dipasang pada *sleepers*.

B7. Kegiatan pre-commissioning/commissioning

Urutan kegiatan pre-commissioning/commissioning adalah sebagai berikut :

- a. Flooding (penggenangan), Cleaning (pembersihan) dan Gauging (pengukuran kebulatan pipa)
 - Untuk menghilangkan udara yang terperangkap di beberapa tempat tinggi dan terakumulasi pada titik-titik tertentu di sepanjang pipa penyalur.
 - Untuk menghilangkan kotoran pada pipa (*debris*).

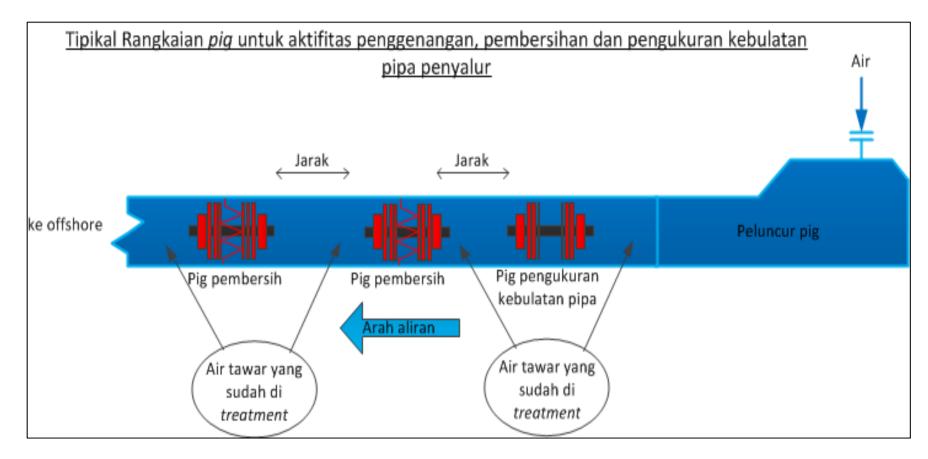
Air dipompa masuk ke dalam pipa penyalur untuk mengisi pipa dengan air. Diperlukan penggunaan *pig* untuk menghilangkan udara sepanjang pipa penyalur. Rangkaian *pig* dua arah dengan rangkaian cakram sumbatan (*sealing disc*) akan digunakan untuk proses ini.

Kegiatan penggenangan (*flooding*) akan dilanjutkan dengan pembersihan (*cleaning*) dan pengukuran kebulatan pipa (*gauging*) yang dilakukan dengan pengoperasian *gauging pig*. Air keluaran dari proses ini akan dibuang ke dasar laut sesuai lokasi jebakan pig (*pig trap*) sementara (*lay down head*) di dasar laut. Selama *flooding, cleaning* dan *gauging,* air dengan kandungan *oxygen scavenger* dan *biocide* akan dibuang ke laut. Jika diperlukan, kegiatan ini dapat dilakukan beberapa kali untuk memastikan kebersihan pipa dari kotoran (*debris*).

Pengukuran kebulatan pipa (gauging) adalah proses melewatkan plat aluminium (gauging plate) – piringan aluminium dengan minimum diameter 95% dari diameter pipa, untuk memastikan bahwa tidak ada gangguan bentuk dalam pipa, intrusi yang tidak direncanakan (dents, gouges, dll) dan kebulatan (ovality) pipa dalam batas yang dapat diterima.







Gambar I-20 Gambar Konseptual Kegiatan Flooding, Cleaning dan Gauging Jaringan Perpipaan





b. Inspeksi rona awal (baseline inspection)

Kegiatan ini dilakukan setelah *hydrotest* untuk mengumpulkan data awal dari pipa penyalur, termasuk mendeteksi ukuran dan profil pipa, yang berpotensi mengakibatkan pengaruh negatif pada integritas pipa penyalur.

Kegiatan ini memerlukan rangkaian *pig* dua arah (*bi-directional pig*) dan *intelligent pig train*. Rangkaian ini didorong melewati pipa dengan air yang dipompa. Air yang akan digunakan sudah dilakukan netralisasi dan pencegahan korosif dengan memakai bahan kimia. Air ini akan dibuang ke laut pada proses pemompaan. Jika diperlukan, kegiatan ini dapat dilakukan beberapa kali sampai mendapatkan parameter yang diperlukan.

c. Hydrotest

Hydrotest dilakukan untuk memastikan integritas saluran pipa sebelum commissioning.

Setelah pipa penyalur dipenuhi dengan air, pipa penyalur akan diuji kekuatannya dengan air yang ditekan. Air akan dipompa sampai pada tekanan 1,25 dari tekanan desain dan ditahan selama 24 jam untuk menguji kekuatan pipa penyalur terhadap tekanan dari dalam. Setelah *hydrotest*, air dalam pipa penyalur akan dikurangi tekanannya, tetapi tetap harus menjaga agar udara tidak masuk ke dalam pipa penyalur.

Penjelasan lebih lengkap mengenai pembuangan air *hydrotest* dapat dilihat pada sub bab B8 Pembuangan Air *Hydrotest* (*Dewatering*).

d. Depressurize

Setelah *hydrotest*, air dalam pipa penyalur akan dikurangi tekanannya, tetapi tetap harus menjaga agar udara dan air laut tidak masuk ke dalam pipa penyalur. Akan ada pembuangan air (*treated fresh water*) yang dilakukan pada kegiatan ini.

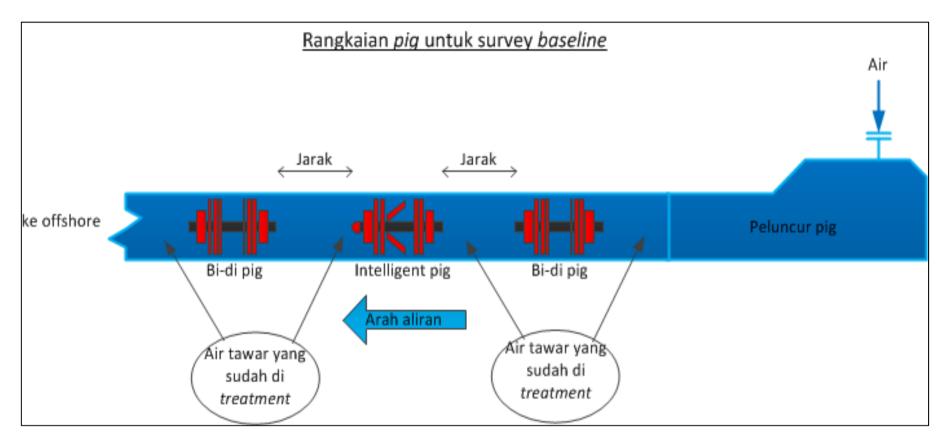
e. Dewatering (kegiatan commissioning)

Kegiatan ini dilakukan untuk mengeluarkan air bekas *hydrotest* dari dalam pipa. Skenario utama adalah dengan menggunakan gas hidrokarbon atau nitrogen sebagai media pendorong, dilakukan pada saat *start-up*.

Detail kegiatan *dewatering* akan dibahas pada Bagian B8 Pembuangan Air *Hydrotest* (*Dewatering*).



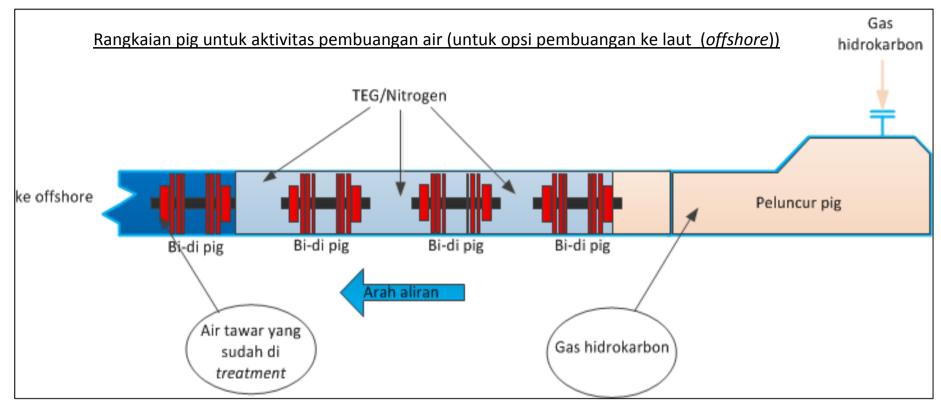




Gambar I-21 Gambar Konseptual Survei Baseline Jaringan Perpipaan







Gambar I-22 Gambar Konseptual Dewatering Jaringan Perpipaan





B8. Pembuangan Air Hydrotest (Dewatering)

Jaringan perpipaan akan diuji dengan menggunakan air tawar yang telah diproses dengan bahan kimia (hydrotest). Bahan kimia yang digunakan untuk hydrotest mencakup oxygen scavenger, biocide dan fluorescein dye. Kemungkinan jenis oxygen scavenger yang akan digunakan adalah Ammonium Bisulphite atau Sodium Bisulphite.

Air tawar untuk *hydrotest* berasal dari air tanah di darat atau diambil dari lokasi di luar Tangguh LNG (bukan air laut) dan akan disimpan di dalam kolam/tempat penyimpanan air sementara.

Hydrotest dilakukan untuk memastikan integritas saluran pipa sebelum commissioning. Estimasi volume air hydrotest akan bergantung pada diameter dan panjang pipa. Untuk pipa berdiameter 24", volume air yang dibutuhkan untuk satu kali hydrotest adalah sekitar 250 m³/km. Perkiraan volume air yang diperlukan untuk satu kali hydrotest pada pengembangan tahap awal adalah sekitar 8.000 m³ – satu sistem volume (3.500 m³ – ROA ke ORF dan 4.500 m³ – WDA ke ROA). Volume Hydrotest per kilometer panjang pipa untuk pengembangan tahap selanjutnya diperkirakan sama dengan pengembangan tahap awal (250 m³/km), namun volume totalnya akan bergantung pada diameter pipa, panjang pipa dan kondisi terkait lain. Debit pembuangan air diperkirakan sekitar 450 m³/jam (berdasarkan asumsi kecepatan pig 0,5 m/detik dan diameter 24"). Jika diperlukan, hydrotest dan dewatering dapat dilakukan beberapa kali, sampai.

Selama hydrotest, air akan mengandung oxygen scavenger, fluorescence dye dan biocide.

Saat ini sedang dilakukan kajian *engineering* untuk menentukan metode *pipeline preservation* yang paling sesuai, dengan kemungkinan sebagai berikut:

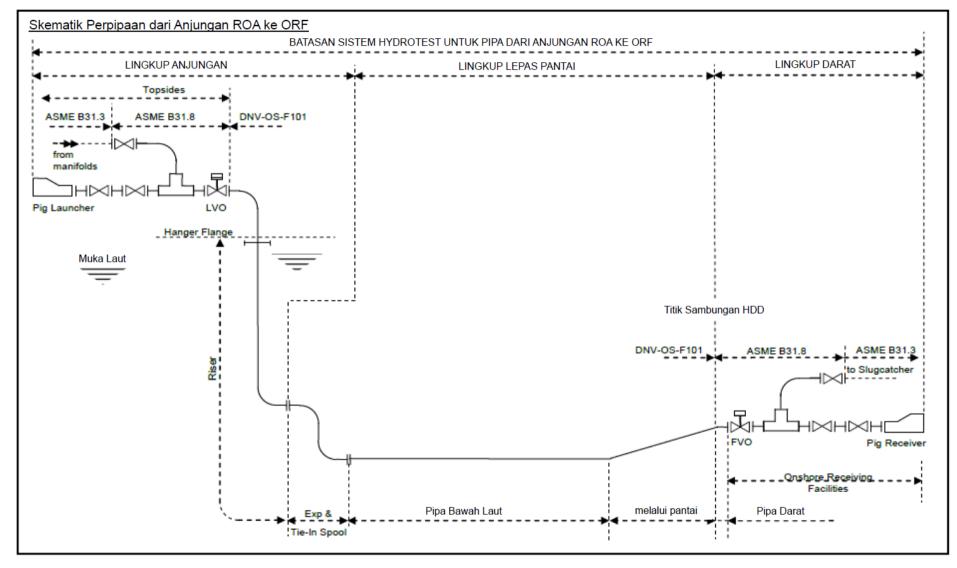
- Setelah *hydrotest*, air akan ditinggalkan di dalam pipa sampai dengan *start-up*. Dalam hal ini, direkomendasikan untuk dilakukan penggantian air dalam pipa setiap 6 bulan sekali sampai dengan *start-up* atau disesuaikan dengan efektifitas dari bahan kimia yang digunakan. Pembuangan air *hydrotest* akan dilakukan selama *start-up* ketika gas dimasukkan ke dalam pipa.
- Setelah *hydrotest*, air dibuang dan pipa akan dikeringkan. Setelah kering, kemudian pipa akan diberikan *positive pressure* dengan menggunakan udara atau Nitrogen sampai *start-up*.

Periode preservasi diperkirakan sekitar 6-24 bulan.

Konseptual kegiatan *hydrotest* dapat dilihat pada **Gambar I-23** berikut ini.







Gambar I-23 Gambar Konseptual Kegiatan *Hydrotest*



Kegiatan dewatering akan dilakukan dengan mengoperasikan pig train dengan bahan kimia agar jaringan perpipaan kering dan inert. Saluran pipa akan dibersihkan, diukur dan tekanannya diuji sebelum dewatering. Selama penggenangan (flooding), pembersihan dan pengukuran jaringan perpipaan, sebagian air (dengan sedikit oxygen scavenger dan biosida) akan dibuang di lepas pantai di dasar laut.

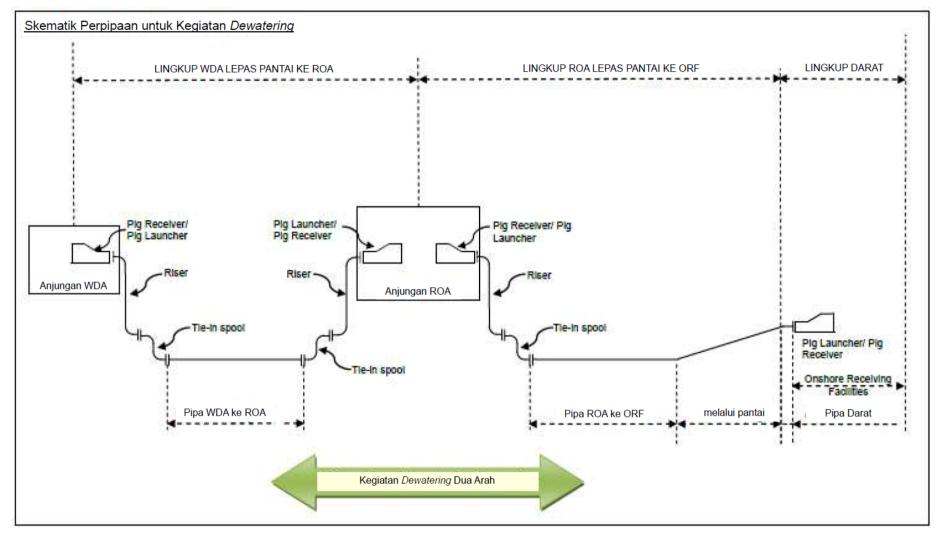
Dewatering akan dilakukan oleh field gas atau Nitrogen dengan menggunakan serangkaian pig train dengan bantuan bahan kimia, yaitu Nitrogen kurang lebih 50 m³ dan Tetra Ethylene Glycol (TEG) sampai dengan 40 m³ (perkiraan sementara) di media antara pig.

Implementasi aktual dan kebutuhan bahan kimia nantinya akan ditentukan melalui kajian lebih lanjut mengenai *hydrotest* dan *dewatering* sesuai dengan perkembangan proyek.

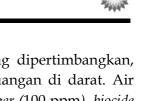
Hydrotest dan kegiatan *dewatering* akan memerlukan waktu sekitar satu minggu untuk setiap segmen jaringan pipa. Durasi final akan ditentukan sesuai kajian teknis rinci yang akan menentukan *pump rates* dan kebutuhan *pig velocity*.







Gambar I-24 Gambar Konseptual Kegiatan Dewatering



Dua alternatif pembuangan air *hydrotest* saat ini sedang dipertimbangkan, yaitu merupakan pembuangan lepas pantai dan pembuangan di darat. Air *Hydrotest* yang dibuang akan mengandung *oxygen scavenger* (100 ppm), *biocide* (550 ppm) dan *fluorescein dye* (30 ppm). Bahan kimia tambahan (*additive*) akan digunakan dalam konsentrasi rendah dan dilarutkan dalam air *hydrotest*, dengan demikian diperkirakan tidak ada dampak terhadap lingkungan. Air yang akan digunakan untuk *hydrotest* akan diuji terlebih dahulu untuk memastikan sesuai dan aman untuk material pipa.

Alternatif pembuangan yang dipertimbangkan dan dikaji dalam dokumen ANDAL ini adalah sebagai berikut:

• Pembuangan ke Lepas Pantai

- Jika pembuangan ke lepas pantai merupakan alternatif yang lebih dipilih, pembuangan kemungkinan akan dilakukan di sekitar lokasi anjungan pada kedalaman -3 m LAT dengan perkiraan debit pembuangan (untuk pipa berdiameter 24") sampai dengan 500 m³/jam. Sebagaimana dijelaskan sebelumnya, akan ada sedikit tambahan bahan kimia yang akan dibuang sebagai bagian dari aliran *hydrotest* dan *dewatering*.

• Penyimpanan di Darat dan Pembuangan ke Laut

- Alternatif pembuangan di darat akan termasuk penyimpanan dan/atau pemrosesan air di dalam tempat penyimpanan air yang terletak di darat untuk memenuhi persyaratan sebelum dibuang di titik pembuangan di laut (-6 m LAT). Tempat penampungan air tersebut akan dirancang dengan kapasitas yang sesuai untuk menampung air dari proses *hydrotest* dan *dewatering*. Pada pengalaman konstruksi Tangguh LNG yang pertama, kolam yang disediakan memiliki kapasitas sekitar 15.000 22.500 m³, sementara perkiraan volume kolam yang akan disediakan nantinya akan dikonfirmasi setelah proses FEED selesai.
- Sebagaimana disebutkan di atas, untuk memenuhi persyaratan perizinan, beberapa pengolahan mungkin diperlukan dan hal ini mungkin mencakup pengolahan kimiawi air atau penampungan hingga kualitas pembuangan yang diperlukan dicapai.

Pipa penyalur yang akan dipasang memakai material *Corrossion Resistance Alloy* (CRA), sehingga air yang dipakai untuk keperluan *pre-commissioning* dan *hydrotest* perlu dipastikan memenuhi spesifikasi yang sesuai untuk menjaga integritas pipa. Untuk itu, perlu dilakukan uji laboratorium untuk memastikan kualitas dari air yang akan dipakai. Pada saat ini, kemungkinan dapat dipakai air yang didatangkan dari luar Tangguh LNG, seperti Sorong dan Fakfak ataupun memakai air tanah jika memenuhi spesifikasi air yang disyaratkan. Namun demikian, keputusan final mengenai sumber air *hydrotest* akan diambil setelah melalui kajian yang lebih seksama dan mengikuti perkembangan proyek.



Jika memungkinkan, air yang digunakan untuk *hydrotest* pada satu jaringan pipa, akan ditampung dan nantinya digunakan kembali untuk uji *hydrotest* jaringan pipa lainnya atau kebutuhan lain yang sesuai, tergantung dari kualitas air tersebut.

B9. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Kegiatan pemasangan jaringan pipa dan *hook up* anjungan akan menghasilkan limbah bahan berbahaya dan beracun (B3) dan non B3. Limbah B3 yang dihasilkan antara lain oli bekas, *hydraulic oil*, cat, *thinner*, *blasting grit*, minyak terkontaminasi/gemuk (*grease*), zat-zat kimia bekas dan kemasannya, serta sumber radioaktif. Sedangkan limbah non B3 yang dihasilkan terdiri dari limbah organik (sisa makanan) dan limbah non organik (plastik, kaleng, besi bekas (*steel waste*), potongan logam bekas (*scrap metal*), *styrofoam*, dll).

Limbah B3 dan non B3 akan dipisahkan dan dikelola sebagaimana mestinya. Pengelolaan limbah B3 dan non B3 akan dilakukan sesuai dengan peraturan Indonesia dan MARPOL yang berlaku.

Strategi rinci pengelolaan limbah saat ini sedang disusun, dengan kemungkinan pengelolaan yang dipertimbangkan antara lain sebagai berikut:

Limbah B3

Limbah B3 yang dihasilkan rencananya akan dikirimkan ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin. Limbah B3 akan dikelola sesuai peraturan Indonesia yang berlaku, yaitu Peraturan Pemerintah No. 18 jo 85 Tahun 1999 tentang Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun.

- Limbah non B3 (organik)

Limbah organik yang dihasilkan selama kegiatan pemasangan jaringan pipa salah satunya adalah limbah dari sisa makanan. Sisa makanan yang dihasilkan dari kegiatan tersebut dapat dibuang ke laut dengan mengikuti ketentuan MARPOL *Annex V Prevention of Pollution by Garbage from Ships* Tahun 2012. Berdasarkan *Annex V* MARPOL tersebut, sisa makanan yang sudah dihancurkan boleh dibuang ke laut pada jarak lebih dari 3 mil laut dari daratan terdekat. Sisa makanan tersebut harus dicacah dan melalui saringan dengan ukuran *mesh* tidak lebih dari 25 mm sebelum dapat dibuang ke laut.

- Limbah non B3 (non-organik)

Limbah non-organik yang dihasilkan selama kegiatan pemasangan jaringan pipa termasuk antara lain plastik, kaleng, potongan logam bekas (*scrap metal*) dan *Styrofoam*. Limbah non-organik ini tidak akan dibuang ke laut, melainkan dikirim untuk dikelola di darat atau ke fasilitas pengelolaan limbah eksternal sesuai peraturan Indonesia yang berlaku, antara lain Undang-undang No. 18 Tahun 2008 tentang Pengelolaan



Sampah. Saat ini, salah satu opsi yang dipertimbangkan untuk pengelolaan limbah non-organik antara lain dikelola di lokasi Tangguh LNG bersama dengan limbah dari kegiatan Kilang LNG dan mengikuti peraturan yang berlaku.

- Limbah HDD dan limbah pemasangan pipa di darat

Limbah pengeboran horizontal (HDD) akan dibuang ke *landfill* konstruksi di dalam area Tangguh LNG. Sedangkan limbah yang dihasilkan dari kegiatan pemasangan pipa di darat akan dikelola bersama dengan limbah yang dihasilkan dari kegiatan konstruksi Kilang LNG.

Detail mengenai pengelolaan limbah padat yang dilakukan di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B8 Pengelolaan Limbah Padat Non B3 dan Limbah B3.

B10. Pengelolaan Limbah Cair

Limbah cair selama kegiatan pemasangan pipa mencakup limbah drainase dari *deck*, limbah saniter, air pendingin dan pembuangan air garam (*brine*). Seluruh limbah yang dihasilkan selama pemasangan pipa akan dikelola (minimum) sesuai dengan peraturan Indonesia yang berlaku dan MARPOL (untuk pembuangan ke laut).

Uraian mengenai aliran limbah cair utama dan pengelolaannya selama kegiatan pemasangan pipa dijabarkan di bawah ini:

- Drainase permukaan dari deck drainase dek dari area yang tidak terkontaminasi akan dikumpulkan dan dibuang secara langsung ke laut. Air limpasan dari bekas pencucian peralatan (equipment washdown water), terkontaminasi tumpahan solar, bahan kimia, atau pelumas yang mungkin terjadi akan dialirkan ke skimmer tank untuk dikirimkan ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin.
- Limbah saniter kapal-kapal yang digunakan untuk kegiatan ini akan menghasilkan limbah saniter yang akan diolah dalam instalasi pengolahan sebelum dibuang ke laut. Pembuangan tersebut akan memenuhi persyaratan yang diatur dalam peraturan Pemerintah Indonesia, yaitu Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 19 Tahun 2010 tentang Baku Mutu Air Limbah bagi Usaha/Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas Bumi, dan ketentuan MARPOL Annex IV Prevention of Pollution by Sewage from Ships Tahun 2012.
- Limbah cair yang dihasilkan selama pengeboran horizontal (HDD) dan pemasangan perpipaan di darat akan dikelola bersama dengan limbah cair yang dihasilkan dari kegiatan konstruksi Kilang LNG.

Detail mengenai pengelolaan limbah cair yang dilakukan di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B9 Pengelolaan Limbah Cair.



Hydrotest dan *dewatering* akan dilaksanakan sebagai bagian dari proses konstruksi saluran pipa. Keterangan rinci *hydrotest* dan *dewatering*, serta pengelolaan airnya diuraikan secara terpisah pada Bagian B8. Pembuangan Air *Hydrotest* (*Dewatering*).

B 11. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia

Selama konstruksi, bahan bakar akan disimpan di LCT atau kapal konstruksi (construction vessel), untuk penyimpanan di lepas pantai dan dalam tangki bahan bakar, untuk penyimpanan di darat.

Kapal-kapal konstruksi harus memiliki bahan bakar yang cukup di atas kapal untuk melakukan kegiatan konstruksi, atau dengan kata lain, kapal tersebut harus melakukan pengisian kembali bahan bakar di pelabuhan lain, di luar daerah Tangguh LNG, misalnya di lokasi base logistik mereka.

Jika bahan bakar tambahan diperlukan, pengisian bahan bakar akan dilakukan di lepas pantai dengan pengendalian yang diperlukan. Jika diperlukan, kapal dapat mengisi kembali bahan bakar di fasilitas yang terletak di fasilitas Tangguh LNG yang telah ada.

Bahan kimia yang diperlukan selama konstruksi akan disimpan di atas kapal atau mungkin disimpan di darat di Tangguh LNG dan dipindahkan ke kapal konstruksi jika diperlukan.

C. Tahap Operasi

Setelah konstruksi dan pra-persiapan pengoperasian saluran pipa transmisi gas, sistem saluran pipa akan disiapkan untuk persiapan pengoperasian dan pengiriman gas ke Kilang LNG. Pada mulanya satu pipa akan dioperasikan pada laju aliran yang sangat rendah untuk memenuhi kebutuhan Kilang LNG pada tahap persiapan pengoperasian Kilang LNG. Jika Kilang LNG telah beroperasi secara penuh, maka gas akan dialirkan melalui masing-masing pipa pengirim untuk menjamin produksi Kilang LNG.

Aliran dari sumur gas akan disalurkan melalui pipa menuju ORF dalam bentuk campuran tiga fasa - gas, kondensat, dan air formasi. Pada laju aliran rendah, air terproduksi dan kondensat dapat terkumpul pada bagian dasar pipa sepanjang rute perpipaan. Normalnya, cairan ini akan terbawa ke ORF sebagai akibat dari tekanan gas. Pada laju aliran rendah, cairan ini mungkin memerlukan pengambilan dengan operasi *pigging*. Operasi *pigging* mencakup pemasukan bola besi ke dalam pipa yang kemudian diberi tekanan gas, sehingga bola tersebut membawa sebagian besar cairan yang terkumpul. Semua cairan yang dihasilkan akan dikumpulkan dan dipisahkan di ORF.

C1. Penerimaan Tenaga Kerja

Pada tahap operasi tidak akan ada tenaga kerja yang dibutuhkan untuk kegiatan transmisi gas, kecuali untuk kegiatan inspeksi dan pemeliharaan. Kebutuhan tenaga kerja untuk pelaksanaan kegiatan inspeksi dan pemeliharaan pipa tersebut akan termasuk dalam jumlah tenaga kerja yang dibutuhkan untuk pengoperasian Kilang LNG.



Detail mengenai proses perekrutan dan mobilisasi tenaga kerja pada tahap operasi dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian C1. Penerimaan Tenaga Kerja.

C2. Keberadaan dan Operasi Jaringan Perpipaan di Lepas Pantai

Desain pipa akan memperhatikan aspek keselamatan selama pengoperasian. Dalam desain sistem perpipaan akan dipasang alat deteksi kebocoran (*Pipeline Leak Detection System - PLDS*) yang berfungsi untuk melakukan deteksi dini bila terjadi kebocoran. Alat ini terpasang di ruang kontrol utama (*Main Control Building*) di darat yang dimonitor secara terus menerus 24 jam sehari. Apabila terdeteksi terjadi kebocoran pipa, maka akan dilakukan aksi untuk mencegah dampak kebocoran. Pada saat yang sama, dikarenakan material internal pipa yang terbuat dari CRA material yang tidak tahan terhadap air laut, penting untuk memastikan pencegahan masuknya air laut ke dalam pipa untuk menjaga integritas dari pipa tersebut. Prosedur tanggap darurat akan disiapkan dengan mempertimbangkan faktor-faktor tersebut.

Selain itu prosedur tanggap darurat penanggulangan dampak kebocoran akan disiapkan, termasuk juga ketersediaan peralatan penanggulangan pencemaran, tim penanggulangan dan prasarana pendukungnya.

Sebagai gambaran dalam operasi yang sekarang, sistem tanggap darurat penanggulangan dampak pencemaran telah disiapkan, termasuk di dalamnya:

- Prosedur dan strategi penanggulangan pencemaran;
- Tim penanggulangan insiden (Incident Management Team);
- Peralatan penanggulangan pencemaran;
- Prasarana pendukung (pemodelan oil spill, deployment boats, dll).

Prosedur tersebut akan dikembangkan sejalan dengan pengembangan fasilitas di laut sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG.

Jaringan perpipaan juga akan memiliki zona terbatas terlarang untuk tujuan keselamatan selama operasi. Zona terbatas terlarang untuk jaringan perpipaan tidak akan diberi tanda dengan menggunakan pelampung di lokasi (tergantung dari hasil kajian risiko), tetapi lokasi tersebut akan dipetakan dalam Peta Jalur Navigasi Perkapalan oleh Direktorat Jenderal Hubungan Laut.

C3. Pemeliharaan Jaringan Perpipaan Gas

Sebuah program berbasis risiko untuk pemeriksaan internal dan eksternal akan dilaksanakan selama operasi jaringan perpipaan. Persyaratan-persyaratan perilaku/sifat (behaviour), reaksi (responses), persyaratan penimbunan (burial requirements), dan penetapan jalur saluran pipa (routing of the pipelines) dan sifat dasar laut (seabed behaviour) akan dikaji selama desain rinci sistem saluran pipa dan selanjutnya ditingkatkan selama operasi. Selama



tahap desain rinci, program pemeriksaan berbasis risiko akan dikembangkan. Umumnya, hal ini mencakup kegiatan berikut:

- Pemeriksaan kebocoran sepanjang jalur saluran perpipaan oleh kapal patroli;
- Pemeriksaan bawah laut sepanjang rute saluran pipa dengan menggunakan kendaraan yang dioperasikan dari jarak jauh (ROV), jika memungkinkan termasuk inspeksi *riser*, *tie-in spool* dan *rock cover*;
- Proteksi katodik (menempel di pipa dan dipendam) survei eksternal akan dilakukan jika memungkinkan;
- Pemeriksaan internal dengan menggunakan intelligent pig; dan
- Survei lokasi dengan menggunakan *pig* jenis geometri.

Berdasarkan hasil program pemeriksaan, beberapa bentuk perbaikan sepanjang jaringan perpipaan dapat dilakukan. Hal ini dapat mencakup, tetapi tidak terbatas pada pemasangan penahan saluran pipa, penimbunan batuan di daerah-daerah tertentu, perbaikan lapisan beton, pemasangan kembali anoda, dan pembersihan tumpukan sedimen.

Kegiatan inspeksi akan dilakukan satu kali pada lima tahun pertama dan kemungkinan akan semakin berkurang setelahnya, tergantung dari kondisi pipa dan kajian risiko. Kegiatan inspeksi akan dilakukan menggunakan intelligent pig sebagai internal riser, tie-in spool dan rock cover menggunakan ROV untuk eksternal. Selain itu, untuk lokasi yang mudah diakses, seperti perpipaan di darat, inspeksi akan dilakukan sesuai program sertifikasi MIGAS yang diatur oleh peraturan terkait.

C4. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Tidak ada limbah yang dihasilkan dari kegiatan transmisi gas pada tahap operasi.

C5. Pengelolaan Limbah Cair

Tidak ada limbah yang dihasilkan dari kegiatan transmisi gas, limbah dalam jumlah terbatas akan dihasilkan hanya selama pemeliharaan.

D. Tahap Pasca Operasi

Tahap pasca operasi akan mencakup, tetapi tidak terbatas pada kegiatan *decommissioning* (penutupan) fasilitas dan pelepasan tenaga kerja.

D1. Pelepasan Tenaga Kerja

Pada akhir tahap operasi akan dilakukan pelepasan tenaga kerja operasi. Detail proses akan ditentukan kemudian dan akan dilakukan sesuai peraturan yang berlaku.





D2. Penutupan (decommissioning) Jaringan Perpipaan Gas

Decomissioning instalasi lepas pantai termasuk jaringan perpipaan akan dilakukan sesuai dengan peraturan yang berlaku di Indonesia dan standard industri yang direkomendasikan oleh Pemerintah Indonesia pada saat itu. Rencana decommissioning tersebut juga akan dikonsultasikan dengan pihak terkait terutama Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah setempat.

Untuk saat ini peraturan yang berlaku untuk pembongkaran instalasi lepas pantai termasuk jaringan pipa adalah Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 01 Tahun 2011.

1.2.3 Kegiatan Kilang LNG

Kegiatan operasi Tangguh LNG saat ini terdiri atas dua Kilang LNG dengan kapasitas maksimum masing-masing kilang 3,8 MTPA. Fasilitas kilang tersebut dirancang untuk menghasilkan LNG dan kondensat yang sesuai spesifikasi produk. Tidak ada produk *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) yang dihasilkan dan diekspor dari kegiatan ini. Saat ini terdapat dua tangki penyimpanan LNG dan dua tangki penyimpanan kondensat. Kapasitas produksi kondensat adalah 6.000 bbls/hari.

Pengembangan fasilitas produksi gas lepas pantai (GPF) dan Kilang LNG akan dirancang untuk menangani berbagai komposisi pasokan gas (feed gas) misalnya kondensat lean dan rich, komposisi CO₂ antara 10% sampai 15%, sehingga dapat memberikan fleksibilitas dan margin desain yang cukup untuk pengoperasian Kilang LNG. Desain aliran gas alam yang akan masuk ke dalam ORF adalah 808 ton/jam per kilang.

Kilang LNG secara umum dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu:

- bagian pemurnian gas alam; dan
- bagian pencairan gas alam.

Pemurnian gas alam diperlukan untuk menghindari masalah korosi dan pembekuan di Unit Pencairan. Masing-masing kilang memiliki sebuah Unit Pemisahan Gas Kecut (*Acid Gas Removal Unit* – AGRU), sebuah Unit Dehidrasi dan sebuah Unit Pemisahan Merkuri (*Mercury Removal Unit* - MRU).

Fungsi utama unit pencairan adalah untuk menghilangkan komponen hidrokarbon berat (C_5 +) di dalam gas dan untuk mencairkan gas alam untuk menghasilkan LNG. Pelepasan komponen hidrokarbon berat (C_5 +) diperlukan untuk menghindari masalah pembekuan selama proses pencairan sebenarnya. Setiap unit pencairan akan terdiri dari sebuah Unit Pendingin dan Unit Pencairan, sebuah Unit Fraksinasi dan sebuah Unit Stabilisasi.

Ruang lingkup Proyek Pengembangan Tangguh LNG mencakup pembangunan Kilang LNG 3 dan fasilitas pendukungnya, termasuk pengembangan tahap selanjutnya yang meliputi pengembangan pasokan gas untuk Kilang LNG 3 dan pembangunan Kilang LNG 4. Ruang lingkup Proyek Pengembangan Tangguh LNG



juga mencakup peningkatan dan pengembangan utilitas seperti penyediaan air, pengolahan air limbah, pasokan listrik, kantor administrasi, fasilitas akomodasi dan sebagainya.

Komposisi gas alam yang masuk ke dalam ORF dapat dilihat pada Tabel berikut ini.

Tabel I-12 Komposisi Pasokan Gas*)

Komposisi Gas	Rata Rata (%)	Komposisi Gas	Rata Rata (%)
CO ₂	13,2984%	Xylenes*	0,0216%
N_2	0,7523%	C9*	0,0100%
C1	83,4094%	C10*	0,0154%
C2	1,6207%	C11*	0,0097%
C3	0,3579%	C12*	0,0081%
iC4	0,0671%	C13*	0,0077%
nC4	0,0873%	C14*	0,0057%
iC5	0,0411%	C15*	0,0082%
nC5	0,0314%	C16*	0,0070%
C6*	0,0335%	C17*	0,0061%
Benzene*	0,0244%	C18*	0,0055%
C7*	0,0373%	C19*	0,0051%
Toluene*	0,0319%	C20+ WD*	0,0665%
C8*	0,0304%	C20+ V*	0,0000%

Tabel I-13 Kandungan Senyawa Ikutan Dalam Pasokan Gas*)

Komponen	Komposisi	
H ₂ S	10 ppm	
R1SH (Mercaptan)	25 ppm	
R2SH	15 ppm	
R3SH	7 ppm	
COS	3 ppm	
CS ₂	10 ppm	
Mercury	100 μg/Nm ³	

Catatan:

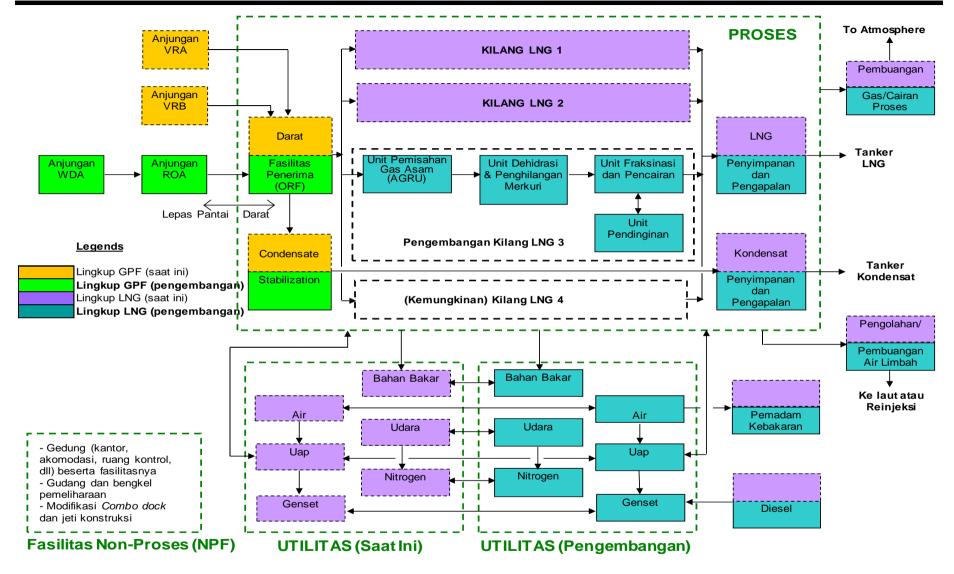
Diagram Alir Proses Kilang LNG tersaji pada **Gambar I-25** dan Profil Produksi Gas untuk Dua Kilang LNG dan Pengembangan Tiga Kilang LNG tersaji pada **Gambar I-26**. Profil produksi gas untuk empat kilang saat ini masih dalam tahap kajian.

Diagram alir proses LNG dan emisi/limbah yang dihasilkan dari proses tersebut dapat dilihat pada **Gambar I-27**.

^{*):} Detail mengenai komposisi gas saat ini masih dalam tahap kajian dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan kajian dan perkembangan proyek. Data ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil kajian tersebut.



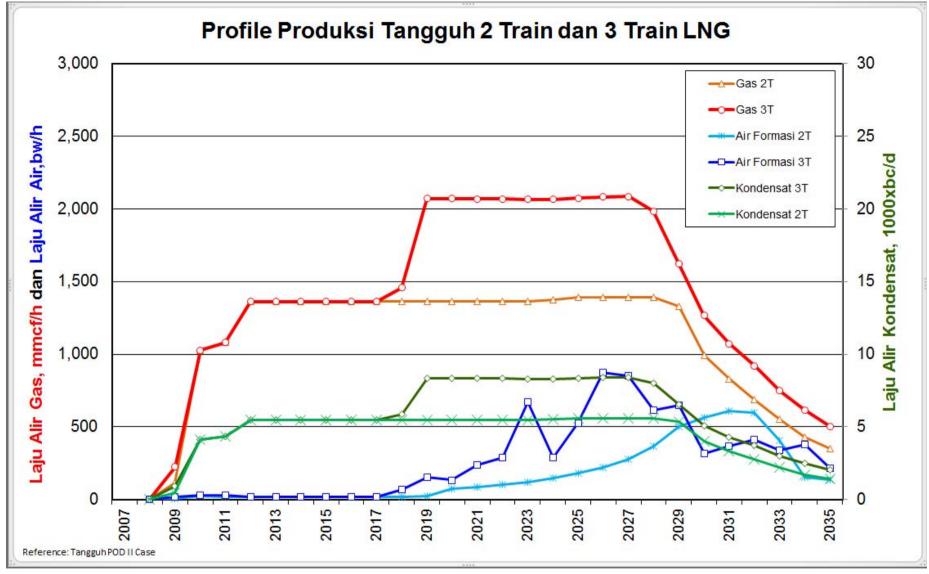




Gambar I-25 Diagram Alir Proses Kilang LNG



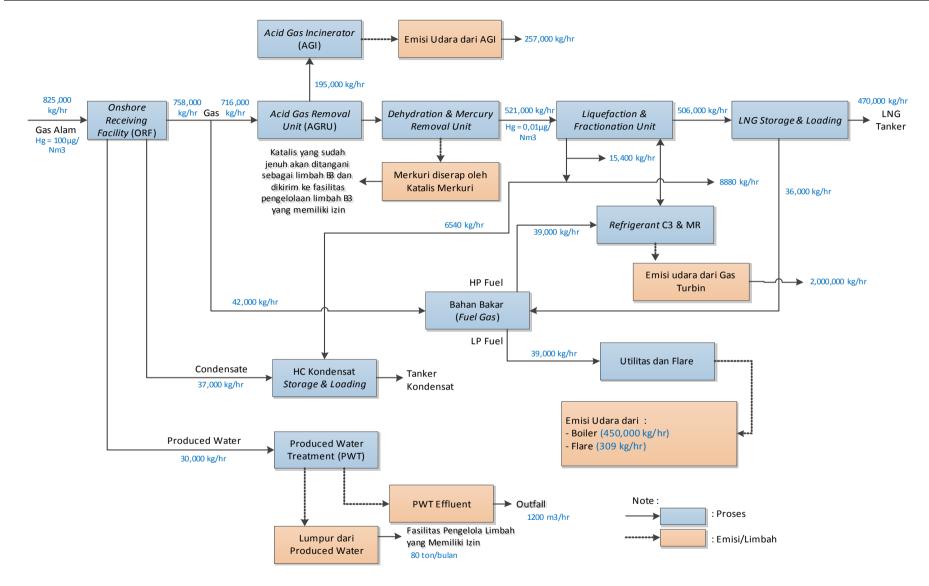




Gambar I-26 Profil Produksi Gas Dua Kilang LNG dan Pengembangan Tiga Kilang LNG







Gambar I-27 Diagram Alir Proses LNG dan Emisi/Limbah

Onshore Receiving Facility (ORF)

Onshore Receiving Facility (ORF) merupakan tempat pemisahan tiga fase pasokan bahan baku gas alam (feedstock) dari fasilitas produksi gas lepas pantai menjadi gas, hidrokarbon dan air.

Unit ini memiliki volume yang cukup untuk menampung *slug* cair yang dihasilkan selama keadaan tidak stabil (*non-steady state*) untuk memastikan laju pasokan gas ke Kilang LNG tetap stabil.

Pasokan bahan baku gas alam yang terdiri dari tiga fase dialirkan ke dalam *slug* catcher dimana gas tersebut didinginkan, kemudian melewati katup penurunan tekanan dan dialirkan ke *gas scrubber* untuk memisahkan fase cair dan fase gas.

Gas dari *gas scrubber* kemudian diumpankan ke pipa distribusi kemudian ke Kilang LNG.

Fase cair dari *slug catcher* dialirkan ke pemisah tiga fase berikutnya melalui pemanas uap tekanan rendah (*Low Pressure - LP Steam Heaters*), yang bertujuan untuk menaikkan suhu cairan dan membantu proses pemisahan kondensat dan air terproduksi di dalam *separator* (*liquid-liquid separator*) sebelum dilakukan pengurangan tekanan untuk menghindari pembentukan emulsi dan suspensi yang stabil. Selanjutnya kondensat dialirkan ke Unit Stabilisasi Kondensat dan Air Terproduksi ke Unit Pengolahan Air Terproduksi, melalui Tangki Penyimpanan Air Terproduksi yang baru.

Unit ORF yang baru akan dibangun sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG, untuk mengakomodasi Kilang LNG 3 dan pembangunan lebih lanjut untuk Kilang LNG 4.

Unit Stabilisasi Kondensat (Condensate Stabilitation Unit)

Cairan kondensat yang berasal dari ORF, Unit Dehidrasi dan Unit Pemisah Merkuri (MRU) serta Unit Pemisahan Gas Kecut (AGRU) dialirkan ke Unit Stabilisasi Kondensat untuk diproses sesuai spesifikasi produk.

Unit Stabilisasi Kondensat yang ada saat ini pada Kilang LNG 1 dan 2 terdiri dari dua *Condensate Stabilizer Columns* dan pendingin produk kondensat (*Condensate Product Cooler*) untuk memenuhi *sparing philosophy* "N+1".

Satu tambahan *Condensate Stabilizer Columns* dan pendingin produk kondensat (*Condensate Product Cooler*) yang baru akan diperlukan bagi Proyek Pengembangan Tangguh LNG untuk mempertahankan *sparing philosophy* "N +1".

Kondensat yang distabilkan dialirkan ke tangki penyimpan atmosferik sebelum dipompa ke *tanker* melalui *loading arm* yang terletak di dermaga.





Unit Pemisahan Gas Kecut (Acid Gas Removal Unit - AGRU)

Pasokan gas yang berasal dari *scrubber* di unit ORF akan dialirkan ke Unit Pemisahan Gas Kecut (AGRU) dimana CO₂ dan sisa-sisa komponen sulfur dipisahkan dari pasokan gas alam, dengan penyerapan menggunakan pelarut MDEA cair (*aqueous activated MDEA solvent*), untuk memenuhi spesifikasi produk. Pemisahan komponen gas ini diperlukan untuk mencegah pembekuan komponen tersebut di dalam proses pencairan *cryogenic*, yang dapat menyebabkan penyumbatan (*blockage*) dan korosi.

Gas Kecut yang diserap oleh pelarut kemudian dilepaskan dari pelarut di dalam bejana tekanan tinggi (*High Pressure - HP Flash Drum*) dan kemudian di bejana tekanan rendah (*Low Pressure - LP Flash Drum*), sebelum selanjutnya dilepaskan di dalam *stripper*. Gas Kecut dari *stripper* dialirkan ke Unit Insinerasi Gas Kecut (*Acid Gas Incinerator*) untuk menghindari emisi *Benzene Toluene Xylene* (*BTEX*) ke atmosfer.

Gas alam dilarutkan dengan larutan amine yg kemudian larutan amine akan mengikat CO₂ di dalam gas alam. CO₂ akan dilepas ke udara melalui AGI pada proses regenerasi larutan amine. Pada Proyek Pengembangan Tangguh LNG, maksimum kandungan CO₂ di dalam gas alam sebelum diproses menjadi LNG adalah 150.000 ppm dan setelah diproses melalui AGRU kandungan CO₂ di dalam gas alam menjadi 50 ppm.

Kadar CO₂ yang ada pada gas alam yang masuk ke Kilang LNG adalah kondisi alami dari *reservoir*. Upaya-upaya pengelolaan emisi CO₂ untuk mengurangi dampak gas rumah kaca terhadap lingkungan akan dikaji lebih lanjut.

<u>Unit Dehidrasi dan Unit Penghilangan Merkuri (Dehydration Unit and Mercury Removal Unit - MRU)</u>

Hasil gas dari Unit Pemisahan Gas Kecut didehidrasi (dihilangkan airnya) untuk mencegah pembekuan air (*freeze out*) di dalam proses pencairan. Gas yang sudah diolah dari unit pemisahan gas kecut lalu didinginkan hingga suhu 22°C oleh pendingin Propana untuk mengkondensasi sebagian besar air yang selanjutnya dipisahkan di dalam bejana pemisah.

Gas dari bejana pemisah kemudian dilewatkan ke *molecular sieve bed* untuk mengurangi kadar air hingga di bawah 1 ppmv. Susunan tiga-bejana telah dipilih, dengan dua bejana pada operasi penyerapan dan satu bejana pada operasi regenerasi.

Regenerasi molecular sieve bed dilakukan dengan menggunakan BOG (Boil off Gas) yang dipanaskan oleh pemanas gas regenerasi (regeneration gas heater). Gas regenerasi tersebut kemudian didinginkan dan dipisahkan dari fase cair, kemudian dialirkan sebagai sumber utama pasokan gas bahan bakar (fuel gas) untuk Gas Turbin.

Air dan hidrokarbon terkondensasi yang sudah dipisahkan dan tekanannya diturunkan secara terpisah, kemudian dialirkan ke unit pemisah gas kecut untuk air dan unit stabilisasi kondensat untuk hidrokarbon terkondensasi.



Merkuri bebas (*elemental mercury*) yang ada dalam pasokan gas alam, dapat menyebabkan korosi pada aluminium di unit *Main Cryogenic Heat Exchanger* - MCHE.

Konsentrasi merkuri dalam *feed gas* diperkirakan melebihi tingkat maksimum yang diperbolehkan untuk sistem *cryogenic*, oleh karena itu unit *Mercury Removal Bed* akan dipasang di bagian hilir Unit Dehidrasi.

Kandungan merkuri dalam gas alam sebelum diproses adalah 100 microgram/Nm³ dan akan diproses melalui katalis pada bejana penghilang merkuri (*mercury removal drum*) hingga kandungan merkuri dalam gas alam yang keluar dari bejana penghilang merkuri menjadi 0,01 microgram/Nm³ yang akan terus berada di dalam gas untuk proses selanjutnya. Tidak ada merkuri yang dilepaskan ke udara.

Sebagai ilustrasi efisiensi penurunan kandungan merkuri, berikut salah satu hasil pengukuran merkuri sebelum dan sesudah memasuki *Mercury Removal Unit*.

Tabel I-14 Hasil Pengukuran Merkuri Sebelum dan Sesudah MRU

Month	MRU	Kilang LNG 1			Kilang LNG 2				
WIOIILII	IVIKU	W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4
Des-13	Masuk (μg/Nm³)	3,91	3,53	2,69	N/A	N/A	0,71	1,78	2,10
	Keluar (max. 0,01 μg/Nm³)	0,001	0,001	0,002	N/A	N/A	0,0021	0,0015	0,0008
Jan-13	Masuk (µg/Nm³)	5,82	4,20	2,09	2,54	2,25	2,54	1,41	2,33
	Keluar (max. 0,01 μg/Nm³)	0,001	0,001	0,002	0,002	0,001	0,001	0,002	0,004
Feb-13	Masuk (µg/Nm³)	2,50	5,43	2,81	4,24	2,17	2,41	1,39	0,54
	Keluar (max. 0,01 μg/Nm³)	0,002	0,002	0,003	0,004	0,001	0,003	0,002	0,005

Catatan:

N/A: Kilang shutdown.

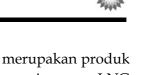
Katalis merkuri akan digunakan sampai pada titik jenuhnya untuk kemudian diganti dengan yang baru. Katalis merkuri yang telah jenuh akan ditangani sebagai limbah B3 dan akan dikirimkan ke fasilitas pengolahan limbah B3 yang memiliki izin.

Unit Pencairan/Fraksinasi (Liquefaction/Fractination Unit)

Unit Pencairan (*liquefaction unit*) akan menghilangkan hidrokarbon berat (C₅+) dan mendinginkan gas alam hingga ke suhu yang sesuai pada kondisi penyimpanan tekanan atmosferik.

Gas alam yang sudah dimurnikan, akan didinginkan pada pendingin Propana, dan kemudian dialirkan ke scrub column dimana komponen hidrokarbon berat (C5+) dihilangkan. Warm bundle dari Main Cryogenic Heat Exchanger(MCHE) akan digunakan sebagai reflux condenser, untuk membantu proses pemurnian.

Gas dari scrub column reflux drum kemudian dialirkan ke MCHE dan dicairkan dengan menggunakan mixed refrigerant (MR) yang terdiri dari komponen nitrogen, metana, etana, dan propana. Produk cair dari dari scrub column ini selanjutnya diproses pada deethanizer, depropanizer dan debutanizer column, dimana sebagian etana dan propane akan dihasilkan untuk digunakan sebagai pendingin (MR) di dalam proses.



Gas yang sudah cair setelah melewati kolom ketiga dari MCHE merupakan produk akhir LNG yang di inginkan yang kemudian dialirkan ke tangki penyimpanan LNG sebelum dikapalkan melalui pipa *rundown*. Kondensat yang dihasilkan dari kolom *debutanizer* akan dialirkan ke tangki penyimpanan kondensat. *Main Cryogenic Heat Exchanger* (MCHE) digunakan sebagai refluks kondensor

Unit Refrigerasi (Refrigeration Unit)

Unit Refrigerasi (pendinginan) digunakan untuk memasok media pendingin untuk mendinginkan dan mencairkan pasokan gas alam murni pada Unit Pencairan dan Fraksinasi.

Terdapat dua sistem kompresor pendinginan utama (pendingin dengan sistem kompresi) yang digerakkan oleh dua gas turbin (GE Frame 7) dan didukung juga oleh dua turbin uap. Dua sistem pendinginan utama tersebut adalah sistem pendinginan kompresi propane dan sistem pendinginan mixed refrigerant. Sistem pendinginan kompresi mixed refrigerant terdiri atas MR low pressure, medium pressure dan high pressure.

Satu rangkaian yang digerakkan oleh pembangkit gas turbin dan turbin uap terdiri atas kompresor pendingin propane (empat tingkat tekanan) dan kompresor *MR high pressure*, sedangkan satu rangkaian lainnya terdiri atas kompresor *MR low pressure* dan kompresor *MR medium pressure*.

Sirkuit pendinginan propana digunakan untuk mendinginkan gas alam, *mixed refrigerant* dan beberapa sistem fraksinasi, pada empat tingkat tekanan propana. Aliran uap propana dari ketel pendingin propana dialirkan melalui *knock-out drum*-ke kompresor sentrifugal propana. Udara digunakan untuk proses *de-superheating*, kondensasi dan *sub-cooling* propana.

Sirkuit *mixed refrigerant* (MR) digunakan untuk mencairkan gas alam di dalam MCHE. Uap *mixed refrigerant* (MR) dari MCHE ditekan (*compress*ed) melalui tiga kompresor sentrifugal secara seri.

Inter-cooling (pendinginan antar kompresor) dan *de-superheating* awal dicapai dengan pendinginan udara. *De-superheating* lebih lanjut dan kondensasi-sebagian dicapai oleh siklus pra-pendinginan propana.

Aliran fase uap dan fase cair *mixed refrigerant* (MR) dipisahkan dan selanjutnya didinginkan di MCHE. Aliran fasa uap *mixed refrigerant* (MR) di dalam MCHE akan mengalami kondensasi dan sub-pendinginan hingga mencapai suhu-153°C yang kemudian tekanannya diturunkan dan dialirkan kembali ke MCHE dan digunakan kembali untuk mencairkan gas alam dan fasa uap *mixed refrigerant* (MR) bertekanan tinggi.

Aliran fase cair *mixed refrigerant* (MR) selanjutnya didinginkan hingga suhu sekitar-125°C kemudian tekanannya diturunkan dan setelah itu dialirkan kembali melalui MCHE untuk mengkondensasi gas alam dan fase uap *mixed refrigerant* (MR) tekanan tinggi dan mendinginkan *mixed refrigerant* (MR) fase cair.



Sebelum pengapalan, LNG yang dihasilkan dari kilang yang baru akan disimpan di dalam tangki-tangki LNG. Saat ini sudah ada dua tangki LNG dengan volume 170.000 m³ sebagai bagian dari operasi Tangguh LNG. Tambahan satu tangki LNG, dengan volume 170.000 m³ akan diperlukan untuk setiap penambahan satu Kilang LNG.

Dua kompresor BOG (*Boil off Gas*) baru yang digerakkan oleh motor akan menekan kembali (*recompress*) BOG bersama-sama dengan dua kompresor BOG lama. BOG (bagian LNG cair yang berubah menjadi fase uap) yang dihasilkan akan digunakan sebagai gas regenerasi untuk sistem dehidrasi Kilang LNG dan kemudian akan masuk ke sistem utama bahan bakar gas bertekanan tinggi.

Fasilitas pengapalan LNG akan ditambah dengan penambahan satu unit loading arm di dermaga baru. Fasilitas pengapalan LNG akan beroperasi dalam dua cara utama, yaitu Holding Mode dan Loading Mode. Holding Mode merupakan periode antarpengapalan dengan sebagian LNG disirkulasikan dan dialirkan kembali ke tangki penyimpanan LNG, untuk menjaga agar perpipaan tetap dingin. Loading Mode merupakan periode ketika kapal berada di tambatan kapal (berth) dan melakukan pengisian LNG ke kapal.

Selama pengisian LNG ke kapal, pompa pada masing-masing tangki akan mengalirkan LNG melalui *loading line* ke *loading arms* LNG di ujung dermaga (*jetty head loading platform*). Pengapalan LNG nantinya dapat dilakukan secara paralel melalui dermaga LNG yang ada saat ini dan dermaga yang baru (LNG *Berth* 1 dan 2).

Semua uap yang dihasilkan selama proses pengapalan, seperti panas yang dihasilkan dari sistem penyimpanan dan pengapalan, akan dikembalikan melalui *vapour return line*. Uap akan dikompres (*compressed*) menggunakan BOG kompresor dan dialirkan ke sistem bahan bakar (*fuel gas*) melalui unit dehidrasi kilang.

Penyimpanan dan Pengapalan Kondensat

Kondensat yang sudah distabilkan (*stabililized condensate*) yang dihasilkan dari Unit Stabilisasi Kondensat dan Unit Fraksinasi akan dialirkan ke tangki-tangki Penyimpanan Kondensat. Kondensat dari unit fraksinasi akan dicampur dengan kondensat dari unit stabilisasi kondensat untuk memenuhi spesifikasi produk.

Saat ini terdapat satu tangki kondensat dengan volume kurang lebih 19.000 m³ dan satu tangki tambahan akan dibangun pada tahun 2013 sebagai bagian dari kegiatan operasi Tangguh LNG saat ini. Penambahan tangki kondensat juga akan dilakukan sebagai bagian dari lingkup Proyek Pengembangan Tangguh LNG.

Satu tambatan (*berth*) untuk pengapalan kondensat akan diperlukan. *Berth* ini nantinya akan digabungkan dengan *berth* pengapalan LNG di dermaga baru yang akan dibangun sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG.



Penyimpanan dan Penyaluran Refrigerant

Etana dan propana akan disimpan di dalam tangki penyimpanan *refrigerant* bertekanan yang akan digunakan sebagai media pendingin pada unit MCHE. Etana dan propana akan dihasilkan dari Unit Fraksinasi. Unit Penyimpanan dan Penyaluran yang ada akan dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan dari Pengembangan Tangguh LNG, dengan menggunakan jalur-jalur penghubung ke sistem yang sudah ada. *Refrigerant* dialirkan dari Unit Fraksinasi Kilang LNG.

Emisi CO2 dari Operasi Kilang Tangguh LNG

CO₂ yang dihasilkan dari operasi Kilang LNG 1 dan 2 saat ini berasal dari suar bakar, *fuel gas*, gas ke AGI/suar bakar, bahan bakar kendaraan, diesel dan avtur (<1%) dengan total sebagai berikut:

Tabel I-15 CO₂ dari Operasi Kilang LNG 1 dan 2

Tahun	CO ₂ (Juta Ton)
2013	5,15
2012	4,66
2011	4,51
2010	4,56
2009	2,50

Berdasarkan, data tersebut, diperkirakan bahwa CO₂ yang dihasilkan dari Kilang LNG 3 adalah sebagai berikut :

- CO₂ dari suar bakar = 0,25 juta ton/tahun (8,1%);
- Fuel gas = 0,79 juta ton/tahun (25,5%);
- Gas ke AGI/suar bakar (CO₂ dari wellhead) = 1,96 juta ton/tahun (63,2%); dan
- Gas dari konsumsi bahan bakar minyak dan pelepasan CH₄ yang dikonversi menjadi CO₂ = 0,097 juta ton/tahun (3,2%);
- Total = 3,1 juta ton/tahun.

Pengoperasian Kilang LNG 4 diasumsikan akan mengemisikan CO₂ dengan jumlah yang sama dengan Kilang LNG 3, yaitu sebesar 3,1 juta ton per tahun.

Tabel I-16 di bawah ini berisi ringkasan dari Kilang LNG dan fasilitas pendukungnya yang ada sebagai bagian dari kegiatan operasi Tangguh LNG saat ini dan tambahan Kilang LNG serta fasilitas pendukungnya yang akan dibangun sebagai lingkup dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG pada tahap awal dan pengembangan tahap selanjutnya.





Tabel I-16 Skenario Proyek Pengembangan Tangguh LNG untuk Pembangunan Fasilitas di Darat

No.	Fasilitas	Operasi Tangguh LNG Saat ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
1	Kilang LNG	Aliran gas alam ke ORF = 1.465 ton/jam Komposisi CO ₂ maksimum sampai dengan 12% Kapasitas produksi = 2 x 3,8 MTPA Termasuk: 1 ORF 2 AGRU - 2 AGI 2 Flare Stack (wet flare stack dan dry flare stack) 2 BOG kompresor 1 Tankage flare	Aliran gas alam ke ORF = 808 ton/jam Komposisi CO ₂ maksimum antara 10% sampai dengan 15% Kapasitas produksi = 1 x 3,8 MTPA Termasuk: 1 ORF 1 AGRU – 2 AGI (1 cadangan) 1 demountable flare untuk 6 kilang dengan 3 flare stack (wet flare stack, dry flare stack, dan common spare stack) 1 BOG kompresor 1 Tankage flare	Aliran gas alam ke ORF = 808 ton/jam Komposisi CO ₂ maksimum antara 10% sampai dengan 15% Kapasitas produksi = 1 x 3,8 MTPA Termasuk: 1 ORF 1 AGRU
2	Tangki LNG	2 x 170.000 m ³	1 x 170.000 m ³	1 x 170.000 m ³
3	Tangki Kondensat	2 x 19.000 m³ (1 operasi & 1 akan dibangun pada 2013)	1 x 31.800 m ³	
4	Produksi Kondensat	6.000 bbls/hari	10.000 bbls/hari (maksimum kapasitas kondensat yang diperkirakan)	10.000 bbls/hari (maksimum kapasitas kondensat yang diperkirakan)





No.	Fasilitas	Operasi Tangguh LNG Saat ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)		
	Fasilitas Pendukung:					
5	Air Bersih	Kebutuhan air bersih = 70 m³/jam <u>Desalinasi</u> Kapasitas = 3 x 28 m³/jam Produksi = 43 m³/jam <u>Reverse Osmosis</u> Kapasitas = 86 m³/jam Produksi = 27 m³/jam	Kebutuhan air bersih Konstruksi = 512 m³/jam Operasi = 79 m³/jam (Kilang LNG 3 - 4) Desalinasi Kapasitas desain = 3 x 28 m³/jam Air Tanah Kapasitas desain = 172 m³/jam	Kemungkinan tambahan unit Desalinasi = 1 x 28 m³/jam		
5	Pengolahan Air Terproduksi (PWT)	2 x 25 m³/jam	1 x 25 m³/jam	1 x 25 m³/jam		
6	STP	140 m³/hari	Akan dibangun berdasarkan POB puncak pada masa konstruksi dan akan digunakan sampai tahap operasi (dibangun berupa modul-modul) (10.500 POB x 400L/hari x 90% = 4.000m3/hari)	Akan ditentukan kemudian		
7	Bak netralisasi (neutralization pit)	5 m ³	5 m ³	Akan ditentukan kemudian		
8	CPI (Corrugated Plate Interceptor)	100 m³/jam	100 m³/jam	Akan ditentukan kemudian		
9	Fasilitas pengelolaan limbah padat	Tempat Penyimpanan Sementara Limbah B3 Insinerator (non B3) Landfill (non B3) Composter dll	Tempat Penyimpanan Sementara Limbah B3 Insinerator (B3 dan non B3) Landfill (non B3) Composter dll			

Catatan : Seluruh fasilitas ini didesain berdasarkan teknologi yang ada saat ini. Jika nantinya ada teknologi yang lebih baik, desain dapat berubah mengikuti teknologi yang baru selama tetap dapat memenuhi peraturan yang berlaku.





A. Tahap Prakonstruksi

A1. Sosialisasi Rencana Kegiatan

Sosialisasi kegiatan akan dilakukan kepada masyarakat sebelum memulai kegiatan konstruksi. Sosialisasi ini dilakukan dengan menghormati kebiasaan dan adat masyarakat setempat.

B. Tahap Konstruksi

B1. Penerimaan dan Pelepasan Tenaga Kerja

Tenaga kerja dalam jumlah besar akan dimobilisasi sementara ke lokasi Tangguh LNG. Dari studi konseptual yang telah dilakukan, diperkirakan total 10.500 orang tenaga kerja (jumlah perkiraan pada saat beban kerja puncak) dibutuhkan untuk kegiatan konstruksi kilang dan fasilitas pendukungnya, termasuk fasilitas Terminal Khusus.

Camp untuk tahap Konstruksi akan dibangun dan dioperasikan untuk menyediakan akomodasi bagi kurang lebih 10.500 orang tenaga kerja konstruksi. Fasilitas *camp* juga termasuk fasilitas kesehatan dan lainnya sesuai kebutuhan para tenaga kerja.

Kontraktor EPC akan diminta untuk mengusulkan inisiatif untuk meminimalkan jumlah tenaga kerja melalui cara-cara seperti pra fabrikasi di lokasi-lokasi di luar lokasi Tangguh LNG.

Kualifikasi tenaga kerja akan ditentukan dari hasil studi mengenai kebutuhan tenaga kerja dan akan dijelaskan lebih lanjut dalam RKL-RPL.

Pada akhir masa konstruksi, para tenaga kerja akan didemobilisasi (pelepasan) ke tempat asal mereka.

B2. Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material

Transportasi laut selama periode konstruksi akan diperlukan untuk mendukung mobilisasi tenaga kerja, material dan peralatan. Kemungkinan kapal yang diperlukan pada tahap konstruksi akan mencakup *support vessel*, *tug boat, material barge*, dan LCT.

Perkiraan intensitas kapal selama periode konstruksi Kilang LNG dan fasilitas pendukungnya adalah sebagai berikut:

2014 : 550 pergerakan;

2015 : 600 pergerakan;

2016: 750 pergerakan;

2017 : 600 pergerakan; dan

• 2018: 400 pergerakan.





Daftar awal peralatan konstruksi utama yang biasanya diperlukan untuk konstruksi Kilang LNG dan fasilitas pendukungnya disajikan dalam **Tabel I-17** dibawah ini.

Peralatan, jumlahnya pada saat puncak kegiatan konstruksi, total jangka waktu di lokasi, dan sumber peralatan konstruksi akan bergantung pada strategi pelaksanaan konstruksi, jadwal, dan ketersediaan peralatan dari kontraktor utama konstruksi. Sebagian besar peralatan ini akan dimobilisasi ke lokasi dengan tongkang (*barge*) dan diturunkan di dermaga BOF dan *Combo Dock*.

Tabel I-17 Kemungkinan Peralatan yang Digunakan pada Konstruksi Kilang LNG

	erkiraan Jumlah pada saat uncak Kegiatan Konstruksi 18 12			
ulldozer, di bawah 20 ton ulldozer, di bawah 20 ton	12			
ulldozer, di bawah 20 ton	12			
ackhoe	21			
	21			
xcavator	21			
Theel loader	18			
lotor grader	15			
ump truck	43			
oller (tandem, tire, vibration)	14			
ompactor (plate, trench, d frog)	24			
oncrete batch plant	2			
oncrete pump	2			
lixer truck	20			
later truck/fuel truck	17			
le driving rig	19			
Pekerjaan Mekanikal				
inger crane, 1.200 hingga 1.500 ton	2			
eavy lift crane, 800 ton	2			
eavy lift crane, 450 atau 500 ton	4			
rane, 150 ton	7			
rane, 100 hingga 120 ton	12			
rane, 30 hingga 50 ton	18			
rane, di bawah 30 ton	70			
rime mover and or self propelled transporter with power pack	9			
ow bed trailer, 60 hinga 100 ton	11			
at bed trailer, 30 hingga 50 ton	63			
oom truck	47			
ork lift	25			





Peralatan	Perkiraan Jumlah pada saat Puncak Kegiatan Konstruksi
Welding generators	274
Power generators	50
SPMT (Self Propelled Modular Transporter) Peak Number of axle lines	200 Axles
Pipe Bending Machines	4
Pipe Rollers	2
Plasma Arc Cutters	4
Oxy Acetylene Plate Cutting Machines	4
All Terrain Telescopic Fork Lifts 5T	4
Air Compressor	20

B3. Pembukaan Lahan

Studi AMDAL terpadu yang telah disetujui oleh Kementerian Lingkungan Hidup (KLH) pada tahun 2002 mencantumkan pembukaan lahan pada area seluas 800 ha untuk pengembangan fasilitas Tangguh LNG. Dari 800 ha area tersebut, sekitar 400 ha telah dibuka untuk fasilitas Tangguh LNG yang ada saat ini yang mencakup dua Kilang LNG dan seluruh fasilitas penunjangnya, sedangkan 400 ha selebihnya tidak jadi dibuka.

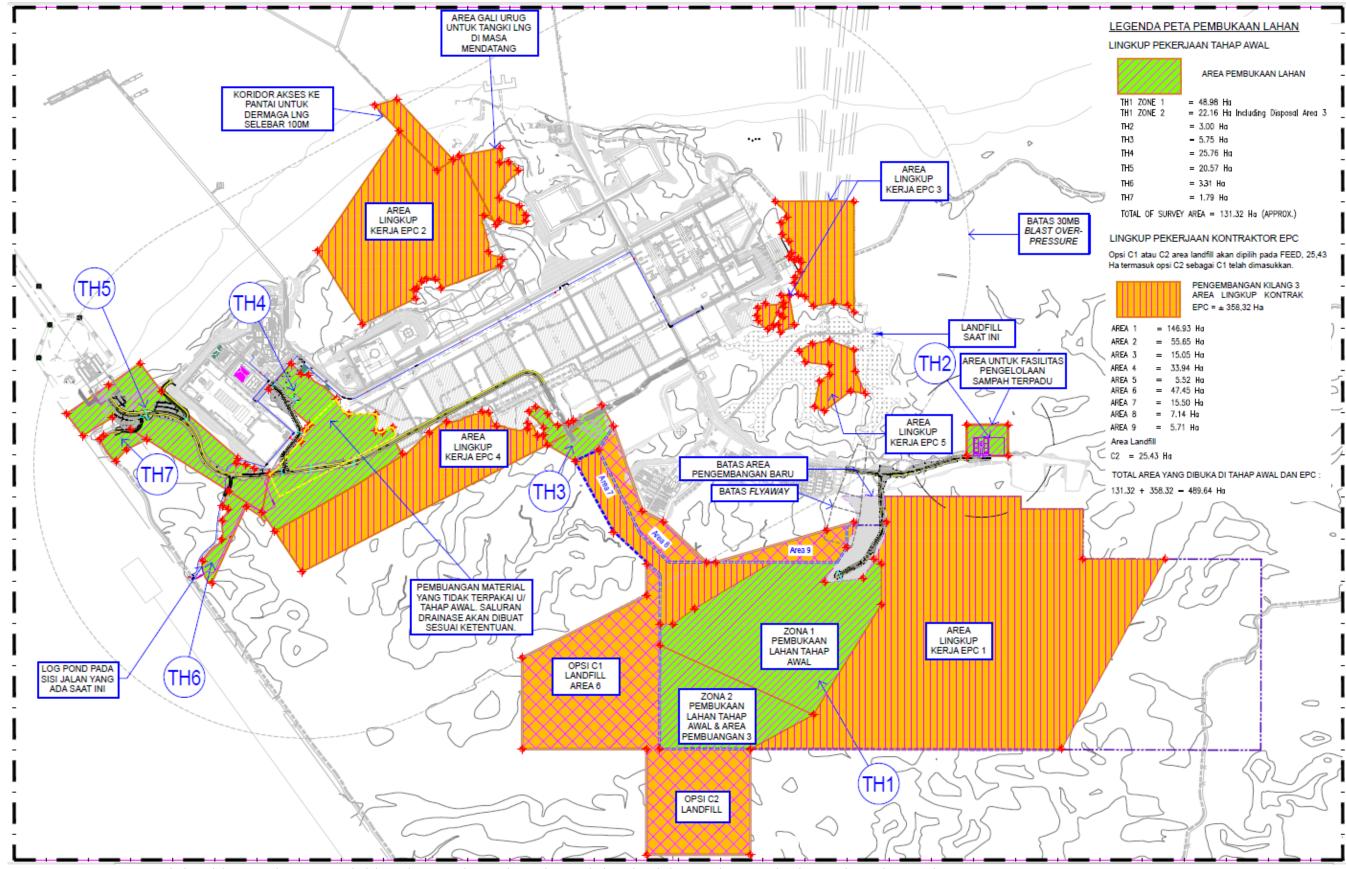
Dalam rencana pengembangan Tangguh LNG selanjutnya akan dibuka area baru seluas maksimum 500 ha. Area ini diperlukan untuk pengembangan Kilang LNG, area tangki LNG dan kondensat yang baru, fasilitas terminal khusus (termasuk dermaga LNG dan kondensat), area suar bakar (*flare*), fasilitas akomodasi, pemeliharaan dan lain-lain.

Proyek berencana memperluas area *log pond* yang ada saat ini untuk menyimpan sementara kayu (*timber*) dari kegiatan pembukaan lahan untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG. Tambahan area selebar kurang lebih 20 m pada sisi timur *log pond* juga akan dibuka untuk pemasangan kabel sambungan (*sub-station*) PLN.

Dari luas total area yang akan dibuka untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG sudah termasuk pembukaan mangrove seluas kurang lebih 10 Ha untuk fasilitas terminal khusus (± 5 Ha untuk dermaga LNG-kondensat 2) dan jaringan perpipaan dekat pantai (± 3 sampai 5 Ha untuk keseluruhan alternatif *shorepull*).

Lokasi area yang rencananya perlu dibuka sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG dapat dilihat pada **Gambar I-28**.





Catatan: Peta rencana pembukaan lahan proyek saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Opsi B *Landfill* saat ini masih dipertimbangkan dan akan memerlukan kajian lanjutan jika opsi ini diambil.

Gambar I-28 Peta Pembukaan Lahan





B4. Penyiapan Tapak

Setelah kegiatan penebangan pohon selesai, serangkaian kegiatan pekerjaan tanah, seperti *cut and fill*, perataan dan pemadatan akan dilakukan untuk penyiapan tapak.

Berdasarkan rencana desain awal yang ada saat ini, perkiraan volume gali uruk adalah sebagai berikut:

- Pembangunan tangki LNG, BOG, suar bakar, akses ke dermaga LNG pada area barat laut dari Kilang LNG 3 = 2.200.000 m³ (pekerjaan tanah);
- Pembangunan BOF, jalan akses (6 km), camp konstruksi, dormitory/gudang, fasilitas pengelolaan sampah terpadu dan ORF = 2.100.000 m³ (pekerjaan tanah); dan
- Lokasi Kilang LNG 3 dan area *lay-down* konstruksi = 2.200.000 m³

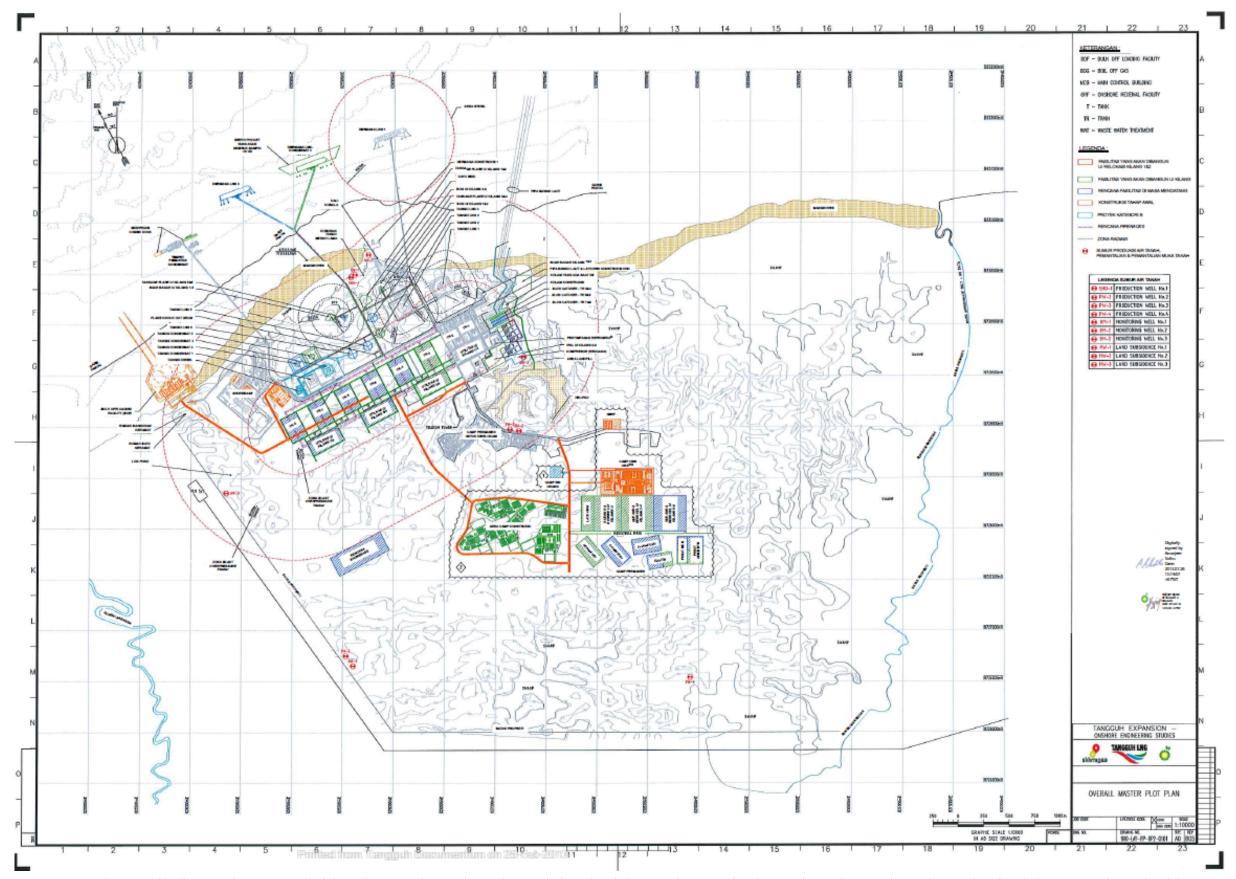
Total volume gali uruk yang diperlukan diperkirakan sebesar 6.500.000 m³.

Pekerjaan tanah akan menghasilkan material *steenkool* liat dengan lapisan pasir dan kerikil setebal kurang lebih 1 m pada *ridge area* yang terdiri dari kurang dari 5% volume pekerjaan tanah.

Rencana saat ini adalah untuk menyeimbangkan volume gali uruk sebisa mungkin pada area kerja. Jika memungkinkan, kelebihan galian dari pekerjaan tanah akan digunakan untuk menaikkan elevasi dari kilang-kilang berikutnya untuk meminimalisir kebutuhan area pembuangan.

Area untuk dormitory/camp dan kilang di masa mendatang saat ini diusulkan sebagai area pembuangan untuk material gali uruk yang tidak dapat digunakan. Area ini sudah ditandai pada rencana tree harvesting dengan luas kurang lebih 50 Ha. Lokasi area pembuangan kelebihan material gali uruk dapat dilihat pada **Gambar I-29**.





Catatan : *)Master plot plan proyek saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-29 Master Plot Plan Proyek Pengembangan Tangguh LNG*)





B5. Penggalian Material Konstruksi (Quarry)

Setelah dipelajari lebih lanjut, untuk meminimalisir dampak lingkungan dan pembukaan lahan untuk tapak proyek, maka opsi pembukaan lahan khusus untuk pengambilan material *quarry* di dalam area *buffer zone* dibatalkan. Sebagian besar material *quarry* akan didatangkan dari luar area Tangguh LNG.

Jika pada saat penggalian (pembukaan lahan) terdapat material batuan yang sesuai untuk digunakan pada kegiatan konstruksi fasilitas Tangguh LNG, maka batuan tersebut akan digunakan. Hal ini akan mengurangi area yang dibuka untuk tapak proyek dan pada saat bersamaan juga mengurangi material galian yang akan dibuang dari kegiatan gali uruk.

B6. Konstruksi Kilang LNG dan Fasilitas Pendukungnya

Satu kontraktor EPC akan ditunjuk untuk manajemen konstruksi semua fasilitas Proyek Pengembangan Tangguh LNG, termasuk:

- Kilang LNG;
- Tangki LNG;
- Tangki Kondensat;
- Utilitas : uap (steam), sistem udara, sistem nitrogen, dll;
- Unit penyediaan air bersih (desalinasi dan/atau ekstraksi air tanah);
- Suar Bakar (Flare);
- Unit pembangkit listrik;
- Fasilitas pengolahan limbah (cair dan padat).

Gambaran tata letak rencana fasilitas yang akan dibangun sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG dapat dilihat pada **Gambar I-29** *Overall Master Plot Plan Proyek Pengembangan* Tangguh LNG.

Strategi konseptual rencana konstruksi secara keseluruhan saat ini sedang dikembangkan. Akan dibuat strategi konstruksi rinci untuk melaksanakan Proyek Pengembangan Tangguh LNG.

Ada kemungkinan beberapa komponen utama fasilitas yang akan dibangun difabrikasi di luar lokasi Tangguh LNG dan dikirim ke lokasi proyek dengan menggunakan Tongkang (barge). Komponen fasilitas Kilang LNG kemudian akan dipasang dan dilakukan commissioning di lokasi proyek. Kegiatan fabrikasi di luar lokasi Tangguh LNG tidak termasuk dalam lingkup studi AMDAL ini. Pemrakarsa proyek akan memastikan bahwa fasilitas fabrikasi yang dipilih mempunyai izin dan persetujuan lingkungan yang diperlukan sesuai dengan peraturan yang berlaku.





Hydrotest untuk tangki LNG, kondensat dan utilitas akan dilakukan pada tahap *commissioning* dengan perkiraan volume sebagai berikut :

Tabel I-18 Volume Air Hydrotest Tangki dan Utilitas

Sumber Limbah	Volume (m³)			
Tangki:				
Tangki LNG	105.000			
Tangki kondensat	31.000			
Tangki desalinasi	16.000			
Tangki penyimpanan air terproduksi (buffer)	10.500			
Tangki air bersih (potable water tank)	1.500			
Tangki demineralisasi	800			
Tangki bahan bakar (diesel tank)	2.000			
Tangki recovered oil	50			
Tangki reservoir servis gedung administrasi & dormitory	900			
Pembersihan dengan bahan kimia (chemical cleaning):				
Soda Boiling Boiler	700			
Passivation & cleaning:				
- Heat exchanger	5.700			
- CWSS				
Degreasing:				
a. Step-1 water recirculating	a. 2.600			
b. Chemical dilution for degreasing	b. 2.600			
c. First water flushing after degreasing	c. 2.600			
d. Second water flushing after degreasing	d. 2.600			
e. Water make up	e. 400			
f. Preparation of amine solution	f. 1.000			

B7. Penyediaan Air

Kebutuhan air selama konstruksi Kilang LNG 3 dan 4 diperkirakan sebesar 512 m³/jam. Kualitas air harus sesuai dengan yang diatur pada PP No. 82 Tahun 2001 mengenai Pengelolaan Kualitas Air dan Pengendalian Pencemaran Air.

Ada dua alternatif penyediaan air yang akan dikaji dalam studi AMDAL ini, yaitu:

- 1. Pengambilan air tanah; dan
- 2. Desalinasi.

Pengambilan air tanah merupakan alternatif yang diinginkan untuk penyediaan air pada tahap konstruksi. Apabila kapasitas air tanah tidak mencukupi, maka akan digunakan kombinasi air tanah dan desalinasi untuk penyediaan air. Penjelasan lebih lanjut mengenai opsi penggunaan air tanah dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Bagian C6. Penyediaan Air.



B8. Pengelolaan Limbah Padat Non B3 dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Fasilitas pengelolaan limbah padat akan dibangun sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG. Dengan mengambil pembelajaran dari pengelolaan limbah pada masa kegiatan konstruksi sebelumnya dan operasi saat ini, proyek telah mengidentifikasi adanya kebutuhan untuk memiliki fasilitas pengelolaan limbah terpadu untuk mengelola limbah yang dihasilkan dari kegiatan konstruksi dan operasi Tangguh LNG. Hal ini termasuk juga pengembangan dari fasilitas pengelolaan limbah yang ada saat ini.

Rencana saat ini adalah menyediakan suatu fasilitas pengelolaan limbah padat terpadu (*Integrated Waste Management Facility*) untuk mengelola limbah dari kegiatan konstruksi, operasi dan pengeboran. Kriteria lokasi fasilitas pengelolaan limbah padat terpadu adalah sebagai berikut:

- Dekat dengan lokasi STP;
- Dekat dengan lokasi *landfill* untuk meminimalisasi pergerakan kendaraan pengangkut;
- Pada area yang dapat diakses dari *camp* akomodasi, tetapi pada jarak yang cukup aman dari pengaruh bau, asap, ceceran atau gangguan visual;
- Pada area yang dapat diakses oleh jalan; dan
- Pada area yang memiliki akses terhadap listrik dan infrastruktur air bersih, serta drainase.

Rencana lokasi fasilitas pengelolaan limbah padat terpadu saat ini adalah pada timur laut dari fasilitas *camp* akomodasi yang ada saat ini dan disebelah utara dari STP diluar radius 30 mbar *blast zone* Kilang LNG. Lokasi ditunjukkan pada **Gambar I-30**.

Fasilitas pengelolaan limbah padat terpadu yang akan dibangun pada konstruksi tahap awal konstruksi (early work), yaitu insinerator limbah padat dan tempat penyimpanan sementara limbah B3 (Hazardous Waste Storage – HWS). Fasilitas lainnya akan dibangun selama tahap konstruksi, termasuk penyediaan insinerator limbah B3 dan tambahan landfill non B3 untuk limbah organik dan inert. Pada saat serah terima ke operasi, beberapa penyesuaian mungkin akan diperlukan untuk memenuhi kebutuhan penggunaan selama jangka panjang selama tahap operasi.

Limbah Padat Non B3

Estimasi volume limbah padat non B3 yang dihasilkan pada tahap konstruksi dapat dilihat pada **Tabel I-19** berikut ini:





Tabel I-19 Volume Limbah Tidak Berbahaya

No	Limbah Non B3	Perkiraan Volume (m³/orang/bulan)	Total Hari Kerja selama Konstruksi	Kemungkinan Volume Limbah yang dihasilkan (m³)
1	Sampah Organik	0,065	266.800	17.500
2	Sampah yang dapat didaur ulang	0,02	266.800	5.400
3	Sampah yang dapat dibakar	0,17	266.800	45.500
4	Sampah makanan			50.000
5	Sampah tidak mudah diuraikan (<i>Inert</i>)			15.000

Catatan: volume di atas mencakup konstruksi dua Kilang

Rencana fasilitas pengelolaan limbah padat non-B3 adalah sebagai berikut :

• Insinerator limbah non-B3 : untuk limbah yang dapat dibakar, seperti kertas, karton, dll;

Kapasitas insinerator = $\pm 2 \times 3$ ton per hari (1 operasi dan 1 cadangan)

- Pengering makanan dan komposter: untuk limbah organik;
- Pencacah kayu;
- Mesin pemadat kaleng dan pencacah plastik;

Limbah yang dapat didaur-ulang, seperti kaleng makanan/minuman yang telah dipres dan botol plastik yang telah dicacah, direncanakan untuk dikirim ke fasilitas yang dapat melakukan daur-ulang.

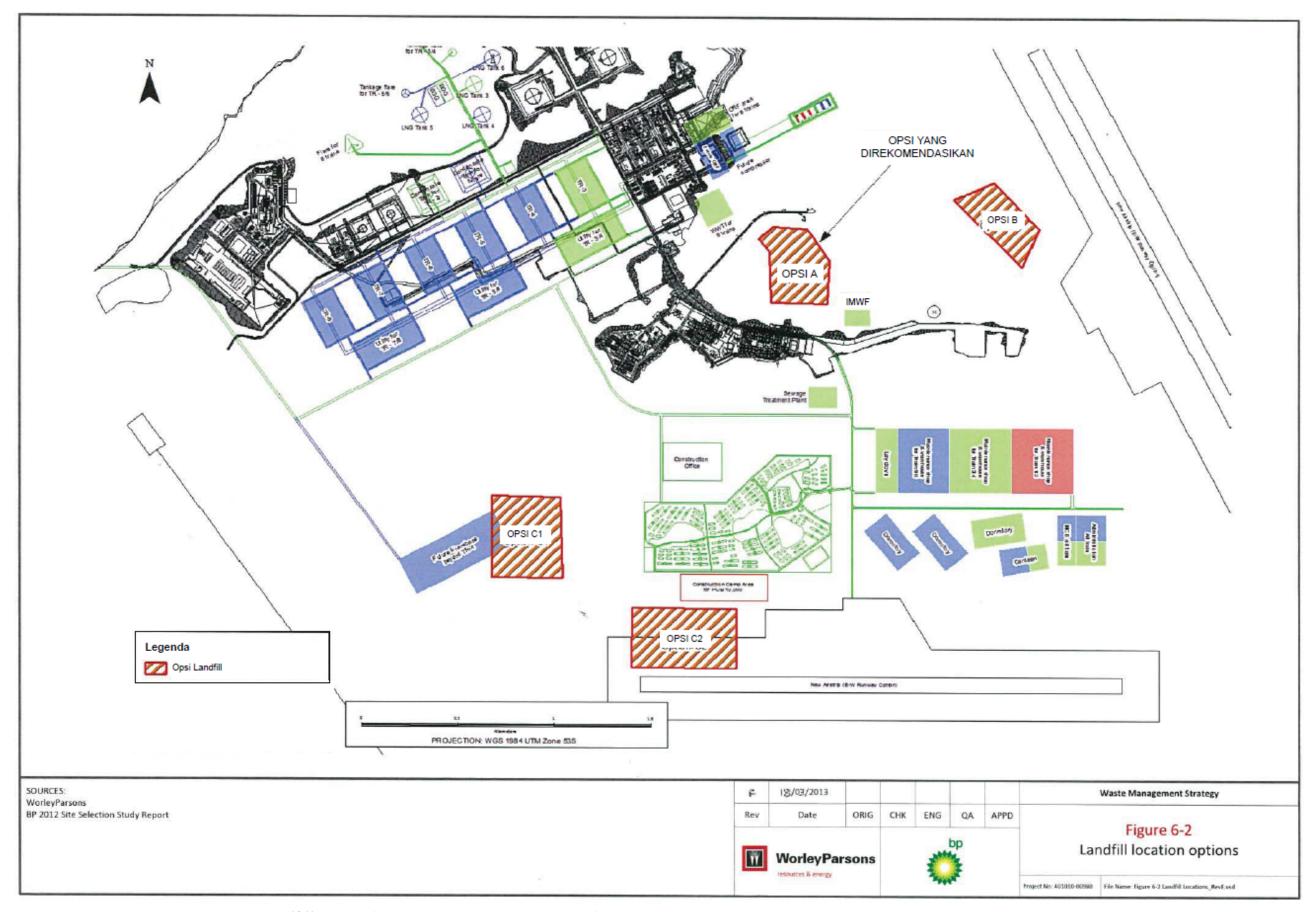
Landfill non-B3 (untuk sampah inert dan sampah organik)

Kapasitas *landfill* akan dibangun untuk dapat mengakomodasi 110% volume sampah yang dihasilkan pada tahap konstruksi. Saat ini ada empat alternatif lokasi yang dipertimbangkan untuk menjadi lokasi *landfill*. Dari sisi logistik, opsi A merupakan opsi yang paling dikehendaki karena lokasinya yang berdekatan dengan lokasi IWMF dan STP serta akses ke infrastruktur yang dibutuhkan. Namun demikian, lokasi final *landfill* akan ditentukan setelah dilakukan kajian-kajian teknis terkait dilakukan, seperti topografi, hidrologi, hidrogeologi, geologi, geoteknis, kajian lingkungan dan studi terkait lainnya. Alternatif lokasi yang dipertimbangkan untuk menjadi lokasi *landfill* dapat dilihat pada **Gambar I-30**.

Kemungkinan pencacahan (*maceration*) sisa makanan dan pembuangan ke STP saat ini sedang dikaji. Hal ini bertujuan untuk mengurangi volume sampah yang masuk ke *landfill*. Jika dari hasil studi, pengelolaan dengan menggunakan pencacah makanan dinyatakan efektif, maka pencacah makanan akan digunakan sebagai salah satu fasilitas pengelola limbah padat non B3.







Gambar I-30 Alternatif Lokasi Landfill Non B3 (untuk Limbah Organik dan Inert)





Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Estimasi volume limbah B3 yang dihasilkan pada tahap operasi dapat dilihat pada **Tabel I-20** berikut ini.

Tabel I-20 Estimasi Volume Limbah B3

Tipe Limbah B3	Volume per Bulan (m³) pada Tahap Konstruksi
Bekas kemasan/kontainer	900
Minyak/Oli bekas	350
Kaleng bekas bahan kimia	180
Sisa bahan kimia	90
Lain-lain	250
Total	1.770

Note: volume di atas mencakup untuk dua kilang LNG

Fasilitas dan peralatan pengolahan limbah yang direncanakan untuk menangani limbah B3 antara lain :

- Insinerator limbah B3 (untuk limbah B3 yang dapat dibakar);
- Tempat Penyimpanan Sementara Limbah B3 (untuk limbah B3 yang tidak dapat dibakar termasuk abu dari insinerator B3) sebelum dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin

Desain insinerator limbah B3 dan tempat penyimpanan sementara limbah B3 akan dilakukan sesuai dengan peraturan Indonesia dan persyaratan IFC yang berlaku.

Fasilitas dan peralatan pengolahan limbah yang disediakan akan dirancang dengan mempertimbangkan pembelajaran dari pengelolaan limbah dari kegiatan konstruksi dan operasi saat ini. Rancangan rinci mengenai pengelolaan limbah dan peralatan yang akan digunakan saat ini masih dalam kajian dan akan dimasukkan ke dalam RKL-RPL.

Sebagian dari fasilitas pengolahan limbah yang dibangun pada saat konstruksi akan dibiarkan (tidak dibongkar) untuk digunakan pada jangka panjang (tahap operasi).

B9. Pengelolaan Limbah Cair

Pembuangan air limbah yang dihasilkan pada tahap konstruksi akan dilakukan ke lokasi pembuangan yang sama dengan lokasi pembuangan air limbah yang ada saat ini. Pembuangan air limbah pada tahap konstruksi akan dilakukan dengan menggunakan pipa GRP-HDPE (atau sejenisnya) dengan diameter sekitar 18" dan panjang sekitar 5 km.

Limbah cair utama yang mungkin dihasilkan selama tahap konstruksi adalah sebagai berikut:



Limbah Domestik - Limbah domestik yang dihasilkan dari *camp* konstruksi akan diolah di satu sistem instalasi pengolahan limbah domestik di lokasi proyek. Instalasi pengolahan limbah domestik yang dibangun pada tahap konstruksi berupa unit pengolahan limbah domestik terpadu (*integrated sewerage unit*), yang nantinya akan digunakan sampai tahap operasi setelah tahap konstruksi selesai dengan kapasitasnya disesuaikan dengan jumlah POB.

Rencana saat ini adalah menggunakan unit pengolahan biologis aerobik dilengkapi dengan desinfektan. Kapasitas desain akan disesuaikan dengan jumlah tenaga kerja pada saat puncak konstruksi. Perkiraan saat ini untuk volume limbah domestik yang dihasilkan pada tahap konstruksi adalah sekitar 3.800 m³/hari.

Air keluaran dari unit pengolahan limbah domestik, akan ditampung untuk nantinya digunakan kembali (*re-use*) untuk keperluan-keperluan tertentu, seperti penyiraman tanaman, penyiraman jalan dan kegiatan lain yang sejenis. Lumpur dari sisa pengolahan limbah domestik akan dibuang ke IWMF (kemungkinan *landfill* non B3).

Limpasan Air Hujan - Air hujan akan dikelola selama tahap konstruksi untuk meminimalkan erosi dan aliran sedimen ke dalam badan air di sekitarnya. Praktek-praktek pengelolaan limpasan air hujan biasanya terdiri dari struktur drainase, kolam penampungan dan penahan air hujan, penyaringan, serta *separator* air dan minyak. Sistem drainase dan pengendalian sedimen dan erosi sementara untuk meminimalkan erosi, misalnya *riprap*, penanaman kembali, stabilisasi tanah miring (*slope*), dan sebagainya, akan dibuat sesuai dengan kebutuhan.

Limpasan air hujan dari area yang diperkirakan bersih akan dibiarkan untuk mengalir melalui melalui parit-parit alami atau yang dibuat menuju badan air alami terdekat. Limpasan dari tempat-tempat yang kemungkinan terkena kontaminasi akan dialihkan ke kolam penampung sementara. Air yang dikumpulkan di dalam kolam ini akan dites sebelum dibuang. Jika hasil tes menunjukkan kualitas air memenuhi baku mutu yang berlaku, air tersebut dapat langsung dibuang ke saluran air/sungai. Jika tidak, air tersebut akan diolah terlebih dahulu sebelum dibuang.

Air Limbah dari *Batching Plant*. Air limbah yang dihasilkan biasanya mengandung *Alkaline* dan memiliki karakteristik TSS tinggi. Air limbah ini akan diolah terlebih dahulu di kolam netralisasi sementara sampai memenuhi baku mutu yang berlaku sebelum dibuang ke lingkungan.

Kolam netralisasi sementara untuk air limbah *batching plant* akan dibangun selama masa konstruksi sesuai dengan volume limbah yang harus dikelola.



Namun demikian, volume air limbah dari *batching plant* sangat kecil (tidak lebih dari 10 m³/hari) dan sifatnya intermiten (bukan merupakan kegiatan yang kontinu) sehingga tidak akan menjadi sumber utama air limbah di kegiatan Tangguh LNG. Air limbah tersebut juga dapat digunakan kembali untuk kegiatan yang sama. Air limbah yang tidak dapat digunakan kembali akan diolah dulu ke kolam netralisasi untuk memenuhi baku mutu sebelum dibuang ke lokasi pembuangan di laut.

Hydrotest- Selama *commissioning* Kilang LNG dan fasilitas pendukungnya, uji tekanan akan dilakukan dengan menggunakan air (*hydrotest pressure*) pada katup-katup (*vessels*) dan perpipaan. Alternatif lokasi pembuangan air bekas *hydrotest* ini masih sedang dikaji.

Brine Water Reject – Jika Tangguh LNG memutuskan untuk menggunakan desalinasi/RO untuk penyediaan air bersih selama tahap konstruksi, maka akan terjadi peningkatan volume *brine water reject*.

Perkiraan volume *brine* water reject yang dihasilkan selama tahap konstruksi adalah sekitar 3.000 m³/hari, dengan asumsi efisiensi unit RO 0,4. Pembuangan *brine water reject* akan berkurang secara signifikan jika opsi air tanah yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan air pada tahap konstruksi proyek.

B10. Pembangkit Tenaga Listrik/Generator

Selama tahap konstruksi, generator akan digunakan untuk menghasilkan listrik untuk kegiatan konstruksi.

B11. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia

Fasilitas penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia selama tahap konstruksi biasanya akan dikelola oleh Kontraktor EPC. Tempat penyimpanan bahan bakar untuk kegiatan konstruksi Proyek Pengembangan Tangguh LNG akan dibangun terpisah dari tempat penyimpanan bahan bakar dari operasi saat ini. Bahan Bakar akan didatangkan dan diangkut dengan LCT atau kapal jenis lainnya dan disimpan di fasilitas penyimpanan bahan bakar di lokasi Tangguh LNG.

Bahan bakar dan bahan kimia akan disimpan pada fasilitas penyimpanan di darat.

Volume bahan bakar dan bahan kimia yang akan disimpan belum dapat diperkirakan pada tahap ini. Kebutuhan tempat untuk penyimpanan dan bongkar muat selama masa konstruksi akan ditentukan pada studi rancang bangun rinci (*Detail Engineering Study*).



C. Tahap Operasi

C1. Penerimaan Tenaga Kerja

Kegiatan operasi Tangguh LNG saat ini mempekerjakan kurang lebih 1.800 tenaga kerja. Jumlah ini dapat meningkat sampai dengan maksimum 30% pada saat TAR atau pemeliharaan skala besar (heavy maintenance). Jumlah ini termasuk kebutuhan tenaga kerja untuk pengoperasian dan pemeliharaan Kilang LNG, anjungan lepas pantai, pipa transmisi gas dan fasilitas pendukung lain.

Tambahan tenaga kerja sekitar 500 – 1.000 orang akan diperlukan untuk pengoperasian dan pemeliharaan fasilitas pada tahap awal operasi Proyek Pengembangan Tangguh LNG. Untuk pengembangan tahap selanjutnya, penambahan jumlah tenaga kerja bisa mencapai dua kali lipat dari penambahan pada pengembangan tahap awal.

Rencana saat ini adalah kebutuhan tenaga kerja operasi dan pemeliharaan untuk tambahan kilang dan fasilitas baru akan diisi oleh tenaga kerja yang ada saat ini (tidak ada penambahan tenaga kerja) melalui pengembangan kemampuan tenaga kerja yang ada. Penambahan tenaga kerja kemungkinan akan diperlukan. Namun demikian, jumlah tenaga kerja yang disebutkan dalam dokumen AMDAL ini merupakan suatu angka perkiraan dan tidak untuk diinterpretasikan sebagai indikasi adanya peningkatan kesempatan kerja.

Kualifikasi tenaga kerja akan ditentukan dari hasil studi mengenai kebutuhan tenaga kerja dan akan dijelaskan lebih lanjut dalam RKL-RPL.

C2. Pembuangan Gas Suar Bakar (Flaring)

Untuk dapat menyediakan 100% wet dan dry flare system, sebuah common flare akan dibangun. Dalam hal ini, sebuah common flare juga akan dipasang sebagai cadangan untuk menangani beban wet dan dry flare. Cerobong-cerobong tersebut, wet, dry dan flare cadangan akan dipasang pada satu struktur derrick yang memungkinkan penarikan satu cerobong flare sementara flare yang lain tetap beroperasi, tanpa ada personel yang bekerja di atas platform pemasangan riser.

Instalasi *flaring* yang baru akan didesain dengan metode *demountable flaring* yang dapat menampung *multiple riser* suar bakar sampai dengan enam kilang.

Beberapa keuntungan penggunaan demountable flare antara lain:

- Memungkinkan dilakukannya kegiatan pemeliharaan beberapa flare riser sementara sistem flare lainnya dan kilang tetap beroperasi;
- Meminimalisir kebutuhan lahan untuk flare;
- Adanya ruang ekstra pada *derrick* memungkinkan tambahan *riser* pada pengembangan tahap selanjutnya.



Instalasi *flaring* (*demountable flare*) yang baru akan terdiri atas *dry*, *wet and common spare flare*, termasuk *flare headers*, *knock-out* (*KO*) *drums* dan *flare stacks* untuk Kilang LNG yang ada saat ini dan pengembangannya sampai dengan Kilang LNG 6.

Diagram skematik *flare* untuk operasi enam kilang dapat dilihat pada **Gambar I-31**. Instalasi *flaring* ini rencananya akan ditempatkan pada sisi barat fasilitas Tangguh LNG (sebelah utara dari tangki kondensat yang ada saat ini seperti yang ditunjukkan pada **Gambar I-32** dengan tinggi cerobong (*stack*) 130 m dan diameter 48 inci.

Sistem *flare* yang ada saat ini untuk Kilang LNG 1 dan 2 nantinya akan disambungkan ke sistem *flare* yang baru.

Tankage flare yang baru akan disediakan di lokasi tangki LNG yang baru, termasuk sebuah flare header dari baja anti karat dan suar bakar di tempat tinggi (elevated flare stack). Sama seperti Tankage Flare yang ada saat ini, flare KO drum juga tidak akan disediakan.

Pembakaran *purge gas* dan *pilot flaring* perlu dilakukan untuk alasan keselamatan. Selain itu, akan ada pembakaran *flaring* rutin yang diperlukan, seperti pada *dry dock ship, warm LNG ship, mixed refrigerant composition, start-up* kilang setelah TAR/trip. Jumlah *flaring* akan meningkat secara signifikan pada saat *start-up* dan *commissioning*.

Berdasarkan pengalaman operasi saat ini (Kilang LNG 1 dan 2), jumlah *flaring* per tahun dari operasi normal adalah sebagai berikut :

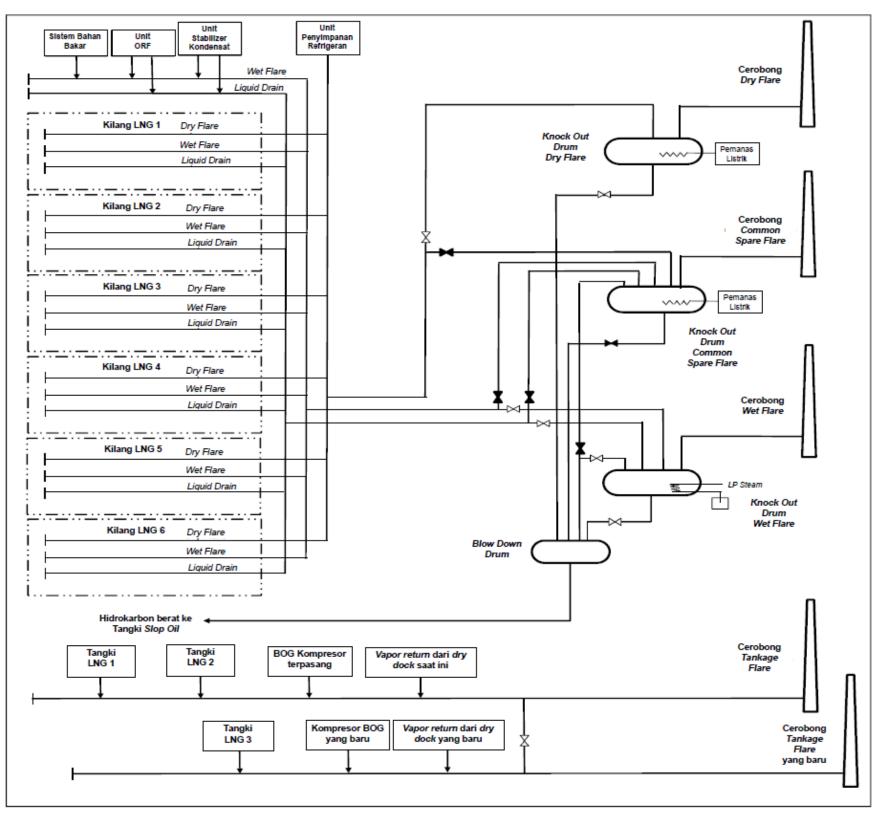
Tabel I-21 Jumlah Flaring Pertahun (2011 - Mei 2013)

Tahun	Total Feed Gas (mmscf)	Flare (mmscf)	Flare vs Feed gas (%)
2011	394.637	9.222	2,34
2012	421.395	6.668	1,58
2013 (YTD Jan-Mei) Perkiraan 5.500 mmscf	172.937	1.573	0,91

Maka untuk operasi Kilang LNG 3 dan 4, jumlah total *flaring* per tahun diperkirakan sekitar 5.500 mmscf. Kilang LNG yang baru akan didesain dengan mempertimbangkan pengalaman dari operasi Kilang LNG yang ada saat ini, khususnya dalam hal pengurangan *flaring*.





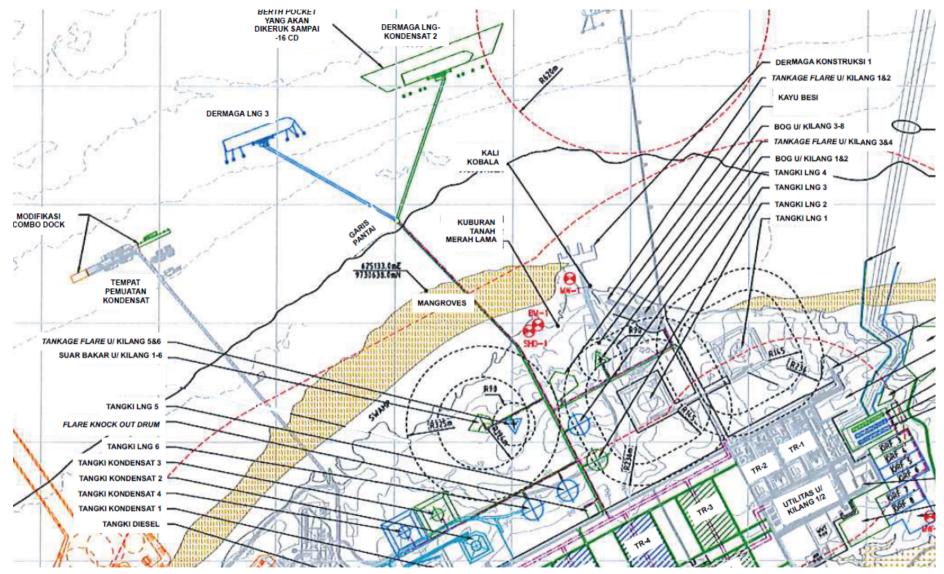


Source: Tangguh Expansion Onshore Flare and Blow Down Basis of Design (186-DBS-PS-0001 Rev. B01)

Gambar I-31 Gambar Skematik Demountable Flare untuk 6 Kilang







Gambar I-32 Rencana Lokasi Flare yang Baru



C3. Pembangkit Listrik (Turbin Gas)

Proyek Pengembangan Tangguh LNG akan menambah tiga unit pembangkit listrik tenaga uap yang masing-masing mempunyai kapasitas 35 MW yang mampu memenuhi semua kebutuhan listrik untuk operasi proyek. Tenaga listrik dihasilkan oleh turbin uap yang menggerakkan sistem generator (STG) dengan uap bertekanan tinggi yang berasal dari rangkaian sistem uap yang berada di area utilitas. Setiap turbin generator mengalirkan listrik dengan voltase 11 kV, 3 phase, 50 hertz untuk masing-masing generator yang didistribusikan oleh tegangan premier sebesar 33 kV. Sistem pembangkit tenaga listrik yang ada saat ini terdiri dari tiga unit STG masing masing berkapasitas 35 MW.

Tenaga listrik cadangan untuk keadaan darurat dihasilkan oleh pembangkit yang digerakkan oleh mesin diesel darurat (EDG) yang didistribusikan dari panel saklar darurat. Sistem pembangkit listrik darurat untuk Proyek Pengembangan Kilang LNG akan dibangun sama dengan yang ada saat ini terdiri dari empat EDG dengan kapasitas masing masing 2,3 MW.

C4. Boiler

Uap bertekanan tinggi (*High Pressure* – HP Steam) dihasilkan pada kondisi 40 kg/cm²G dan 400°C di *Heat Recovery Steam Generators* (HRSG) yang dipasang pada cerobong pembuangan (*exhaust*) Gas Turbin *Frame-7* yang menggerakkan kompresor pendingin utama pada Kilang LNG dengan dukungan turbin uap. Uap jenuh bertekanan tinggi dihasilkan dari injeksi *boiler feed water* untuk menurunkan suhu hingga mencapai kondisi hampir jenuh pada suhu 251°C pada 40 kg/cm²G.

Uap tekanan menengah (*Medium Pressure* – MP Steam) (24 kg/cm²G, 223°C) dihasilkan dari unit penurunan bertekanan sedang (penurunan tekanan dan *de-superheating*). Dalam unit penurunan ini, uap bertekanan tinggi akan diturunkan tekanannya hingga 24 kg/cm²G di bawah *system control* tekanan, kemudian *boiler feed water* akan diinjeksikan untuk menurunkan suhu ke kondisi hampir jenuh pada 223°C.

Uap tekanan rendah (*Low Pressure -* LP Steam) (3,5 kg/cm²G, 148°C) dihasilkan dari turbin uap yang digunakan untuk menggerakkan kompresor pendingin pada Kilang LNG. Uap bertekanan rendah dari turbin masih dalam kondisi panas. Oleh karena itu, *boiler feed water* akan diinjeksikan untuk mengontrol pengurangan panas pada uap sampai dengan suhu 148°C. unit penurunan bertekanan rendah juga dilengkapi dengan sistem injeksi *boiler feed water* untuk menghasilkan uap jenuh bertekanan rendah dari uap bertekanan tinggi.



Uap tersebut kemudian didistribusikan melalui pipa distribusi ke fasilitas pengguna. Uap bertekanan tinggi digunakan untuk menghidupkan turbin uap pada kompresor pendingin di Kilang LNG. Turbin uap ini menghasilkan tenaga untuk menghidupkan turbin gas *Frame-7* yang menggerakan rangkaian kompresor, termasuk menyediakan tambahan tenaga selama operasi. Tipe turbin uap yang digunakan adalah *backpressure type*, maka aliran uap yang keluar dari turbin adalah uap bertekanan rendah. Penggunaan lain dari uap bertekanan tinggi adalah pada generator turbin uap (*Steam Turbine Generator*) di area utilitas.

Uap yang hilang di dalam sistem akan diganti oleh *boiler make up water*. *Boiler make up water* terdiri dari air bersih yang dicampur dengan uap kondensat yang kemudian diolah di dalam paket demineralisasi.

Unit penghasil uap akan dikembangkan untuk menghasilkan dan mendistribusikan tambahan uap yang dibutuhkan untuk pengoperasian fasilitas Pengembangan Tangguh LNG, termasuk penghubung (interconnection) dengan sistem yang sudah ada. Perkiraan peralatan sistem uap yang digunakan dapat dilihat pada **Tabel I-22**.

Tabel I-22 Kemungkinan Peralatan untuk Sistem Uap

Deskripsi	Peralatan yang saat ini ada di Tangguh LNG	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)		
Steam Supply				
Boilers	1 set (3xboilers)	1 set (3xboilers)		
HRSG	2 set (2xkilang)	2 set (2xkilang)		
BFW (system)	1 set	1 set		
Steam Consumers				
Process Reboilers	Process Reboilers 2 set (2 Kilang LNG) 1 set (1 Kila			
STGs	Gs 1 set (3x35MW) 1 set (3x35MW)			

Catatan:

- Rencana tata letak untuk pengembangan sistem uap harus ditempatkan pada area yang tersedia sisi barat dari blok utilitas yang ada saat ini. Boiler baru akan ditempatkan di sekitar unit yang ada.
- 2. Pengembangan tahap selanjutnya dibutuhkan untuk menentukan apakah generator turbin uap (*Steam Turbine Generator*) tambahan diperlukan. Penjumlahan sederhana dari rancangan beban listrik mengindikasikan bahwa satu unit pembangkit listrik tambahan dengan kapasitas 35 MW kemungkinan akan diperlukan, sedangkan data operasional mengindikasikan hal ini tidak mungkin tidak dibutuhkan.
- 3. Akan disediakan ruang untuk tambahan fasilitas untuk memenuhi kebutuhan pengembangan Kilang LNG 4. Hal ini kemungkinan akan termasuk satu paket STG, satu paket boiler, satu de-aerator, satu ST condenser, satu condensate recovery drum, satu pompa kondensat dan satu paket boiler feed water make up. Diasumsikan semua item tersebut akan dirancang dengan desain dan kapasitas yang sama dengan yang dibangun pada pengembangan tahap awal (Kilang LNG 3).



C5. Insinerator Gas Kecut (Acid Gas Incinerator/AGI)

Gas kecut dari drum *Amine Flash Reflux* mengandung sejumlah kecil hidrokarbon ringan, senyawa *aromatic* seperti *benzene, toluene, xylene* (BTEX) dan berbagai senyawa sulfur, yang harus dioksidasi sebelum dilepas ke atmosfer. Proses oksidasi ini dilakukan dalam *Acid Gas Incinerator*.

Unit pembakaran termal (*thermal combustion unit*) akan disediakan untuk membakar gas kecut keluaran (*vent gas*) dari *Acid Gas Removal Unit*. Gas Kecut dari bejana *Amine Flash Reflux* dikirim ke unit Insinerator, dimana semua zat yang mudah terbakar akan berubah menjadi produk yang teroksidasi.

Tambahan panas yang dibutuhkan untuk mencapai suhu pembakaran yang dibutuhkan akan dihasilkan oleh pembakar tambahan (auxiliary burner), pembakaran bahan bakar (firing fuel gas) atau flash gas dari unit tersebut.

Kandungan H₂S maksimum di dalam gas buang (*flue gas*) adalah 5 ppmv. Jika terjadi trip atau kendala teknis lainnya yang menyebabkan *Insinerator* tidak dapat dioperasikan, gas kecut akan dilepas langsung ke atmosfer melalui *venting* dan *flash gas* dialirkan ke suar bakar (*flare*) karena mengandung hidrokarbon.

C6. Penyediaan Air

Kebutuhan air selama operasi Kilang LNG 3 dan 4 diperkirakan sebesar 79 m³/jam. Kualitas air harus sesuai dengan yang diatur pada PP No. 82 Tahun 2001 mengenai Pengelolaan Kualitas Air dan Pengendalian Pencemaran Air.

Ada dua alternatif penyediaan air yang akan dikaji dalam studi AMDAL ini, yaitu:

1. Pengambilan Air Tanah

Alternatif penggunaan sumber air tanah untuk menggantikan atau sebagai suplemen sistem desalinasi yang ada saat ini sedang dipertimbangkan sebagai bagian dari rencana Proyek Pengembangan Tangguh LNG dan masuk dalam lingkup studi AMDAL ini.

Untuk penyediaan air tanah, opsi untuk memiliki sumur produksi air tanah di dalam pagar properti Tangguh dan kemungkinan penyediaan air tanah dari daerah di luar Tangguh atau kombinasi keduanya akan dipertimbangkan.

Penggunaan air tanah diperkirakan akan dapat mengurangi secara signifikan volume buangan air limbah (*brine reject*) ke dalam Teluk Bintuni, sehingga dapat memberikan manfaat dari sisi lingkungan. Selain itu, penggunaan air tanah diperkirakan dapat menghemat energi dan mengurangi emisi gas rumah kaca.



Beberapa studi dan kajian sebelumnya terhadap air tanah telah dilakukan di lokasi Tangguh LNG, termasuk studi literatur (*desktop study*), pemodelan air tanah, pengeboran *pilot hole*, dan survei geofisika.

Hasil dari kajian-kajian tersebut mengindikasikan adanya akuifer air tanah yang diperkirakan dapat mencukupi kebutuhan air untuk konstruksi dan operasi Tangguh LNG. Penyelidikan lapangan termasuk pengeboran beberapa sumur-sumur produksi dan pemantauan serta tes pemompaan telah direkomendasikan dan disetujui oleh Kementerian Lingkungan Hidup (KLH) pada tahun 2006 untuk mengkonfimasi temuan-temuan pada kajian literatur (desktop study). Karena beberapa alasan tertentu termasuk pada tahun tersebut Tangguh LNG sedang berada pada puncak kegiatan konstruksi Kilang LNG 1 dan 2, Tangguh LNG memutuskan untuk menunda program penelitian air tanah tersebut.

Kajian literatur (*desktop study*) tambahan yang baru-baru ini dirampungkan mengkonfirmasi temuan-temuan sebelumnya dan merekomendasikan untuk melanjutkan program-program yang dulu direncanakan dengan beberapa perubahan. Penyelidikan lapangan air tanah dilakukan sebagai bagian dari studi AMDAL ini.

Sebagai bagian dari studi AMDAL ini, dilakukan pengeboran satu sumur produksi dengan kedalaman 400 m dan satu sumur pemantauan dengan kedalaman 150 m untuk tes pompa selama 10 hari. Jika pengujian ini menunjukkan hasil yang positif dan opsi air tanah dinyatakan layak dan disetujui dalam AMDAL, maka Tangguh LNG akan melakukan pengeboran untuk sumur-sumur produksi tambahan dengan kedalaman sampai dengan 400 m dan tambahan 2 sumur pemantauan pada kedalaman sampai dengan 300 m untuk memantau potensi dampak intrusi air laut dan penurunan muka tanah, serta memantau potensi dampak ketersediaan air tanah milik penduduk. Jumlah sumur produksi air tanah yang akan dibor untuk memenuhi kebutuhan air selama konstruksi dan operasi akan ditentukan berdasarkan hasil kajian air tanah.

2. Desalinasi

Kegiatan operasi Tangguh LNG saat ini menggunakan sistem desalinasi air laut untuk memenuhi kebutuhan air. Saat ini pemenuhan kebutuhan air di Tangguh LNG dilakukan dengan menggunakan desalinasi (kapasitas 3x28 m³/jam) dan *reverse osmosis* (86 m³/jam).

Jika nantinya Proyek Pengembangan Tangguh LNG menggunakan desalinasi sebagai sumber penyediaan air, maka unit desalinasi yang akan dibangun adalah sebesar 4x28 m³/jam (3x28 m³/jam akan dibangun pada pengembangan tahap awal dan sisanya pada pengembangan tahap selanjutnya). Air buangan dari proses desalinasi (*brine water reject*) nantinya akan dibuang ke laut bersama dengan buangan air limbah lainnya.

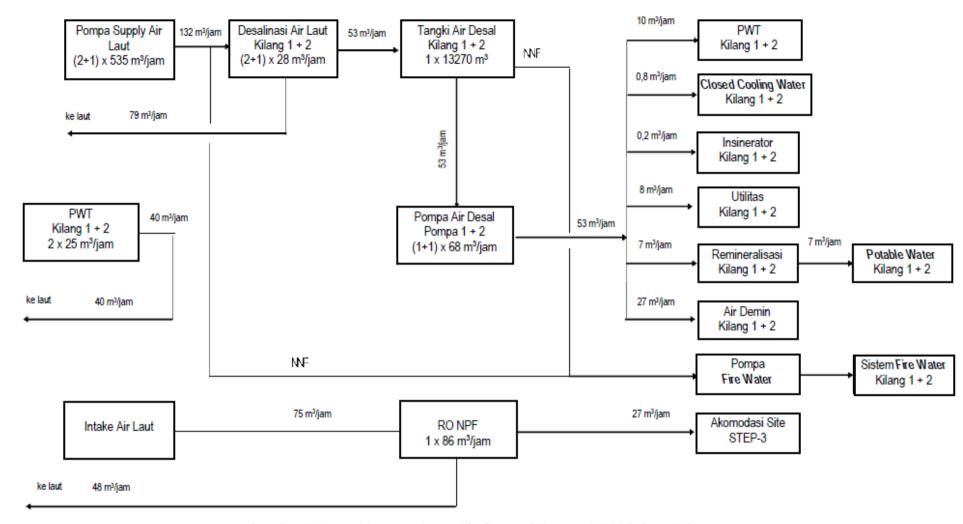


Pengambilan air tanah merupakan alternatif yang lebih dipilih untuk penyediaan air pada tahap konstruksi. Apabila kapasitas air tanah tidak mencukupi, maka akan digunakan kombinasi air tanah dan desalinasi sebagai sumber air.

Rincian dari program-program ini akan dijelaskan di Sub-Bab 2.1.5 Hidrogeologi dan Kualitas Air Tanah.







Gambar I-33 Neraca Massa Air Operasi Tangguh LNG Saat Ini



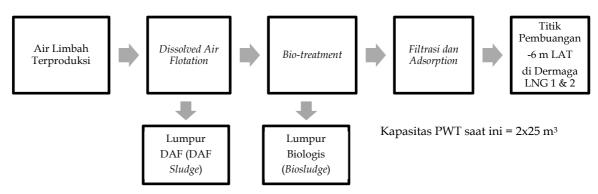
C7. Pengelolaan Limbah Cair

Perkiraan volume air limbah yang dihasilkan dari kegiatan operasi empat kilang adalah sebagai berikut:

Tabel I-23 Perkiraan Volume Air Limbah dari Operasi Empat Kilang LNG

Jenis Air Limbah	Unit Pengolahan	Volume (m³/hari)
Air terproduksi	Unit Pengolahan Air Terproduksi (PWT)	1.200
Air terkontaminasi minyak	CPI (Corrugated Plate Interceptor)	4.800
Air terkontaminasi bahan kimia	Kolam netralisasi	3.400
Limbah domestik	Instalasi Pengolahan Air Limbah (IPAL)	1.320
Air limbah desalinasi (brine water reject)	-	32.832
Total		43.552
Total (m³/jam)		1.851

Air Terproduksi



Gambar I-34 Diagram Alir Pengelolaan Air Terproduksi

Unit Pengolahan Air Terproduksi (PWT) yang ada saat ini menerima aliran air limbah dari sumber-sumber berikut:

- Air terproduksi dari ORF yaitu air terproduksi yang belum diolah yang disimpan di dalam tangki penyimpanan air terproduksi;
- Air keluaran pipa yang tersimpan di dewatering pit;
- Air dari kegiatan start-up sumur yang tersimpan di dewatering pit;
- Air terkontaminasi minyak dari unit CPI; dan
- Air daur ulang pengolahan biologi dari instalasi pengolahan air limbah (jenis aerobik konvensional).



Pada operasi saat ini, air terproduksi yang belum diolah disimpan di tangki air terproduksi dan tangki *offspec* air terproduksi kemudian dimasukkan ke Instalasi Pengolahan Air Terproduksi (PWT) untuk pemrosesan lebih lanjut. PWT terdiri dari:

- *Dissolved Air Floation* (DAF) penghilang minyak dan lemak pengolahan primer;
- Pengolahan Biologis pengolahan sekunder;
- Penyaring pasir pengolahan tersier;
- Penyaring karbon aktif pengolahan tersier;
- Pemrosesan lumpur yang dihasilkan dari instalasi pengolahan; dan
- Fasilitas injeksi bahan kimia.

Unit PWT yang ada saat ini tidak mencukupi untuk mengantisipasi peningkatan volume air limbah yang akan dihasilkan dari pengembangan Tangguh LNG. Dengan demikian, tambahan sebuah unit dengan desain yang sama dengan dua unit yang sudah ada saat ini (25 m³/jam) akan menambah kapasitas total dari PWT menjadi 75 m³/jam untuk tiga Kilang LNG. Penambahan unit PWT akan disesuaikan dengan penambahan kilang.

Lokasi unit PWT yang baru akan dibangun di sebelah timur Ruang Kontrol Utama (*Main Control Building* - MCB). Desain dari sistem terpadu harus dapat mengakomodir distribusi debit antara instalasi PWT yang baru dan yang sudah ada saat ini.

Dari hasil uji kinerja (performance test) yang dilakukan pada air yang telah diolah di PWT, diidentifikasi bahwa air effluen unit PWT memiliki potensi untuk diolah lebih lanjut (daur ulang) hingga memenuhi kriteria baku mutu air utilitas.

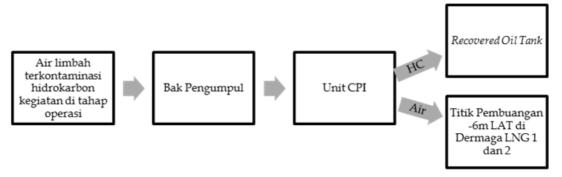
Sistem pengolahan air daur ulang akan tetap menghasilkan air buangan, namun kuantitasnya diperkirakan lebih sedikit daripada sebelumnya. Apabila debit air dari sistem pengolahan air daur ulang belum mencukupi untuk memenuhi kebutuhan air utilitas, maka pasokan air dari sumber lain (air tanah atau desalinasi) akan tetap dibutuhkan.

Studi untuk mengkaji kemungkinan reinjeksi air terproduksi dipertimbangkan untuk dilakukan di masa mendatang. Namun kemungkinan ini tidak termasuk dalam lingkup studi AMDAL ini. Apabila nantinya reinjeksi air terproduksi ini dilakukan, maka Tangguh LNG akan melakukan koordinasi dengan institusi terkait untuk mendapatkan arahan mengenai proses selanjutnya.



Lumpur DAF akan dikelola sesuai dengan hasil studi yang dilakukan dan/atau dijadikan bahan pembenah tanah dan/atau dibakar di insinerator limbah B3 dan/atau dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah B3 yang memiliki izin. Lumpur biologis akan dikelola sebagai bahan baku bahan pembenah tanah dan/atau penggunaan sejenis sesuai dengan hasil studi yang sedang dilakukan saat ini. Apabila hasil studi menunjukkan bahwa opsi ini tidak layak, maka opsi lain yang dipertimbangkan adalah membakar lumpur biologis di insinerator dan/atau dapat juga dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah B3 yang memiliki izin.

Air Terkontaminasi Minyak



Gambar I-35 Diagram Alir Pengelolaan Air Limbah yang Terkontaminasi oleh Minyak

Air limbah yang terkontaminasi oleh minyak dihasilkan pada tahap operasi dari beberapa sumber, antara lain :

- Area proses;
- Area utilitas/offsite;
- Area ORF;
- Area sekitar tangki kondensat;
- Area kompresor BOG;
- Area intake air laut;
- Area limpasan air hujan yang mungkin terkontaminasi.

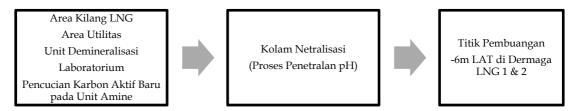
Air limbah yang terkontaminasi oleh minyak memiliki spesifikasi pembuangan yang berbeda dari air terproduksi, oleh karena itu unit pengolahan air terkontaminasi minyak harus disediakan terpisah (misalnya *Corrugated Plate Interceptor* – CPI). Saluran yang mengalirkan aliran air terkontaminasi minyak ke fasilitas PWT masih tetap disediakan sebagai *back-up* jika unit pengolahan air terkontaminasi minyak tidak dapat beroperasi.

Pertimbangan desain di atas didasarkan pada pembelajaran dari operasi Tangguh LNG saat ini. Unit CPI akan diperbaiki untuk dapat memisahkan hidrokarbon secara lebih baik lagi.



Pengelolaan lumpur dari unit CPI akan dilakukan sesuai dengan hasil studi yang dilakukan dan/atau bahan pembenah tanah dan/atau dibakar di insinerator limbah B3 dan/atau dikirim ke perusahaan pengelola limbah B3 berizin.

Air Limbah Terkontaminasi Bahan Kimia



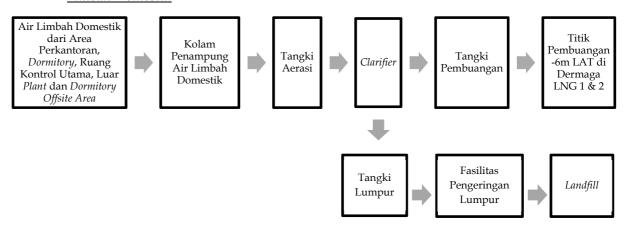
Gambar I-36 Diagram Alir Pengelolaan Air Limbah yang Terkontaminasi Bahan Kimia

Air limbah yang terkontaminasi bahan kimia dihasilkan dari :

- Area utilitas;
- Area proses;
- Laboratorium.

Bak netralisasi yang memadai (neutralization pit) akan disediakan untuk menerima air limbah yang terkontaminasi bahan kimia dan menetralkannya sampai memenuhi baku mutu air buangan. Sama dengan unit yang telah ada, kapasitas untuk bak neutralisasi yang baru harus mampu menampung air limbah yang dihasilkan dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG.

Limbah Domestik



Gambar I-37 Diagram Alir Pengelolaan Air Limbah Domestik



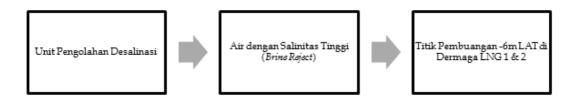
Instalasi Pengolahan Air Limbah (*Sewage Treatment Plant -* STP) permanen yang dibangun pada tahap konstruksi nantinya akan digunakan juga untuk menangani limbah domestik pada tahap operasi (termasuk *commissioning*) Proyek Pengembangan Tangguh LNG, dengan penyesuaian dengan jumlah POB pada tahap operasi.

Selain untuk mengolah limbah domestik, STP juga akan digunakan untuk mengelola air lindi (*leachate*) dari *landfill* organik.

Air limbah domestik yang telah diolah di STP sebagian akan ditampung dan akan digunakan kembali (*re-use*), antara lain digunakan untuk penyiraman tanaman, penyiraman jalan dan penggunaan lain yang sejenis. Air limbah domestik yang telah diolah tidak akan digunakan untuk konsumsi manusia.

Lumpur hasil pengolahan akan dibuang ke *landfill* dan/atau sebagai bahan baku pembuatan kompos dan/atau bahan pembenah tanah dan/atau penggunaan sejenis sesuai dengan hasil studi yang dilakukan saat ini dan/atau membakar lumpur biologis di insinerator.

<u>Pembuangan Air Limbah Desalinasi (Brine Water Reject)</u>

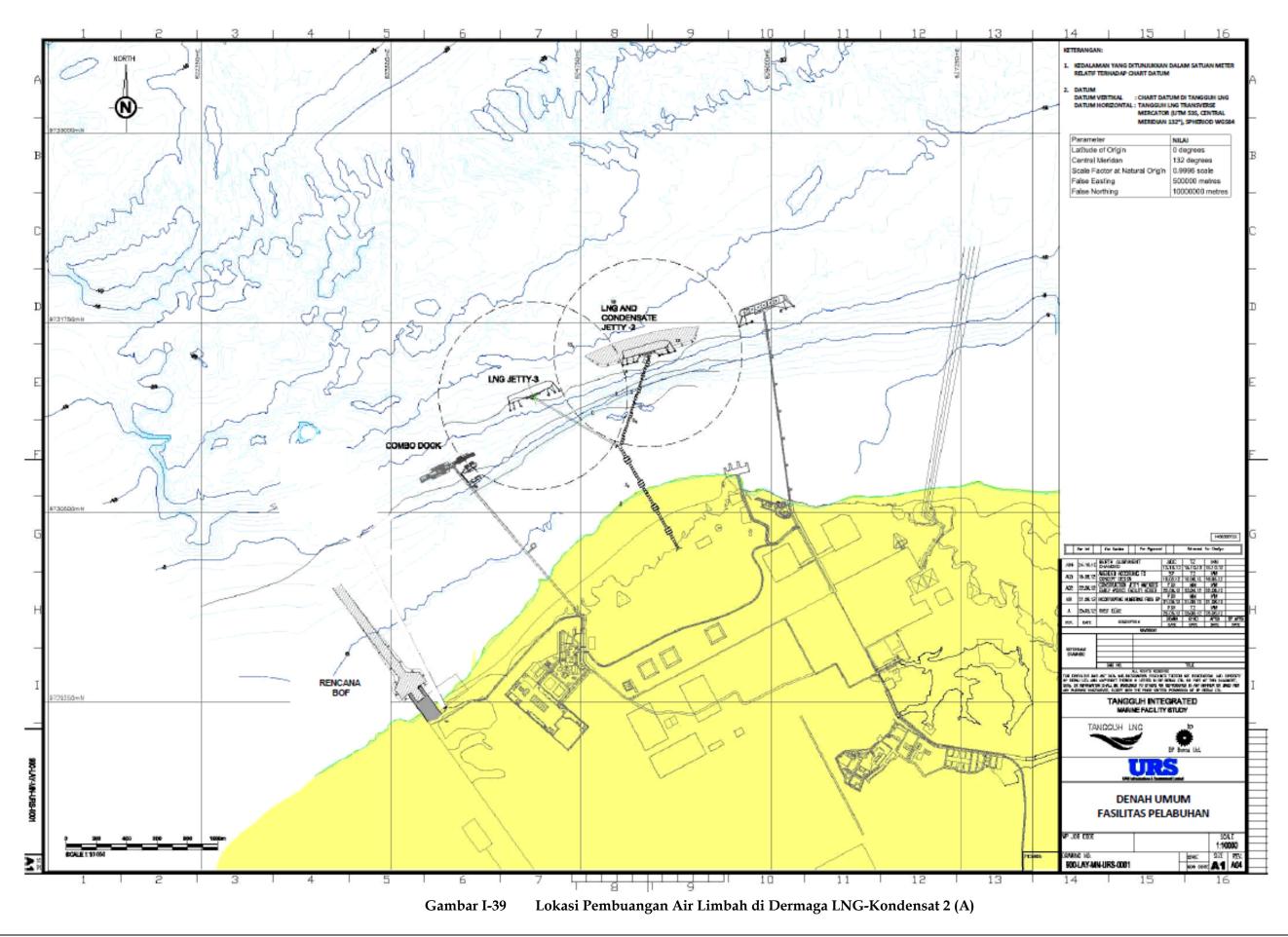


Gambar I-38 Diagram Alir Pembuangan Air Limbah Desalinasi (Brine Water Reject)

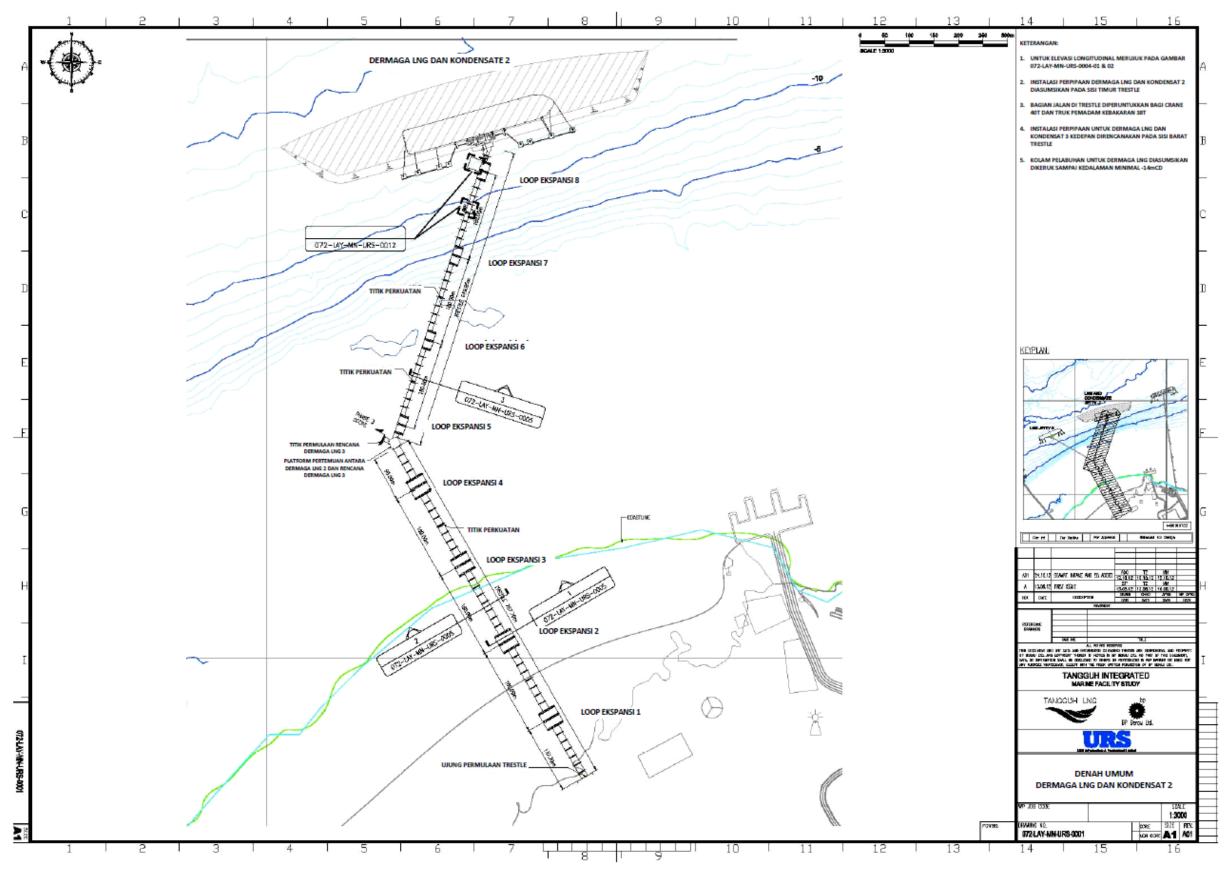
Volume air limbah desalinasi akan meningkat jika Proyek Pengembangan Tangguh LNG membangun unit desalinasi baru untuk memenuhi kebutuhan air selama dan setelah konstruksi Proyek Pengembangan Tangguh LNG. Pembuangan air asin akan berkurang secara signifikan jika Proyek Pengembangan Tangguh LNG menggunakan air tanah sebagai sumber air.

Air limbah yang dihasilkan pada tahap operasi Tangguh LNG akan dibuang ke laut dengan lokasi titik pembuangan berada pada kedalaman -6 m LAT melalui jalur pipa pembuangan baru yang akan dibangun di dermaga LNG-kondensat 2. Pipa ini akan disambungkan dengan jalur pipa pembuangan yang ada saat ini. Lokasi pembuangan air limbah yang baru dapat dilihat pada Gambar I-39.









Gambar I-40 Lokasi Pembuangan Air Limbah di Dermaga LNG-Kondensat 2 (B)





C8. Pengelolaan Limbah Padat Non B3 dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Seperti yang telah dijelaskan pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B8. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3), fasilitas pengelolaan limbah padat akan dibangun sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG dengan tujuan untuk menyediakan suatu fasilitas pengelolaan limbah terpadu untuk mengelola limbah dari kegiatan konstruksi, operasi dan pengeboran.

Limbah Padat Non B3

Estimasi volume limbah padat non B3 yang dihasilkan pada tahap operasi dapat dilihat pada **Tabel I-24** berikut ini.

Tabel I-24 Estimasi Volume Limbah padat Non B3

Tipe Limbah Padat	Volume per bulan (m³)	
Limbah padat Organik	100	
Limbah padat yang dapat didaur ulang	85	
Limbah padat yang dapat dibakar	500	
Limbah Kayu	90	
Limbah Inert	60	
Total	835	

Sumber: Waste Management Strategy Worley Parsons Rev. B03

Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Estimasi volume limbah B3 yang dihasilkan pada tahap operasi dapat dilihat pada **Tabel I-25** berikut ini.

Tabel I-25 Estimasi Volume Limbah B3

Tipe Limbah B3	Volume pada tahap operasi	
Limbah padat	60 m³/bulan	
Limbah cair	60 m³/bulan	
Kaleng bekas bahan kimia	-	
Sisa bahan kimia	60 m³/bulan	
Lain-lain	110 m³/bulan	
Limbah terkontaminasi merkuri	100 m³/tahun	

Sumber: Waste Management Strategy Worley Parsons Rev. B03

Limbah B3 yang dihasilkan dari kegiatan operasi Tangguh LNG termasuk limbah padat dari proses, limbah cair dari proses dan katalis yang terkontaminasi merkuri yang dihasilkan selama kegiatan *Turn Around* (TAR). Kegiatan TAR akan dilakukan secara rutin untuk pemeliharaan kilang, namun demikian penggantian katalis merkuri tidak dilakukan secara rutin, melainkan jika diperlukan saja. Limbah katalis merkuri yang dihasilkan akan dikirimkan ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin.



Pengelolaan limbah B3 akan mengikuti peraturan Indonesia yang berlaku (PP No. 18 jo 85 Tahun 1999), rencana saat ini adalah menggunakan insinerator limbah B3 untuk membakar limbah B3 yang dapat dibakar atau disimpan sementara pada TPS B3 sebelum dikirim ke fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin.

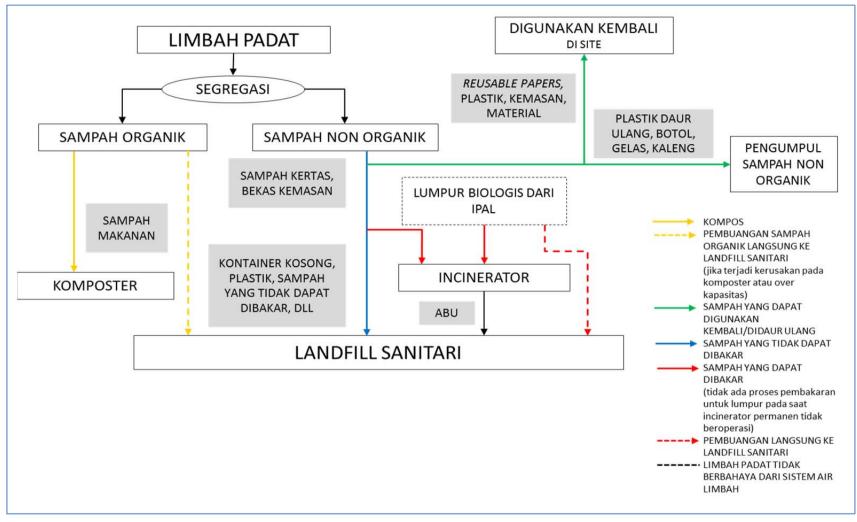
Saat ini Tangguh LNG sedang mengkaji kemungkinan penggunaan kembali (reuse) lumpur dari PWT untuk dijadikan kompos atau kegunaan lain. Studi pendahuluan akan dilakukan sebelum rencana ini dilaksanakan. Bila hasil studi menunjukkan bahwa opsi ini layak dilakukan, Tangguh LNG akan berkonsultasi dengan KLH untuk memastikan pelaksanaan opsi penggunaan kembali limbah ini dapat dilakukan sesuai dengan peraturan yang berlaku

Sebagian dari fasilitas pengolahan limbah yang dibangun pada saat konstruksi akan dibiarkan (tidak dibongkar) untuk digunakan pada jangka panjang (tahap operasi).

Gambaran sistem pengelolaan limbah padat di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Gambar I-41 dan Gambar I-42.







Gambar I-41 Diagram Pengelolaan Limbah Padat (Tidak Berbahaya) di Tangguh LNG Saat Ini







Gambar I-42 Fasilitas Pengelolaan Limbah Padat di Area Tangguh LNG Saat Ini



C9. Fasilitas Pendukung (Non Production Facilities - NPF)

Beberapa fasilitas pendukung akan dibangun untuk menunjang kegiatan operasi Tangguh LNG. Fasilitas-fasilitas tersebut antara lain :

- Akomodasi;
- Kantor;
- Gudang;
- Bengkel Pemeliharaan;
- Laboratorium;
- Klinik;
- Sarana peribadatan;
- Sarana olah raga.

C10. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia

Kegiatan operasi Tangguh LNG saat ini, sudah dilengkapi dengan fasilitas maupun prosedur penyimpanan dan bongkar muat bahan bakar serta bahan kimia.

Bahan bakar solar dikirim ke lokasi Tangguh LNG dengan kapal pengangkut (LCT lokal) dari pemasok di luar lokasi Tangguh LNG. Operasi Tangguh LNG yang ada saat ini mengkonsumsi sekitar 900.000 L/bulan solar untuk bahan bakar kapal, berbagai peralatan dan operasional kendaraan. Saat ini bongkar muat solar dilakukan di *Combo Dock* dengan menggunakan pompa yang tersedia di dermaga (*dockside pump*) atau pompa kapal untuk memindahkan solar ke tangki penyimpanan bahan bakar.

Sebuah tambatan baru untuk bongkar muat bahan bakar (*unloading berth*) akan dibangun sebagai bagian dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG. Hanya satu jenis solar saja yang saat ini disediakan untuk operasi Tangguh LNG. Bahan bakar solar tersebut selanjutnya didistribusikan ke pengguna akhir di dalam fasilitas Tangguh LNG dengan menggunakan truk tangki kecil karena tidak adanya distribusi langsung melalui saluran perpipaan permanen. Berikut adalah peralatan dan fasilitas di dalam lokasi Tangguh LNG yang memanfaatkan bahan bakar solar:

- Pompa pasokan air laut;
- Pompa air pemadam kebakaran utama;
- Generator darurat;
- Stasiun pengisian bahan bakar kendaraan:
 - Satu lokasi di daerah *shorebase* (GPF-SB) yang berfungsi untuk pengisian ulang bahan bakar pada peralatan-peralatan yang digunakan untuk mendukung kegiatan di GPF-SB;

bp

- Dua di *Combo Dock*. Satu diantaranya berfungsi untuk pengisian ulang bahan bakar kapal-kapal kecil seperti kapal Pandu (*Pilot boat*), kapal keamanan (*Security boat*), dan kapal lainnya, serta untuk pengisian bahan bakar peralatan dan kendaraan bermotor yang digunakan di *Combo Dock*. Lainnya digunakan untuk pengisian bahan bakar kapal-kapal besar misalnya *Tug Boat*, *Crew Boat* dan *Offshore Supply Boat*, meskipun *Offshore Supply Boat* pada umumnya akan melakukan pengisian bahan bakar di depot/stasiun pengisian di Sorong atau di lokasi lainnya.

Jika dianggap perlu, sistem penyimpanan dan pendistribusian bahan bakar solar yang ada akan ditambah untuk melayani permintaan tambahan bahan bakar solar untuk fasilitas Pengembangan Tangguh LNG. Tangki solar baru dengan kapasitas sekitar 2.000 m³ dan pompa *transfer/loading* (2x60 m³/jam) akan dibangun untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG pada lokasi yang akan ditentukan kemudian.

Bahan-bahan kimia yang diperlukan untuk proses produksi LNG atau fasilitas produksi gas lepas pantai (anjungan) dibongkar muat di *Combo Dock* dan disimpan di fasilitas penyimpanan khusus.

Semua tempat penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia akan dilengkapi dengan secondary containment yang mencukupi (110% dari kapasitas penyimpanan)

D. Tahap Pasca Operasi

Tahap pasca operasi akan meliputi tetapi tidak terbatas pada *decommissioning* fasilitas, remediasi dan pelepasan tenaga kerja.

D1. Pelepasan Tenaga Kerja

Pada akhir tahap operasi akan dilakukan pelepasan tenaga kerja operasi. Detail proses akan ditentukan kemudian dan akan dilakukan sesuai peraturan yang berlaku.

<u>D2. Penutupan (Decommissioning) Fasilitas Kilang LNG dan Fasilitas Pendukungnya</u>

Rencana *decommissioning* (penutupan) fasilitas akan disusun untuk mendapat persetujuan dari pemerintah. Rencana tersebut akan disusun dengan mengikuti peraturan untuk *decommissioning* yang berlaku pada saat itu.

Besar kemungkinan bahwa sebagian besar Kilang LNG dan fasilitas pendukungnya akan dibongkar. Namun demikian, diskusi dengan pemangku kepentingan (*stakeholder*) terkait, akan dilaksanakan untuk menentukan apakah fasilitas-fasilitas ini akan digunakan nantinya atau ditinggalkan. Rencana penutupan proyek termasuk serah terima dan pengalihan tanggung jawab atas fasilitas-fasilitas tersebut secara hukum akan ditentukan melalui proses ini. Kegiatan remediasi dari beberapa area diharapkan dan akan dilakukan sebelum proses pelepasan.



D3. Revegetasi

Revegetasi akan dilakukan pada areal bekas Kilang LNG dan fasilitas pendukung yang dibongkar. Rencana rinci program revegetasi akan dibuat setelah rencana *decommissioning* selesai disusun.

1.2.4 Fasilitas Terminal Khusus

Operasi Fasilitas Terminal Khusus di Tangguh LNG yang ada saat ini terdiri dari sebuah dermaga LNG, sebuah dermaga konstruksi, dan sebuah *combo dock* (dermaga kondensat/kargo/penumpang-kru) (**Gambar I-43**). Fasilitas-fasilitas ini digunakan untuk berbagai kegiatan operasional termasuk pengapalan LNG dan kondensat (*LNG and condensate loading*), lokasi pembuangan limbah cair, tempat penyimpanan peralatan (*equipment laydown*) dan transportasi, mobilisasi tenaga kerja, lokasi *intake* (pipa pengambilan) air laut, tempat bongkar muat bahan bakar dan bahan kimia dalam jumlah besar, dan untuk tempat pemeliharaan kegiatan-kegiatan lepas pantai, operasional dan eksplorasi.

Tangguh LNG telah melakukan desain studi untuk pengembangan fasilitas Terminal Khusus untuk memfasilitasi kebutuhan tambahan dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG. Kebutuhan utama prasarana Terminal Khusus diidentifikasi sebagai berikut:

- Dermaga LNG/Kondensat 2;
- Fasilitas BOF (Bulk Offloading Facility) yang baru; dan
- Pengembangan combo dock.

Seluruh fasilitas terminal khusus dirancang tanpa menggunakan *causeway*. Perbatasan antara *trestle* dengan daratan akan dihubungkan dengan sebuah sambungan yang memiliki sistem pencegahan erosi yang berbentuk beton atau batuan, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar I-44**.

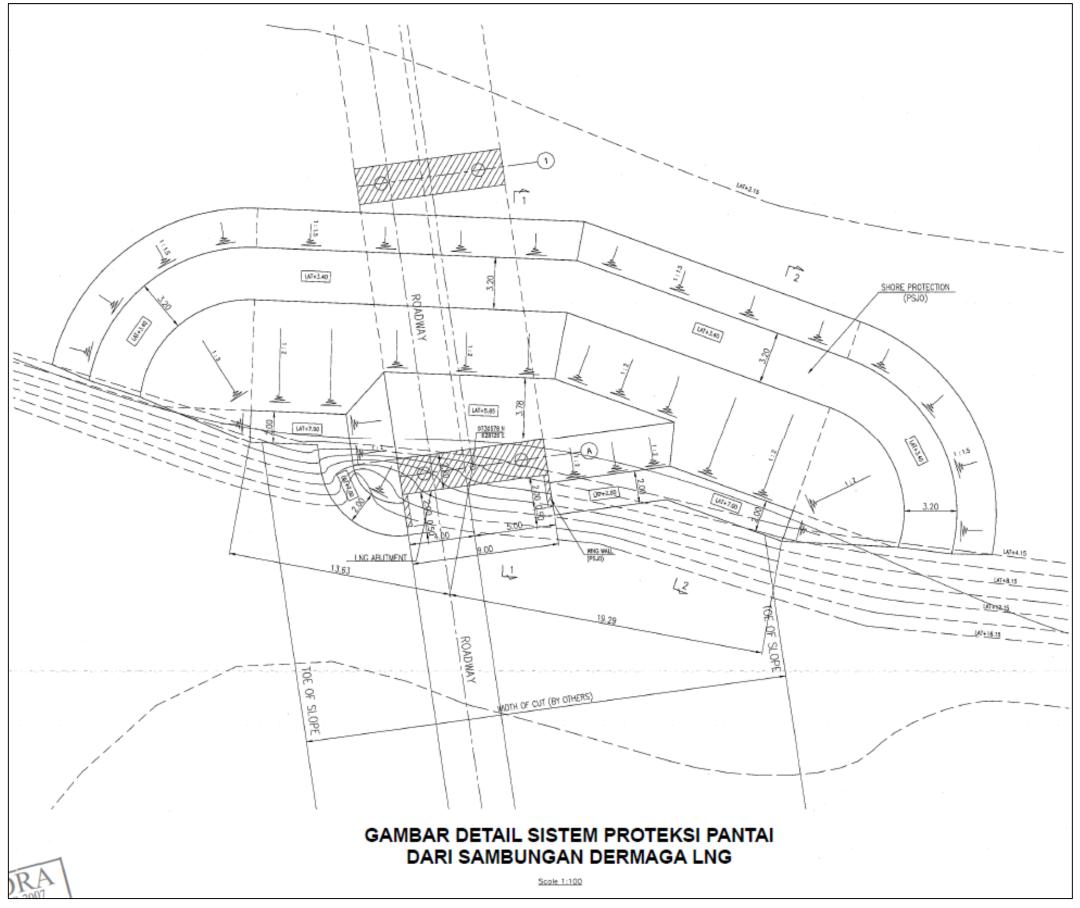






Gambar I-43 Fasilitas Terminal Khusus yang Ada di Tangguh LNG Saat Ini





Gambar I-44 Gambar Sistem Proteksi Pantai dari Sambungan Dermaga LNG





Skenario pengembangan fasilitas Terminal Khusus dapat dilihat pada **Tabel I-26** di bawah:

Tabel I-26 Skenario Pengembangan Fasilitas Terminal Khusus dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG

	Tengembangan Tanggun LIVG				
No.	Fasilitas	Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)	
1.	Terminal Khusus	Fasilitas Terminal Khusus: 1 Dermaga Konstruksi 1 <i>Combo Dock</i> sebagai dermaga kondensat/ kargo/ penumpang 1 Dermaga LNG untuk 2 kilang	Fasilitas Terminal Khusus: 1 Fasilitas BOF (Bulk Offloading Facility) – Permanen Pengembangan (Upgrade) Combo Dock 1 Kombinasi Dermaga LNG/Kondensat	Belum dipertimbangkan	
2	Pengerukan		Dermaga LNG- Kondensat = 130.000 m³ BOF = 750.000 m³ Pengembangan combo dock = 180.000 m³ Pemeliharaan = 400.000 m³		
3	Pengelolaan Limbah Padat	Limbah padat yang dihasilkan dari fasilitas terminal khusus dikelola di lokasi Tangguh LNG. Limbah padat yang dihasilkan oleh kapal akan dikelola oleh kapal dan mengikuti aturan MARPOL Annex V Prevention of Pollution by Garbage from Ships Tahun 2012 (untuk pembuangan sampah makanan ke laut).	khusus akan dikelola di lo Limbah padat yang dihasi dikelola oleh kapal dan ak MARPOL Annex V Preven	ilkan oleh kapal akan	





No.	Fasilitas	Tangguh LNG Saat Ini	Pengembangan Tahap Awal (Kilang LNG 3)	Pengembangan Tahap Selanjutnya (sampai dengan Kilang LNG 4)
4	Pengelolaan Limbah Cair	Limbah cair yang dihasilkan dari fasilitas terminal khusus dikelola di lokasi Tangguh LNG. Limbah cair yang dihasilkan oleh kapal akan dikelola oleh kapal dan akan mengikuti aturan MARPOL Annex IV Prevention of Pollution by Sewage from Ships Tahun 2012.	Limbah cair yang dihasilk khusus dikelola di lokasi Limbah padat yang dihasi dikelola oleh kapal dan ak MARPOL Annex IV Prever from Ships Tahun 2012.	Tangguh LNG. ilkan oleh kapal akan an mengikuti aturan

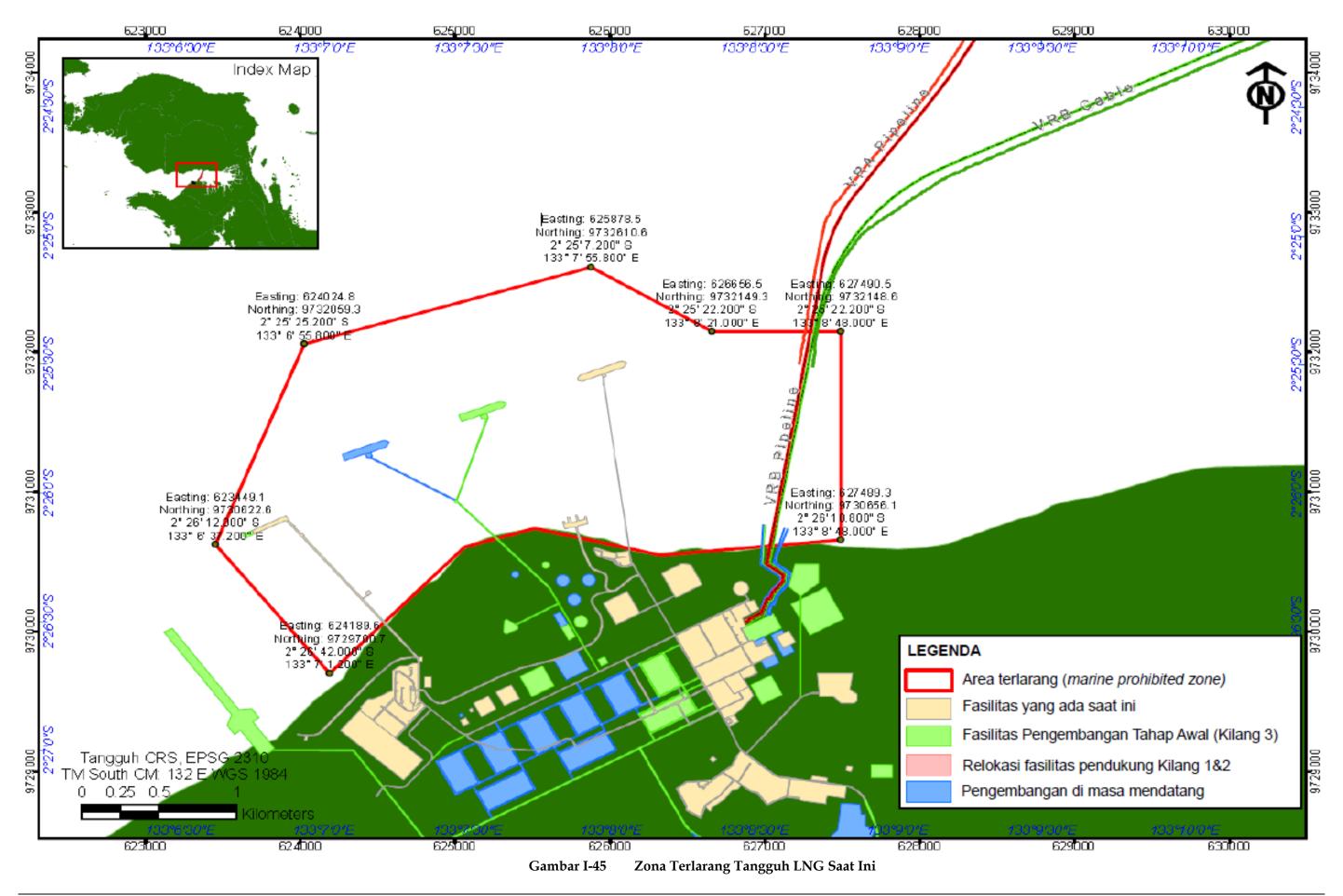
Sesuai dengan PP No. 5 Tahun 2010 tentang Kenavigasian, untuk tujuan keselamatan pelabuhan maka diperlukan Zona Terbatas Terlarang, yaitu :

- Zona Terlarang : pada area 500 m dihitung dari sisi terluar instalasi atau bangunan sarana bantu navigasi pelayaran, dan
- Zona Terbatas : pada area 1.250 m dihitung dari sisi sisi terluar zona terlarang atau 1.750 m dari sisi terluar instalasi atau bangunan sarana bantu navigasi pelayaran.
- Zona terbatas dan terlarang yang ada disekitar fasilitas terminal khusus Tangguh LNG saat ini dapat dilihat pada **Gambar I-45** dan **Gambar I-46**.

Selama operasi, area 500-m pada semua sisi kapal LNG dan 150-m untuk daerah combo dock ditetapkan sebagai Zona Terbatas Terlarang bagi lalu lintas kapal lain dengan pertimbangan keselamatan.

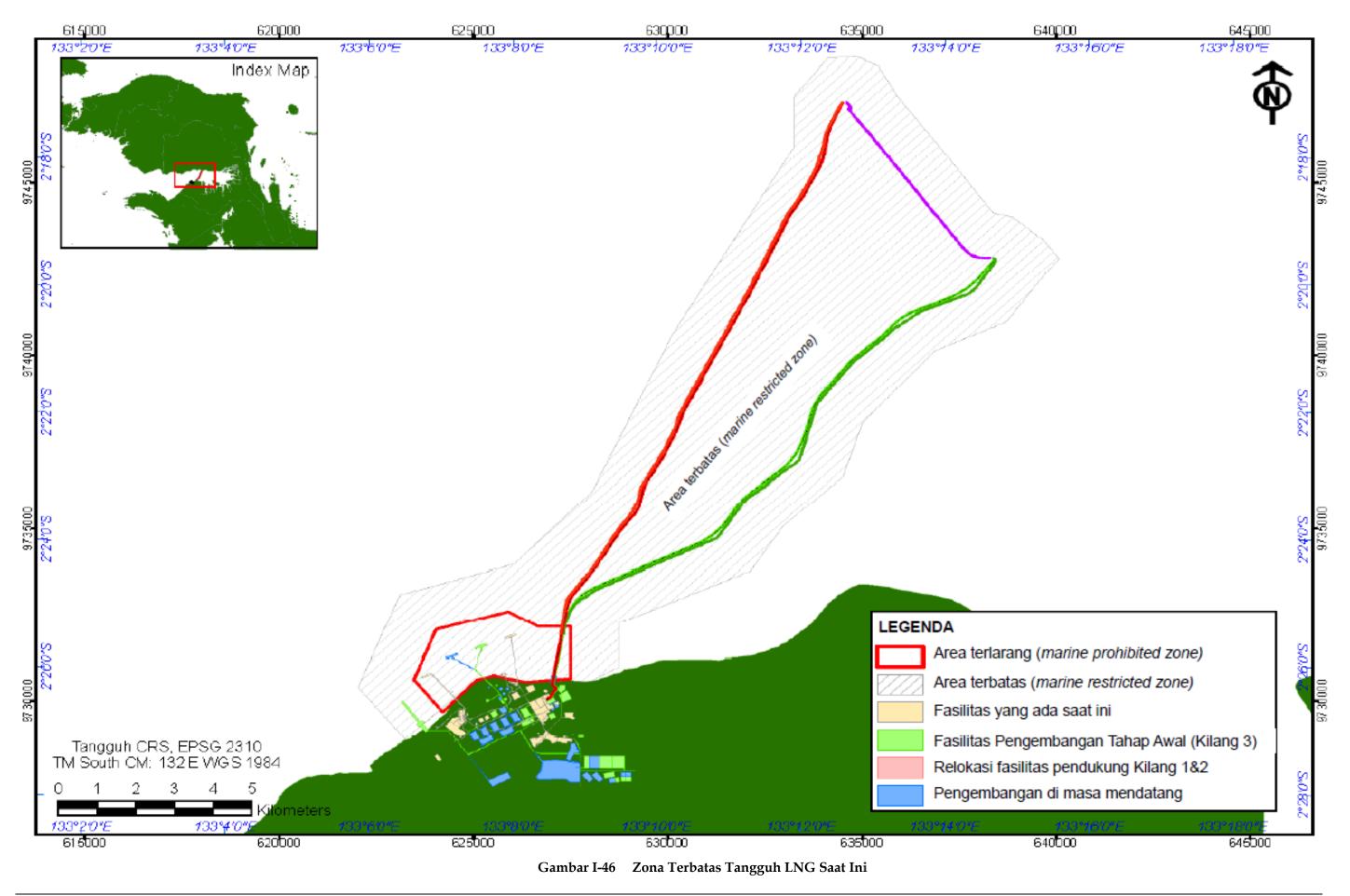






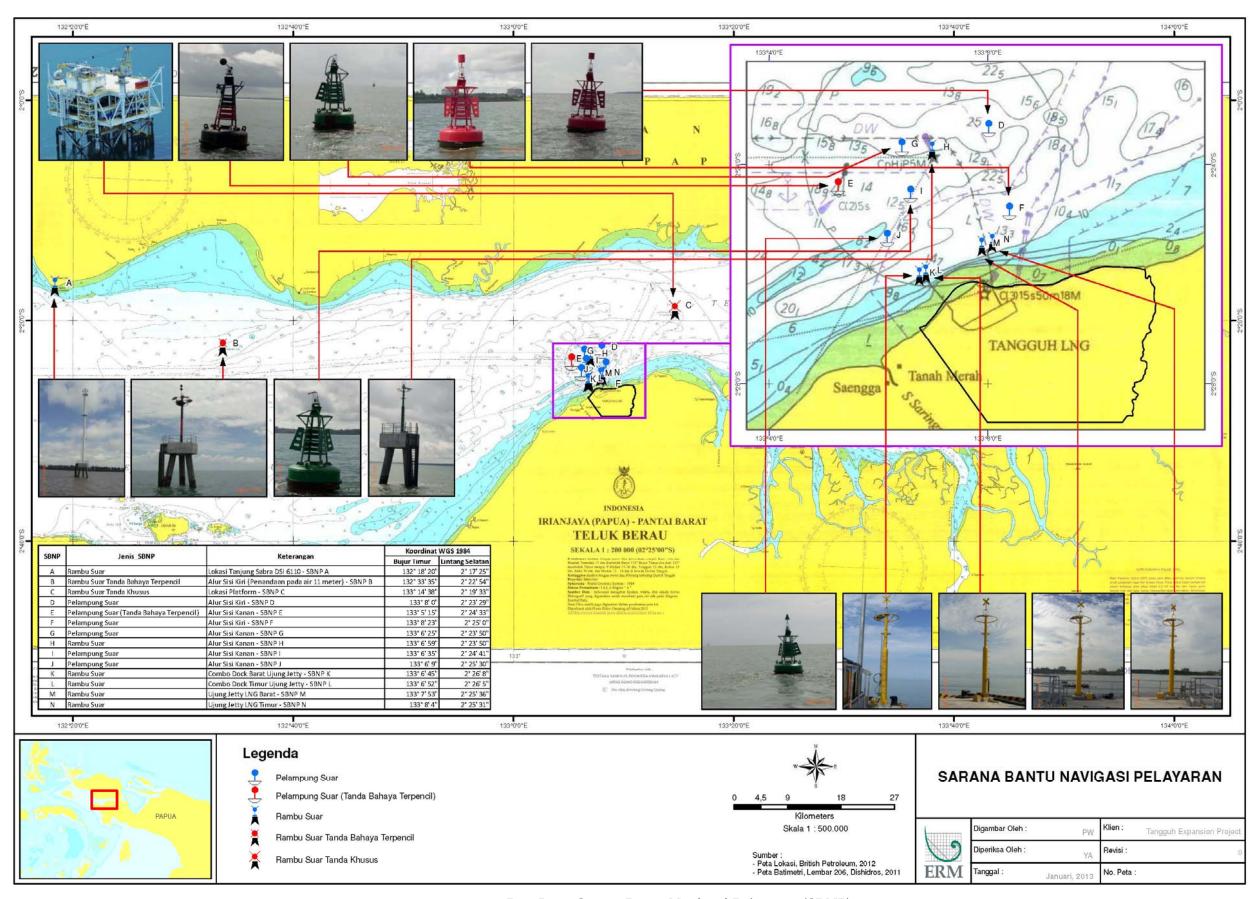












Peta I-1 Sarana Bantu Navigasi Pelayaran (SBNP)





A. Tahap Pra Konstruksi

A1. Sosialisasi Rencana Kegiatan

Sosialisasi kegiatan akan dilakukan kepada masyarakat sebelum memulai kegiatan konstruksi. Sosialisasi ini dilakukan dengan menghormati kebiasaan dan adat masyarakat setempat.

B. Tahap Konstruksi

B1. Penerimaan dan Pelepasan Tenaga kerja

Jumlah dan pengelolaan tenaga kerja untuk Kegiatan Terminal Khusus tercakup dalam kegiatan konstruksi Kilang LNG seperti dijelaskan sebelumnya. Detail kegiatan penerimaan dan mobilisasi tenaga kerja tersebut dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B1 Penerimaan dan Pelepasan Tenaga Kerja.

Dari hasil studi konseptual konstruksi yang telah dilakukan, diperkirakan sekitar 800 tenaga kerja akan bekerja pada saat puncak kegiatan konstruksi fasilitas terminal khusus.

Kualifikasi tenaga kerja akan ditentukan dari hasil studi mengenai kebutuhan tenaga kerja dan akan dijelaskan lebih lanjut dalam RKL-RPL.

B2. Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material

Transportasi laut selama masa konstruksi (kurang lebih 1-4 tahun, selama 24 jam sehari) akan dibutuhkan untuk mendukung tenaga kerja, mobilisasi material dan peralatan, dan kapal-kapal operasi (*working vessels*). Kapal yang kemungkinan diperlukan dalam tahap konstruksi di antaranya adalah *support vessel, tug boat, material barge, crane barge, dredging vessel, dredging barge*, dan LCT.

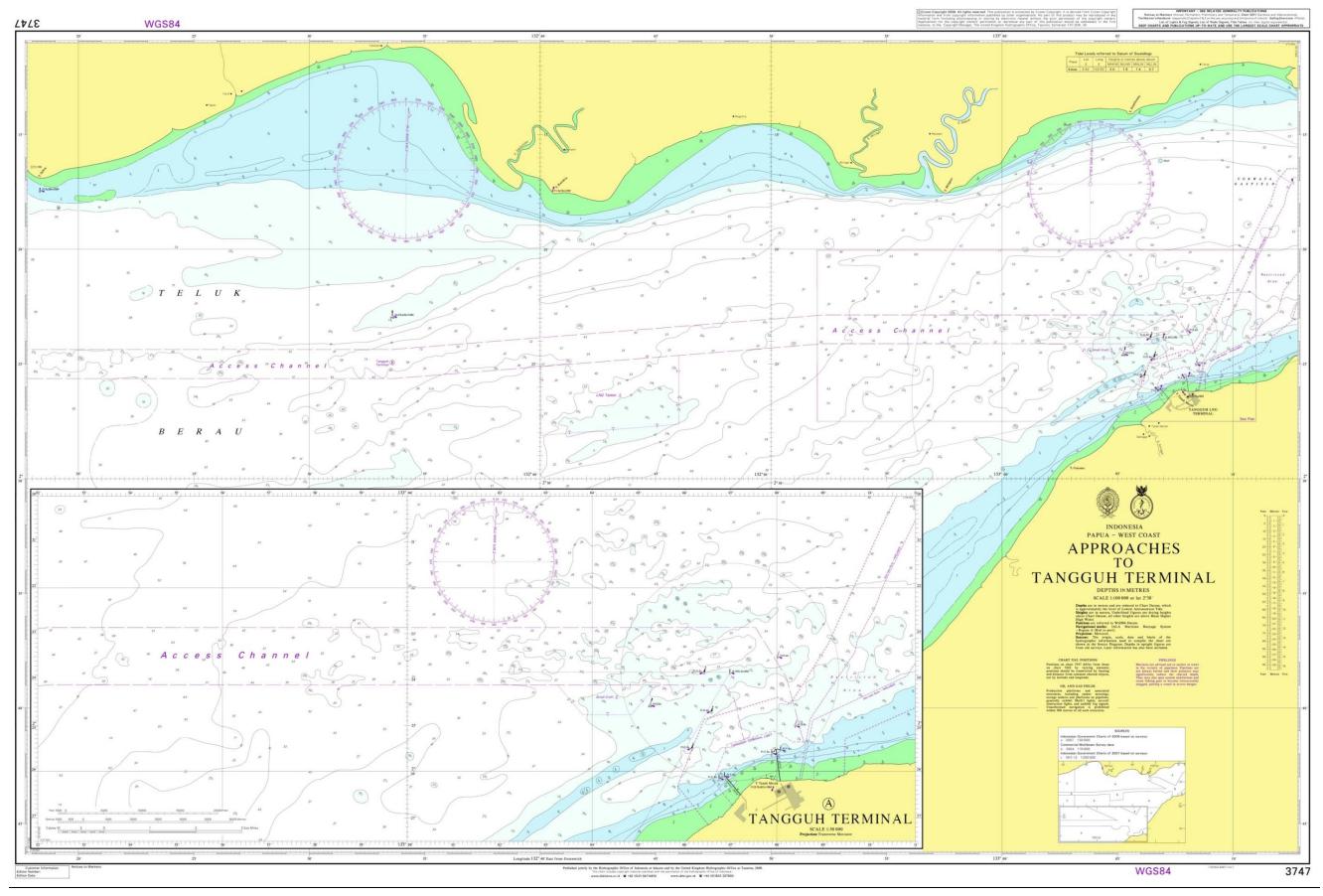
Transportasi kapal selama tahap konstruksi akan menggunakan jalur pelayaran yang sudah ada saat ini dan digunakan oleh kapal *tanker* untuk memasuki site. Jalur pelayaran tersebut dapat dilihat pada **Peta I-2**.

Pada masa konstruksi, *inner anchorage* yang ada saat ini akan diperluas untuk mengakomodasi kapal-kapal konstruksi dan tambahan *mooring* juga akan disediakan untuk kapal-kapal tongkang, seperti ditunjukkan pada **Gambar I-47**.

Peralatan dan bahan konstruksi untuk fasilitas terminal khusus akan dimobilisasi melalui transportasi laut menggunakan kapal dan tongkang. Kontraktor EPC akan menggunakan Dermaga Konstruksi yang telah ada, khususnya untuk mendukung pembangunan Fasilitas BOF baru. Kontraktor EPC akan membangun fasilitas BOF baru dan akan digunakan untuk mobilisasi lebih lanjut dari peralatan/material untuk kegiatan fasilitas Terminal Khusus dan kegiatan konstruksi lainnya. *Combo Dock* yang ada saat ini akan digunakan untuk mendukung mobilisasi alat-alat besar.

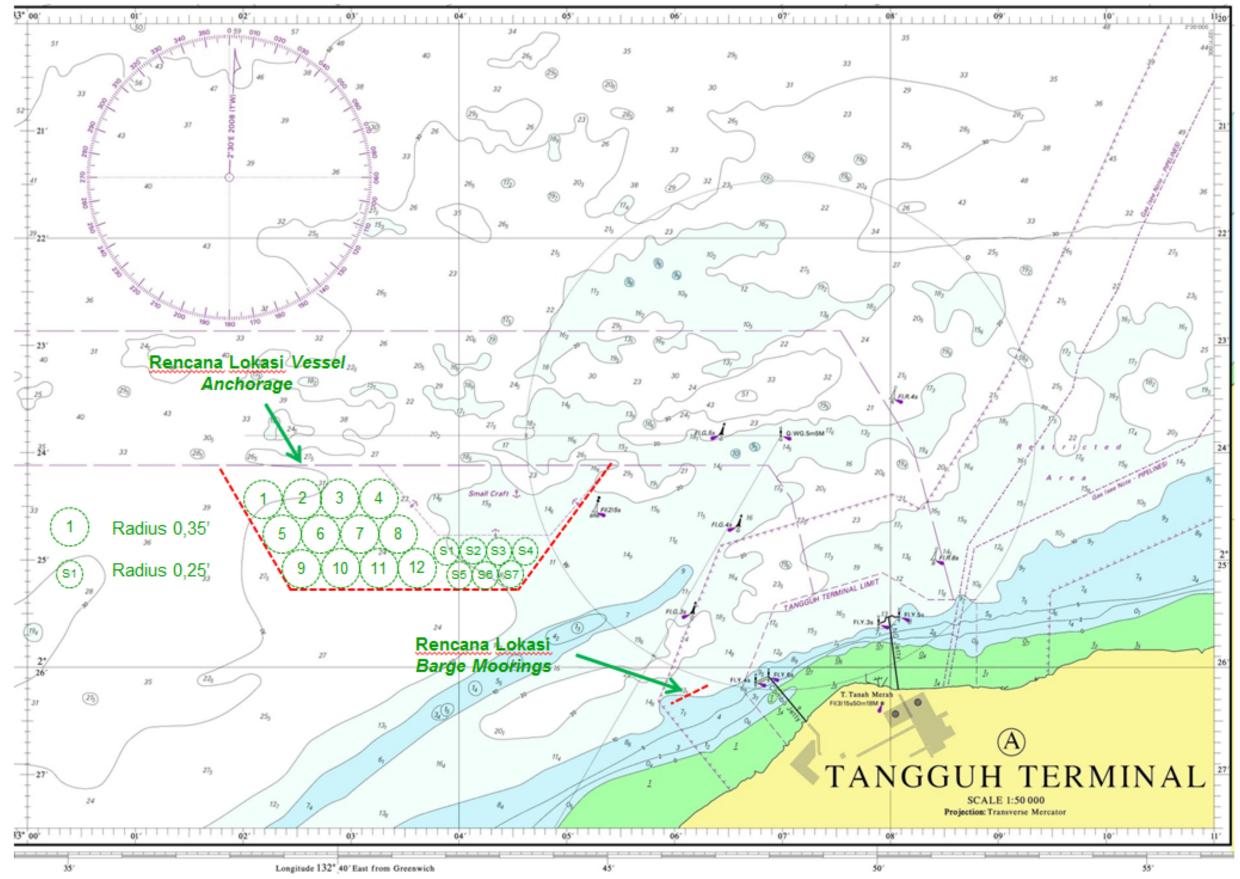






Peta I-2 Peta Jalur Pelayaran Menuju ke Tangguh LNG





Gambar I-47 Anchorage Area Sementara dan Barge Mooring Selama Tahap Konstruksi





B3. Pembukaan Lahan

Pembukaan lahan akan diperlukan untuk konstruksi fasilitas terminal khusus. Untuk pembangunan dermaga LNG 2, akan ada area mangrove yang perlu dibuka kurang lebih seluas 5 Ha.

Luas total area dibutuhkan sudah termasuk dalam jumlah total area yang akan dibuka untuk konstruksi Kilang LNG dan dibahas dalam sub bab kegiatan Kilang LNG.

B4. Penyiapan Tapak

Pekerjaan gali dan uruk (onshore cut and fill) untuk fasilitas Terminal Khusus akan terbatas pada pembangunan Dermaga LNG/Kondensat dan pembangunan akses jalan dari tambatan/tempat berlabuh (berth) baru sampai prasarana jalan yang ada saat ini.

Pembangunan Fasilitas BOF (*Bulk Offloading Facility*) akan berasal dari *sheet piling*, diisikan dengan bahan *granular* yang dapat bersumber dari darat atau pun dari luar lokasi Tangguh LNG. Volume timbunan belum dapat diketahui pada tahap ini karena desain dari fasilitas BOF belum selesai, namun diperkirakan bahwa minimum 200.000 m³ material akan diperlukan untuk pengisian *sheet piling*. Perkiraan volume penggalian (*excavation*) adalah sekitar 95.000 m³.

B5. Pengerukan dan Pembuangan Material Hasil Pengerukan

Area pantai Tangguh merupakan kombinasi antara *silt,* pasir dan beberapa fraksi kerikil yang merupakan tipikal wilayah bakau. Sedimentasi biasanya berasal dari sungai-sungai kecil yang ada di sekitar perairan Teluk Bintuni.

Arus pasang-surut pada area tersebut dapat memobilisasi dan membawa sedimen tersuspensi dengan volume yang cukup signifikan setiap harinya, dengan penumpukan terjadi pada gelombang rendah. Pendangkalan diperkirakan terjadi di area yang dikeruk dan area di mana gelombang terhalang.

Aktivitas pengerukan akan dilakukan pada saluran fasilitas BOF, area pengembangan dermaga combo (combo dock) dan dermaga LNG-kondensat 2 selama tahap konstruksi (kurang lebih 1-4 tahun). Pengerukan mungkin diperlukan untuk membentuk berthing pocket di depan dermaga LNG/kondensat yang baru. Pengerukan saluran melalui mud flats ke pantai akan diperlukan untuk memungkinkan Bongkar muat peralatan di BOF.

Volume material keruk yang akan dihasilkan dari pengerukan *berth* LNG/kondensat saat ini diperkirakan sekitar 130.000 m³, pengembangan dermaga combo (*combo dock*) sekitar 180.000 m³, sedangkan pengerukan untuk saluran ke fasilitas BOF saat ini diperkirakan sekitar 750.000 m³.



Semua area keruk, nantinya akan memerlukan pengerukan pemeliharaan berkala untuk menjaga kedalaman air agar sesuai dengan desain. Periode pengerukan adalah satu kali setahun atau lebih tergantung kondisi lapangan, selama 3 bulan kegiatan pengerukan per tahun. Perkiraan volume material keruk yang dihasilkan dari kegiatan pemeliharaan adalah sekitar 400.000 m³. Kegiatan pengerukan pemeliharaan mencakup pengerukan pada dermaga LNG 1, dermaga LNG 2, combo dock, BOF dan jeti konstruksi.

Material keruk akan dibuang di lokasi yang sama dalam AMDAL 2002 yang telah disetujui. Dua daerah potensial telah diidentifikasi untuk pembuangan material kerukan. Lokasinya adalah di Tempat Pembuangan sisi Barat atau West Disposal Site (02º26'46,40" Lintang Selatan, 132º52'06,56" Bujur Timur, di kedalaman 50 m) dan Tempat Pembuangan sisi Timur atau East Disposal Site (02º19'31,97" Lintang Selatan, 133º07'15,99" Bujur Timur, di kedalaman 60 m). Lokasi tersebut dipilih berdasarkan kedalaman air untuk meminimalkan dampak.

Metode pembuangan dapat dilakukan dengan pembuangan langsung ke lokasi pembuangan material kerukan atau melakukan penyimpanan sementara di area darat di sekitar lokasi pengerukan sebelum dibuang ke lokasi pembuangan material kerukan. Penentuan lokasi dan desain tempat penyimpanan sementara material keruk akan ditentukan berdasarkan kajian risiko. Desain penyimpanan sementara harus mempertimbangkan segi pengelolaan padatan tersuspensi dan faktor lainnya sesuai dengan kajian risiko.

Selama kegiatan pengerukan akan diberlakukan zona terbatas terlarang sementara di sekitar area pengerukan.

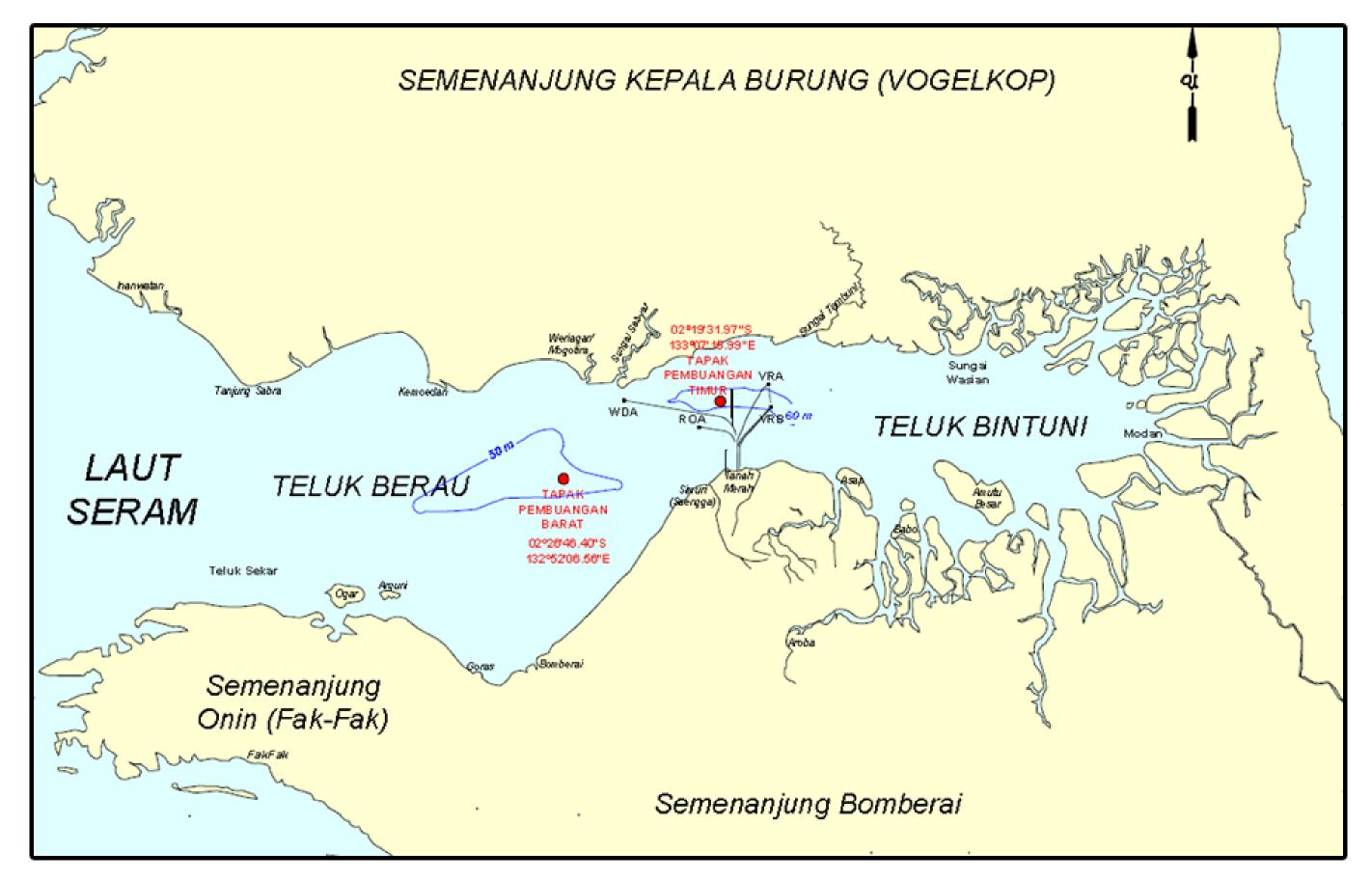
Metode pekerjaan pengerukan akan ditentukan dan diajukan secara lebih rinci oleh Kontraktor untuk pekerjaan pengerukan berdasarkan persyaratan keselamatan dan dampak lingkungan sebagaimana ditentukan dalam kontrak kerja dan mempertimbangkan peralatan yang mereka miliki. Tangguh LNG akan menetapkan persyaratan yang ketat dan tegas dalam perjanjian kontrak kerja dengan Kontraktor terkait aspek-aspek keselamatan pekerjaan yang dapat meminimalkan dampak lingkungan dari operasi pekerjaan pengerukan termasuk pembuangan material kerukan ke lokasi pembuangan yang telah ditentukan sesuai dengan AMDAL. Lokasi pembuangan yang direncanakan dalam AMDAL ini adalah sama dengan lokasi sebelumnya yang telah mendapatkan persetujuan dari Direktorat Jenderal Perhubungan Laut, Kementerian Perhubungan RI. Lokasi tersebut ditunjukkan pada dokumen ANDAL Gambar I-48 mengenai Potensial Area Pembuangan Material Pengerukan.



Untuk memperkirakan dampak dari kegiatan pengerukan terkait dengan rencana kegiatan pengerukan dasar laut (*seabed*) yang nantinya akan dilakukan pada: (i) jalur masuk dan kolam pelabuhan fasilitas BOF, (ii) area pengembangan dermaga combo (*combo dock*) dan (iii) dermaga LNG-kondensat 2, pada tahap perencanaan telah dilakukan studi hidrografi (pemodelan matematis) sehingga dampak (misalnya pengendapan dan erosi) yang mungkin terjadi dapat diperkirakan dan diminimalisir.







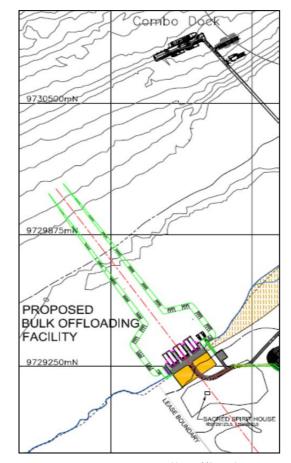
Gambar I-48 Potensial Area Pembuangan Material Pengerukan



B6. Fasilitas BOF (Bulk Offloading Facility)

Dermaga konstruksi yang baru atau BOF (*Bulk Offloading Facility*) akan dibangun sebagai bagian dari kegiatan konstruksi awal untuk menyediakan fasilitas terminal kapal yang aman dan efisien untuk kegiatan konstruksi.

Dermaga konstruksi, pengerukan saluran dan area untuk manuver kapal akan dibangun pada sisi barat dari lokasi Tangguh LNG, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar I-49**. Semua elemen dari dermaga ini dirancang untuk mencegah pertemuan antara kegiatan konstruksi dan operasi Kilang LNG saat ini



Gambar I-49 Lokasi Bulk Offloading Facility

Berbeda dengan dermaga konstruksi yang dibangun pada konstruksi Tangguh LNG yang pertama, BOF nantinya akan dioperasikan di lingkungan sekitar operasi kilang. Maka pertimbangan keselamatan harus dimasukkan ke dalam kemungkinan risiko pekerjaan di mana ada kegiatan hidrokarbon transfer dan operasi transport rutin di sekitarnya.

Pertimbangan utama dalam memilih lokasi BOF adalah untuk memastikan operasi BOF di masa mendatang tidak akan mengganggu maupun terganggu dari kegiatan ekspor LNG dan kondensat saat ini.



Berikut beberapa area yang dipertimbangkan untuk menjadi lokasi BOF beserta pertimbangan utamanya:

• Area A

Di antara koridor jaringan pipa dan dermaga LNG saat ini (di dalam 700 m koridor pipa). Pertimbangan utama adalah isu keselamatan terkait kemungkinan kerusakan pipa dari pembuangan dan penarikan jangkar.

• Area B

Di antara dermaga LNG 1 (saat ini) dan dermaga LNG-kondensat 2 yang akan dibangun. Saat ini area tersebut masih digunakan oleh dermaga konstruksi dari kegiatan konstruksi Tangguh sebelumnya dan lokasinya berdekatan dengan fasilitas terminal khusus yang sudah ada dan akan dibangun. Ada potensi larangan untuk pergerakan kapal di masa mendatang.

Area C

Di antara dermaga LNG-kondensat 2 dan 3 dengan *combo dock*. Potensi kerusakan lingkungan, karena berlokasi di area mangrove selebar kurang lebih 200 m dan berdekatan dengan dengan fasilitas terminal khusus yang sudah ada dan akan dibangun. Diperkirakan BOF tidak akan dapat digunakan untuk pembangunan Kilang LNG 4 dan memerlukan fasilitas baru di masa mendatang, jika konstruksi BOF dilakukan di area ini.

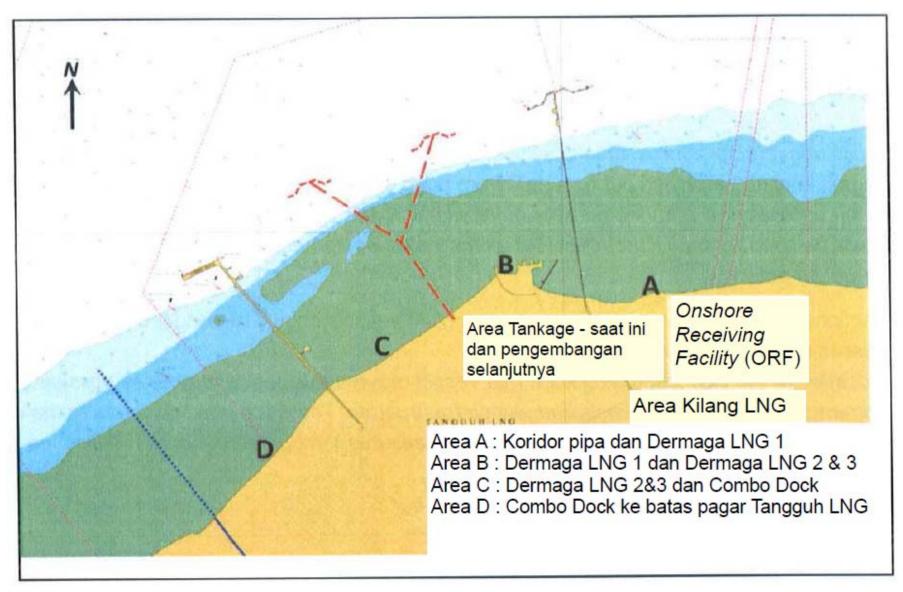
Area D

Di antara batas terluar Tangguh LNG site dengan combo dock.

Sisi timur : potensi kerusakan pada lokasi batu keramat dan potensi risiko kerusakan pada *combo dock*, jika ada kapal yang hilang kendali.

Sisi barat : tidak ada halangan, masih berada dalam area otoritas operasi kelautan Tangguh LNG. Akses ke darat untuk kegiatan konstruksi cukup bagus dan tidak akan mengganggu kegiatan kilang. Oleh karena itu, lokasi ini dipilih untuk menjadi lokasi pembangunan BOF.

Keseluruhan alternatif lokasi BOF dapat dilihat pada **Gambar I-50**.



Gambar I-50 Alternatif Lokasi Bulk Offloading Facility



Fasilitas BOF dirancang dengan cara yang hampir sama dengan Dermaga Konstruksi (*Construction Jetty*) yang digunakan pada saat konstruksi fasilitas Tangguh LNG saat ini. Fasilitas ini dirancang sebagai fasilitas permanen sampai dengan 25 tahun (dengan penggunaan terus-menerus) yang dapat digunakan sebagai tempat berlabuh untuk setidaknya enam kapal konstruksi (*construction barges*) dan LCT pada tiga basin di antara dindingnya.

Elevasi dari tempat kapal berlabuh dan *laydown area* akan dirancang sesuai dengan ukuran dan jenis kapal yang akan berlabuh. Elevasi tersebut akan didesain dengan mempertimbangkan risiko tsunami dan sebisa mungkin mencegah terjadinya banjir/genangan air (*inundation*).

Fasilitas ini akan dirancang untuk dapat menerima peralatan/material dengan berat sampai dengan 300 ton, diasumsikan peralatan/material yang lebih berat akan masuk melalui *combo dock. Laydown area* juga akan disediakan untuk penyimpanan sementara pada kegiatan bongkar muat material.

Fasilitas BOF akan dibangun pada lokasi yang memiliki kedalaman 1,0 m CD dan akan dikeruk sampai kedalaman -0,4 m CD pada pelabuhan untuk mengakomodasi kapal (*barge*) dan LCT untuk penerimaan dan bongkar muat peralatan dan material konstruksi. Semua struktur pelabuhan akan dirancang untuk dikeruk sampai kedalaman -3,5 m CD dengan kelebihan pengerukan yang diperbolehkan yaitu 0,5 m untuk kebutuhan izin pengembangan berikutnya, jika diperlukan.

Sebagai tambahan dari pelabuhan untuk enam kapal (barge)/LCT, pelabuhan untuk penerimaan (loading) bahan bakar diesel dan untuk pengisian bahan bakar kapal juga akan disediakan pada sisi paling barat dari BOF. Pelabuhan untuk tug konstruksi dan kapal-kapal kecil akan disediakan pada sisi paling timur dari BOF. Pelabuhan-pelabuhan ini akan dikeruk sampai kedalaman minimum -2,5 m CD.

Pada sisi timur BOF, pengerukan akan dilakukan sampai kedalaman -2,5 m CD, akan disediakan juga terminal *ferry* untuk transit penumpang, penurunan penumpang, *mustering* dan transport personel dari/ke lokasi site. Area ini akan berlokasi jauh dari area *cargo handling* untuk mencegah interaksi antara *cargo handling* dan transit personel.

Area manuver akan disediakan dan dikeruk sampai kedalaman -2,5 m CD untuk kapal (*barge*) dan *tug*, LCT, personel *ferry* dan kapal lain yang akan menggunakan BOF. Area manuver akan terhubung dengan perairan dalam melalui saluran yang akan dikeruk sampai kedalaman -2,5 m CD juga. Penandaan navigasi akan disediakan pada saluran tersebut.

Fasilitas ini akan dibangun dengan *sheet piles* yang ditancapkan ke tanah dan kemudian dilakukan penimbunan untuk memberikan struktur yang kuat.



Seperti yang sudah disebutkan sebelumnya, pembangunan fasilitas BOF akan dilakukan sebagai bagian dari kegiatan konstruksi awal dan diperkirakan akan memakan waktu satu sampai dua tahun dengan kegiatan *piling* selama kurang lebih 9 bulan (atau lebih lama jika menggunakan *soft hammer*).

Fasilitas BOF ini akan diperlukan untuk memulai pembangunan Kilang LNG dan fasilitas-fasilitas pendukung lainnya: sebagai area bongkar muat untuk peralatan konstruksi seperti buldoser, eksavator, *loaders, backhoe*, dan *dump truck*; dan untuk daerah bongkar muat bahan konstruksi dan komponen Kilang LNG.

Jenis kapal yang dapat diakomodasi oleh fasilitas BOF dapat dilihat pada **Tabel I-27** berikut ini.

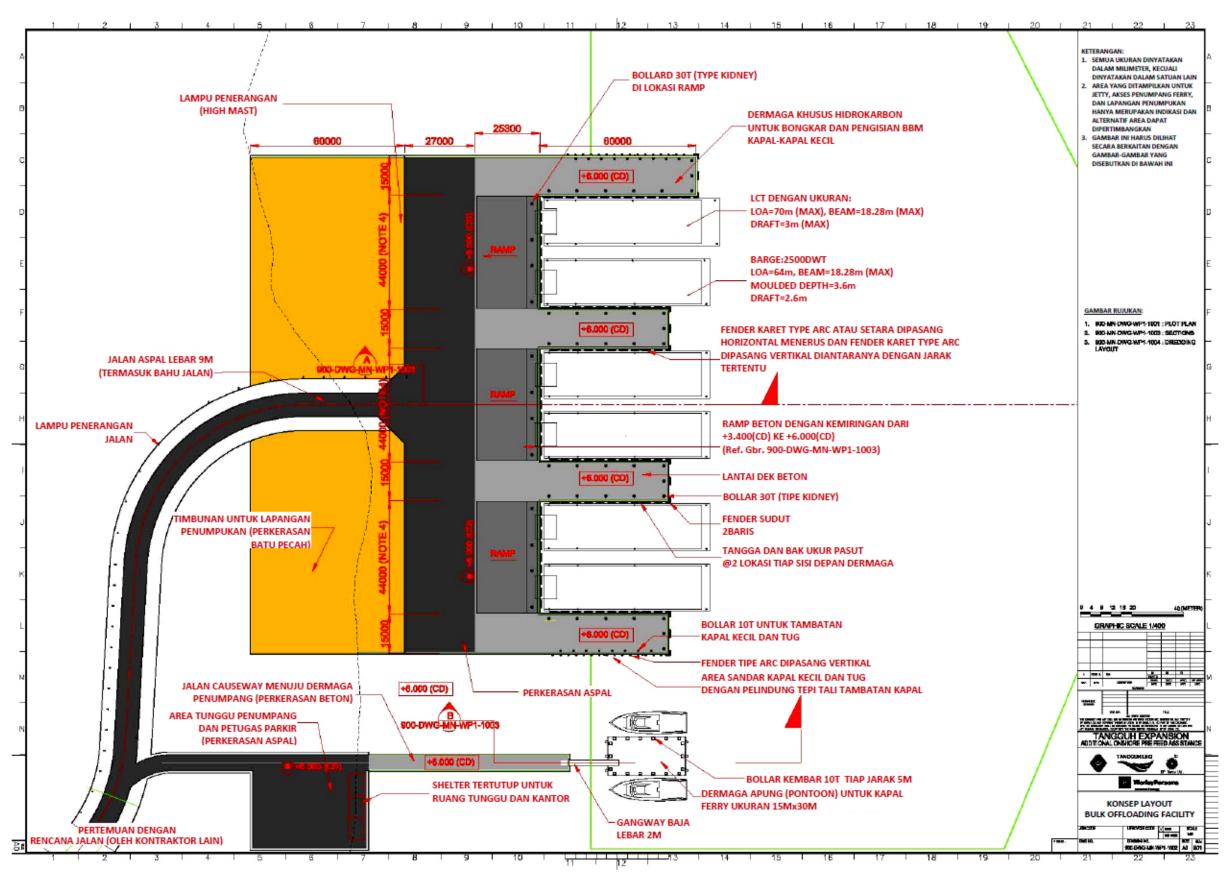
Tabel I-27 Jenis Kapal untuk Fasilitas BOF

Jenis Kapal	Ukuran Maksimum	Ukuran Minimum
Barge konstruksi (Construction Barge)	2.500 DWT	1.600 DWT
Barge konstruksi maksimum (Maximum Construction Barge)	Sekitar 90 m LOA dan 27 m <i>Beam</i>	
Landing Craft Tanker (LCT)	Sekitar 1.600 DWT	-
Ferry Penumpang	Sekitar 30 m LOA	-
Tug untuk mooring dan assistance	Sekitar 15 m LOA	-

Sumber: Bulk Offloading Facility (BOF) Basis of Design - Revisi B03 - Juni 2013







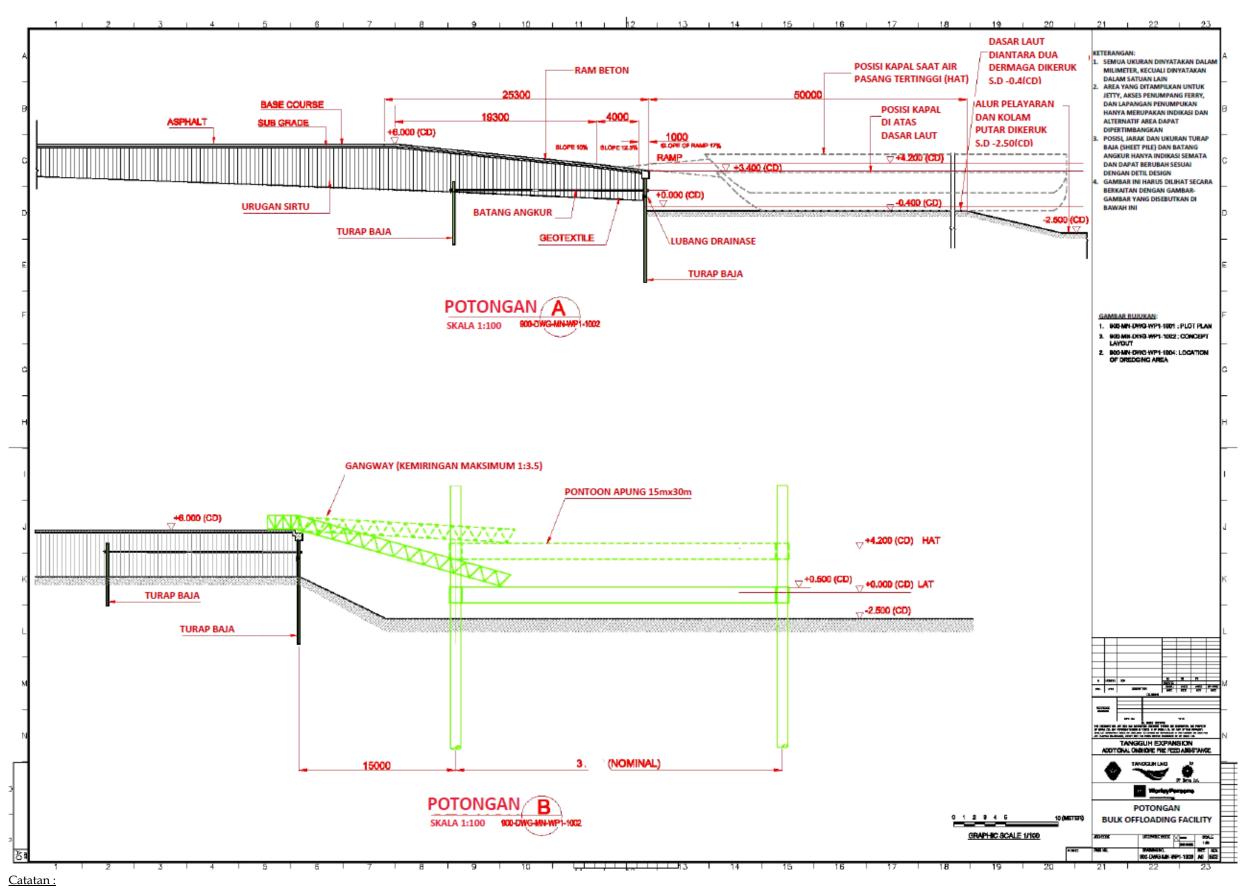
Catatan:

*): Detail mengenai fasilitas terminal khusus saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-51 Konsep Tapak (*Layout*) BOF*)



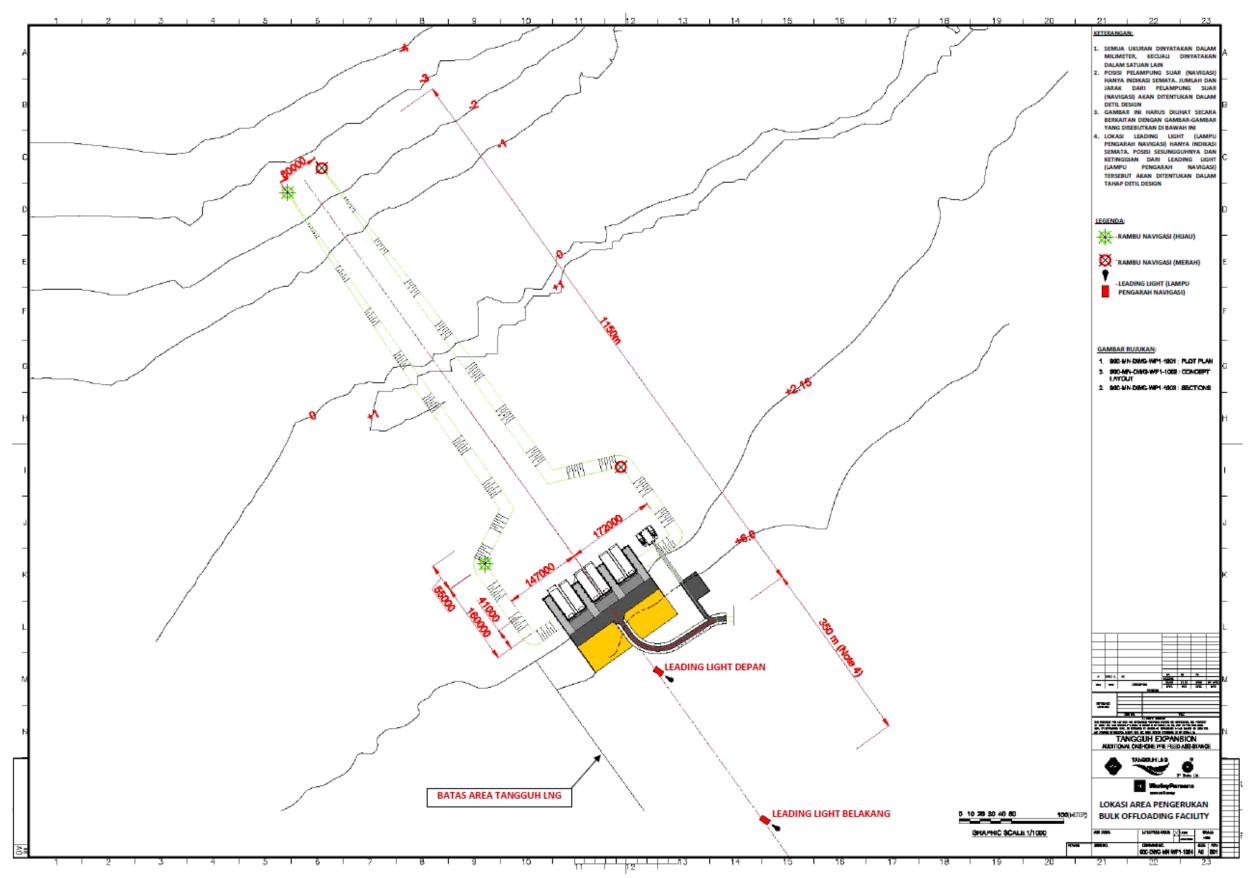




*) : Detail mengenai fasilitas terminal khusus saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-52 Penampang BOF*)





Catatan:

*): Detail mengenai fasilitas terminal khusus saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-53 BOF - Lokasi *Dredging**)



B7. Dermaga LNG 2 (Dermaga LNG - Kondensat Gabungan)

Dermaga LNG 2 (Dermaga LNG-Kondensat Gabungan) ini akan dibangun pada sisi barat dari Dermaga LNG yang ada yang ada saat ini dan diperkirakan akan memerlukan waktu sekitar 2 - 3 tahun untuk pembangunannya.

Dermaga LNG - kondensat 2 dirancang untuk dapat :

- Menyediakan deep water berthing yang aman dan efisien untuk berbagai ukuran kapal pengangkut LNG dan kondensat, seperti yang disebutkan pada Tabel I-28 mengenai Jenis dan Kapasitas Kapal yang akan berlabuh di Fasilitas Terminal Khusus.
- Menyediakan anjungan pemuatan (loading platform) untuk mendukung peralatan mekanikal, perpipaan, manifold dan peralatan keselamatan yang diperlukan untuk pemuatan LNG/kondensat ke kapal tangker dan kapal kondensat.
- Menyediakan akses dan dukungan untuk perpipaan, pemeliharaan/perbaikan, kendaraan dan transfer personel dari darat ke lokasi anjungan pemuatan/trestle.

Di samping itu, terhadap Dermaga LNG – Kondensat 2 ini akan dilakukan pelebaran apabila tercapainya kesepakatan antara pemrakarsa dengan calon pembeli LNG untuk penjualan LNG dengan menggunakan LNG *Tanker* berukuran kecil. Pelebaran ini ditujukan agar Dermaga LNG – Kondensat 2 memiliki fasilitas tambahan yang dapat melayani LNG *tanker* yang memiliki kapasitas ±10.000 – 20.000 m³. Fasilitas tambahan ini akan memiliki fungsi yang serupa dengan Dermaga LNG – Kondensat 2 yang direncanakan. Untuk memperkecil dampak yang ditimbulkan dari pengoperasian Dermaga LNG – Kondensat 2 dan fasilitas tambahannya, beberapa fasilitas dermaga akan didesain agar dapat dipergunakan secara bersama baik oleh Dermaga LNG _ Kondensat 2 maupun fasilitas tambahannya.

Kedalaman air pada *berthing line* tidak boleh kurang dari -14 m di bawah CD. Jika diperlukan, maka pengerukan akan dilakukan untuk mencapai kedalaman air ini yang memungkinkan pengapalan LNG dari 125.000 m³ sampai dengan *Aframax Size*.

Akan ada jalur akses yang sama untuk Dermaga LNG 1, 2 dan 3 yang akan dibangun kemudian. Dimana nantinya akan dilakukan sedikit penyesuaian area manuver untuk akses dermaga-dermaga LNG ini.

Dermaga LNG dan Kondensat 2 yang baru akan dirancang untuk mengakomodasi kapal LNG dan kondensat, untuk alasan itu, pengaturan ujung dermaga (jetty head), mooring dan breasting dolphins akan berbeda dari tata letak konvensional (penyesuaian pada offset berth centerlines dari dermaga LNG dan kondensat) dengan maksimum 8 mooring dolphins dan 4 berthing (breasting dolphins).



Sebuah *trestle* sepanjang kurang lebih 1 km, dengan jalan dan perpipaan (*pipetrack*) akan menjadi akses ke *jetty head* untuk pemuatan LNG dan kondensat. Sebuah *abutment* akan disediakan untuk sambungan ke pantai. LNG *trestle* akan dibangun dengan struktur *open piled* untuk meminimalisir dampak siltasi (*siltation*).

Trestle harus dapat menyediakan dukungan struktural dari perbatasan pantai sampai ke anjungan pemuatan untuk perpipaan produk, *auxiliary* mekanikal dan sistem elektrikal dan sebuah jalan akses.

Trestle LNG yang baru untuk Dermaga LNG 2 (dan Dermaga LNG 3 di masa mendatang) akan diperpanjang hingga keluar dari garis pantai di atas struktur pancang terbuka (open piled structured) dengan jalan menurun di tengah dan area khusus untuk perpipaan (pipetrack) di kedua sisinya. Trestle ini akan bercabang dengan satu cabang keluar menuju Anjungan Dermaga LNG 2 dan tambahan akses jalan akan dipasang menuju Dermaga LNG 3 yang akan dibangun kemudian.

Dermaga LNG akan terdiri dari struktur tiang pancang terbuka (*open piled*) dengan beton dan baja pada struktur atasnya. Metode dan rencana konstruksi akan ditentukan/dilakukan oleh kontraktor EPC, tetapi dengan metode sebagai berikut:

- Pemancangan (*Piling*) untuk *loading platform* dan *trestle* akan dilakukan dengan *conventional pile driving plant*, baik menggunakan *floating barge* atau *jack-up barge*;
- Pemancangan (*Piling*) untuk *trestle* bisa menggunakan metode "*end-over-end*" atau "*cantilever bridge*". Metode ini akan lebih efisien di perairan dangkal kurang dari sekitar 3 m pada *Chart Datum* (CD).

Dermaga bagian atas (*jetty topside*) termasuk pipa dan peralatannya kemungkinan dapat dalam bentuk modul-modul (*modular form*). Bobot modul-modul tersebut dapat mencapai sampai dengan 1.000 ton, sehingga memerlukan *large floating crane* untuk instalasinya. Modul-modul tersebut dapat juga digunakan untuk semua elemen dari fasilitas *jetty topside*, termasuk pemuatan peralatan anjungan atau *pipetrack* tersebut (termasuk perpipaan).

Jalan akses ke *trestle* harus mengakomodir lalu lintas satu arah dan harus memiliki lebar minimum 4 m. Tempat berputar dan area parkir harus disediakan pada setiap ujung jalan dan pada lokasi lain yang sesuai. Trotoar untuk pejalan kaki selebar 2 m juga akan disediakan diantara jalan dan jalur perpipaan timur. Pelindung kecelakaan (*crash barrier*) harus disediakan sepanjang dan pada kedua sisi jalan untuk melindungi pipa dari tabrakan dengan kecelakaan.

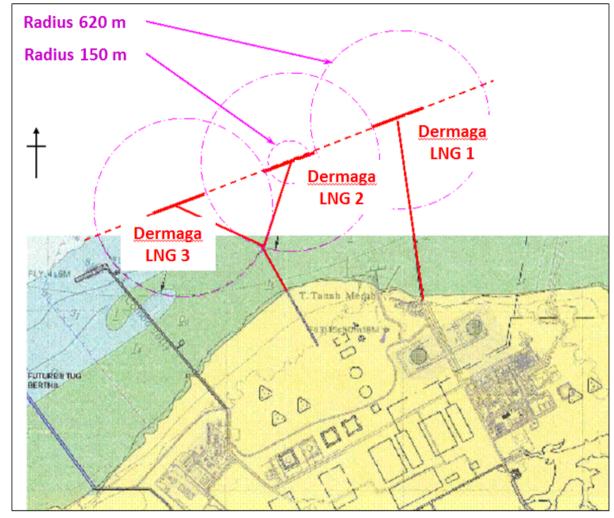


Pipetrack akan diperlukan untuk mengakomodasi perpipaan LNG dan perpipaan lainnya untuk setiap dermaga LNG serta fasilitas pemuatan (loading) kondensat pada Dermaga LNG 2. Perpipaan akan dirancang untuk mengakomodir semua proses, servis dan penggunaan pipa pada anjungan pemuatan. Kabel listrik dan instrumen harus dipasang terpisah pada bagian yang sejajar dengan jalan atau pada jalur galian kabel.

Intake air laut harus dibangun pada kedalaman tidak kurang dari -11 m CD. Intake tersebut harus diletakan pada sisi barat trestle dan sejajar dengan trestle. Area operasi harus disediakan untuk sebuah crane 40 te untuk perawatan fasilitas intake air laut.







Catatan : Dermaga LNG 3 akan dibangun sebagai bagian dari pembangunan Kilang LNG 5 dan tidak menjadi bagian dalam lingkup studi AMDAL ini.

Gambar I-54 Lokasi Dermaga LNG







Gambar I-55 Bagian Atas Dermaga





Fasilitas *intake* air laut yang dirancang meliputi pompa, *screen* dan saringan untuk ekstraksi air dari laut dan kegiatan transfer ke darat. Saringan dibutuhkan untuk menghilangkan padatan tersuspensi dari air laut. Sebisa mungkin, fasilitas ini dirancang untuk dioperasikan dan dilakukan pemeliharaan tanpa memerlukan kegiatan penyelaman.

Fasilitas saluran pembuangan air limbah dibangun pada sisi yang berlawanan/belakang anjungan pemuatan. Saluran pembuangan akan dipasang sepanjang pipa ke titik pembuangan, dimana pembuangan akan dilakukan melalui pipa vertikal pada kedalaman -6 m LAT.



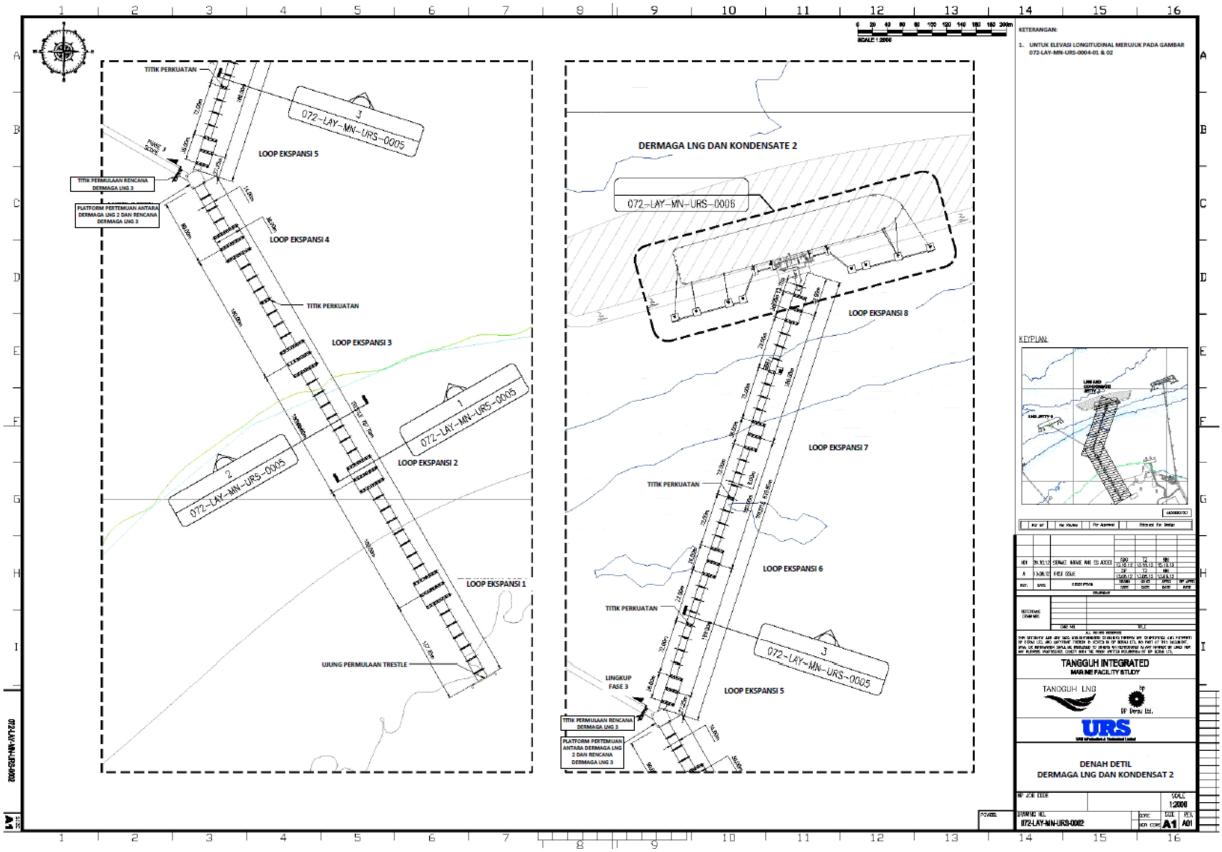




Gambar I-56 Dermaga LNG Saat Ini







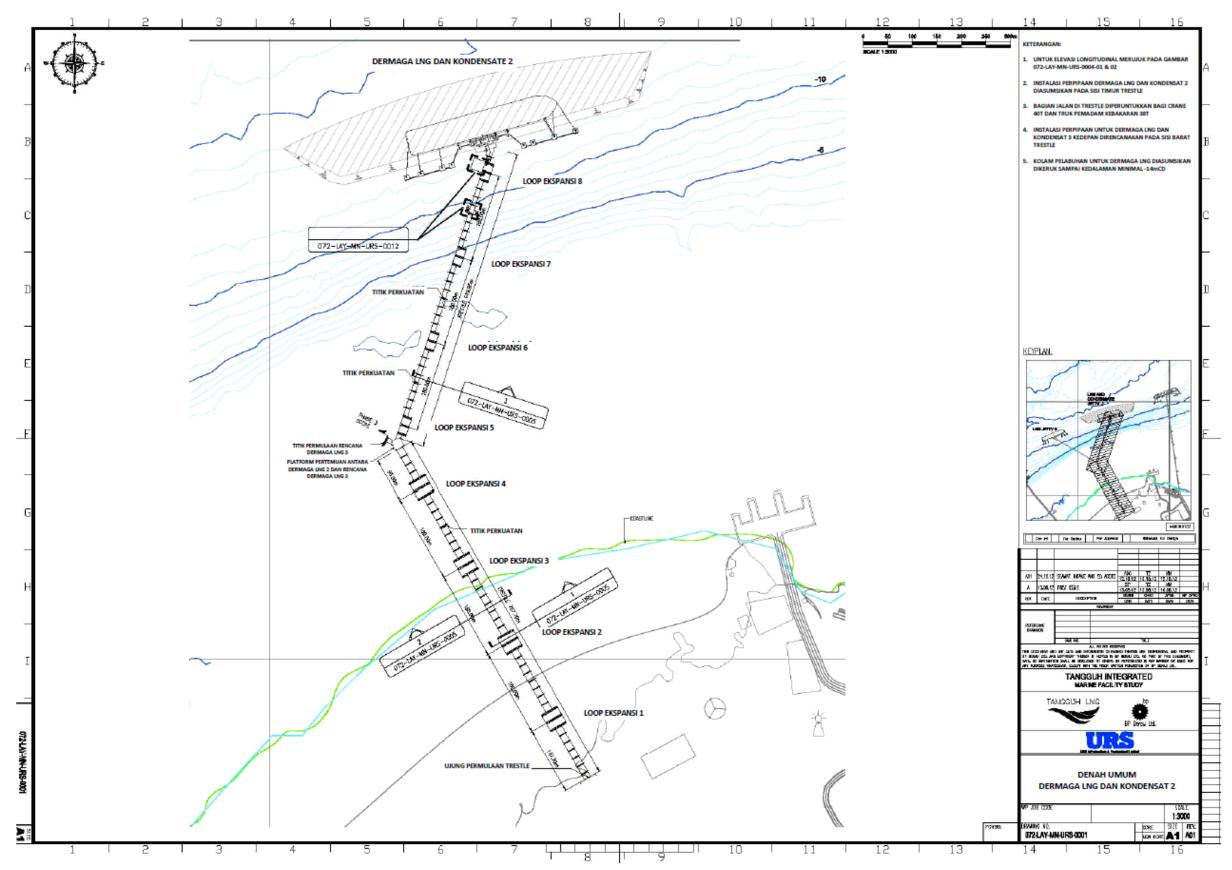
Catatan:

*): Detail mengenai fasilitas terminal khusus saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-57a Desain Dermaga LNG 2 - Detail Perencanaan *)







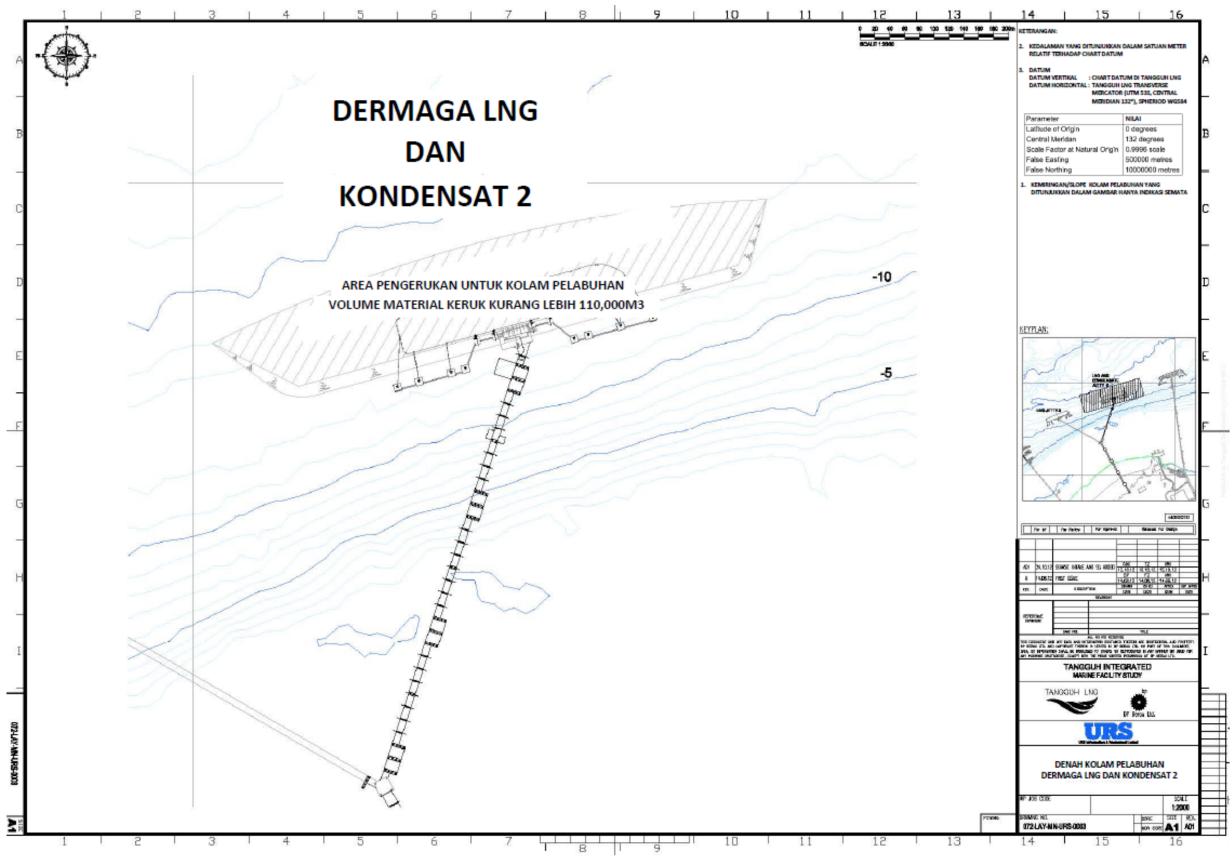
Catatan

*): Detail mengenai fasilitas terminal khusus saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-57b Desain Dermaga LNG 2 - Gambaran Umum *)







<u>Catatan :</u>

*): Detail mengenai fasilitas terminal khusus saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-57c Desain Dermaga LNG 2 - Rencana Berthing Pocket*)





B8. Pengembangan Combo Dock

Beberapa modifikasi dan penambahan perlu dilakukan pada struktur *combo dock* untuk dapat mendukung peningkatan aktifitas operasi Tangguh LNG. Beberapa modifikasi utama yang akan dilakukan pada *combo dock* adalah sebagai berikut:

- Penambahan fasilitas untuk kegiatan pengeboran (drilling operations berth)

Untuk dapat mendukung kegiatan pengeboran lepas pantai, sebuah fasilitas untuk dapat mengakomodasi kebutuhan pengeboran, terutama *mud-plant* harus disediakan. Fasilitas ini akan dibangun sebagai bagian dari kegiatan konstruksi awal.

Rencana saat ini, fasilitas pendukung kegiatan pengeboran akan dibangun sebagai tambahan pada sisi barat dari *jetty head combo dock* yang ada saat ini yang digunakan untuk transfer personel. Penambahan ini akan dibangun dengan menggunakan struktur *open piled* dengan elevasi yang sama dengan *combo dock* yang ada saat ini.

Penambahan ini akan dibangun sepanjang 81 m dan lebar 30 m yang dapat menyediakan tempat berlabuh untuk dua OSV, pada sisi utara dan selatan dari fasilitas ini. Kedalaman air pada tempat berlabuh di sisi utara harus setidaknya 9 m CD dengan persiapan untuk penambahan sampai dengan 11 m untuk pengerukan di masa mendatang.

Pelindung Gelombang (Wave Screen)

Pelindung gelombang akan dibangun pada ujung timur *jetty head combo dock* untuk memberikan perlindungan ombak pada tempat berlindung kapal kecil (*small boat haven*) yang terletak pada sisi selatannya. Pelindung gelombang dirancang sedemikian rupa agar gelombang pada tempat berlabuh kapal-kapal kecil (*small boat berth*) tidak lebih dari 0,5 m untuk gelombang perairan dalam dengan ketinggian gelombang 1,5 m.

Rencana saat ini, pelindung gelombang akan dibangun sampai dengan panjang 200 m untuk mengakomodasi panjang *pontoon* tempat berlabuh kapal kecil yang ada dibelakangnya.

- Tempat Pengisian Bahan Bakar untuk Kapal Kecil (Diesel Berth)

Tempat pengisian bahan bakar akan dibangun pada *finger pier* di sisi timur *jetty head combo dock*. Kegiatan pengisian bahan bakar yang saat ini dilakukan pada tempat berlabuh di sebelah selatan akan dipindahkan ke lokasi fasilitas yang baru, sebagai berikut :

- Sisi utara fasilitas ini akan digunakan untuk pemuatan (*loading*) bahan bakar dan pengisian bahan bakar untuk OSV dan kapal *tug*;
- Sisi selatan fasilitas ini akan digunakan untuk pengisian bahan bakar kapal-kapal kecil.



Tempat pengisian bahan bakar akan dibangun dengan panjang kurang lebih 120 m dan lebar kurang lebih 15 m, yang akan digabungkan pada struktur pelindung gelombang.

Transfer bahan bakar akan dilakukan dengan menggunakan selang. Area sekitar selang akan ditutup dan diberi pelindung untuk mencegah tumpahan bahan bakar ke laut.

Proses pengisian bahan bakar yang dilakukan nantinya harus mengikuti prosedur pengisian bahan bakar untuk memastikan tidak ada tumpahan yang terjadi selama pengisian.

Tempat berlabuh kapal pengangkut bahan bakar yang diusulkan akan memungkinkan berlabuhnya kapal *tanker* yang berbobot sekitar 2.500 DWT (*deadweight tonnage*) pada bagian luar (sisi utara), dan kapal kecil akan berlabuh di bagian dalam (sisi selatan) untuk pengisian bahan bakar. Dek akan lebih rendah dari *combo dock* saat ini (+6 m), menyesuaikan dengan operasi kapal kecil, dan lebih terbuka untuk memungkinkan *overwash*/menghindari *uplift* selama badai atau tsunami. Gardu listrik yang ada/LCR (ruang kontrol lokal) mungkin akan dipindahkan ke daerah baru ini, yaitu di +7 m, untuk menyediakan lebih banyak ruang kerja pada *combo dock* utama.

- Tempat Berlindung Kapal Kecil (Small Boat Haven)

Tempat berlindung akan dirancang untuk dapat menampung kapal kecil pada sisi selatan pada saat cuaca buruk dan untuk tempat pengisian bahan bakar kapal kecil. Kapal-kapal termasuk kapal kru, *ferry* kecil dan kapal keamanan (*security boat*) dapat menggunakan fasilitas ini.

- Tempat Berlabuh Kapal Tunda (Tug Berth)

Tempat berlabuh kapal tunda (*tug boat*) yang ada saat ini akan digantikan dengan tempat berlabuh berupa *pontoon* (sampai dengan 4 *pontoon*). Tempat berlabuh kapal tunda ini dirancang untuk dapat mengakomodasi kapal tunda besar dan kapal pilot.

- Penambahan Pontoon Kapal Kru (Extension to Crew Boat Pontoon)

Penambahan ini akan disambungkan dengan *pontoon* kapal kru yang ada saat ini. *Pontoon* baru akan dibangun dengan ukuran dan konstruksi yang sama dengan *pontoon* yang ada saat ini.

Pontoon lain yang serupa dengan yang telah ada akan ditambahkan pada sisi timur dari pontoon ferry yang ada, untuk menangani kapal-kapal yang lebih besar di masa mendatang.





- Tempat Parkir Bus (Coach Parking Area)

Fasilitas ini akan dibangun pada sisi yang lebih dekat dengan daratan dari *pontoon* kapal kru untuk menyediakan tempat tunggu dan naik turun penumpang yang tiba dari *ferry*.

Penambahan area ini akan menjadi tempat berlindung personel dan untuk tempat naik/turun penumpang maupun putar balik dari bus penumpang, di mana pada saat ini masih sulit bagi bus-bus untuk berputar balik pada *trestle* yang ada.

- Tempat peralatan respon tumpahan minyak (Oil Spill Response Support)

Tempat peralatan untuk respon tumpahan minyak yang dapat langsung digunakan saat ini disimpan pada sisi timur dari *pontoon ferry* yang ada saat ini tidak akan dimodifikasi. Fasilitas untuk penyimpanan dan *deployment* untuk peralatan respon tumpahan minyak juga akan disediakan pada lokasi lain di area Tangguh LNG.



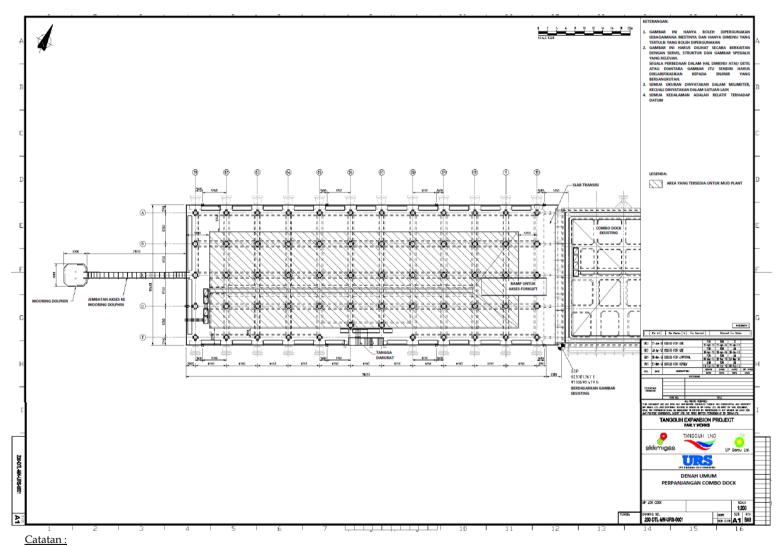




Gambar I-58 Combo Dock yang Ada Saat Ini







*): Detail mengenai fasilitas terminal khusus saat ini masih dalam tahap penyelesaian desain dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek. Gambar ini akan diperbaharui sesuai dengan hasil desain tersebut

Gambar I-59 Rencana Pengembangan Combo Dock*)





B9. Pengelolaan Limbah Padat (Non-B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Pengelolaan limbah padat, baik limbah B3 dan non-B3 selama tahap konstruksi fasilitas terminal khusus akan diangkut dan dikelola di darat, di lokasi Tangguh LNG.

Detail mengenai pengelolaan limbah padat di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Sub Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B8 Pengelolaan Limbah Padat dan Limbah B3.

Untuk pembuangan limbah padat non B3 ke laut oleh kapal-kapal konstruksi, harus dilakukan sesuai ketentuan MARPOL *Annex* V Tahun 2012 mengenai *Prevention of Pollution by Garbage from Ships*. Hal ini termasuk, tetapi tidak terbatas pada:

- Pembuangan limbah padat (non B3) ke laut hanya boleh dilakukan dengan kondisi kapal bergerak.
- Pembuangan limbah padat (non B3) ke laut harus dilakukan pada jarak ≥ 3 nautical mil dari garis pantai terdekat untuk sampah organik (sampah makanan) yang telah dicacah. Sampah organik yang telah dicacah tersebut harus dilalui pada saringan dengan bukaan ≤ 25 mm.

Limbah padat non B3 lainnya yang dihasilkan oleh kapal-kapal konstruksi dan tidak dapat dibuang ke laut, akan dikirim ke darat ataupun ke fasilitas pengelolaan limbah, sedangkan untuk limbah B3 akan dikirimkan fasilitas pengelolaan limbah yang memiliki izin.

B10. Pengelolaan Limbah Cair

Limbah cair yang biasanya dihasilkan dari kegiatan kapal adalah air limbah domestik, air bilge, dan air ballast. Untuk kapal-kapal kecil (kapal crew change, security boat) akan dilengkapi dengan sistem pemisahan minyak. Pembuangan air limbah mengandung minyak dari kapal dilakukan dengan menggunakan truk pompa (vacuum) untuk kemudian membawa air limbah untuk dikelola di fasilitas IPAL yang ada di darat.

Untuk kapal-kapal besar (Kapal Tangker, Kapal Kondensat), pembuangan pengelolaan air limbah (*bilge water*, air limbah mengandung minyak, air *ballast*, air limbah sanitari) kapal dilakukan secara mandiri di luar Tangguh LNG, sesuai dengan PP No. 21 Tahun 2010 tentang Perlindungan Lingkungan Maritim dan ketentuan MARPOL *Annex* IV *Prevention of Pollution by Sewage from Ships* Tahun 2012. Kapal-kapal besar biasanya dilengkapi fasilitas pengolahan limbah sanitari dan air limbah yang mengandung minyak sesuai ketentuan MARPOL.

Limbah cair yang dihasilkan dari fasilitas terminal khusus yang ada di darat akan dikelola bersama limbah cair lain yang berasal dari kilang dan fasilitas pendukung di lokasi Tangguh LNG. Detail mengenai pengelolaan limbah cair di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Sub Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B9 Pengelolaan Limbah Cair.

Pengelolaan air *ballast* selama tahap konstruksi akan dilakukan sesuai dengan ketentuan MARPOL *Annex* VI, namun nantinya akan minim kemungkinan penggantian air *ballast* yang dilakukan di area Tangguh LNG, karena sebagian besar kapal akan tiba ke lokasi Tangguh LNG dalam kondisi *loaded*.

B11. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia

Pengaturan penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia selama tahap konstruksi dari kegiatan Terminal Khusus akan sama seperti pengaturan penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia selama konstruksi Kilang LNG.

Pada *combo dock* akan dibuat tempat penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia kecil yang disediakan untuk mendukung kegiatan pengeboran.

Detail mengenai penyimpanan dan bongkar muat bahan bakar dan bahan kimia dapat dilihat pada Sub Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian B11 Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia.

C. Tahap Operasi

C1. Penerimaan Tenaga Kerja

Pada tahap operasi, Terminal Khusus akan dioperasikan sebagai fasilitas pendukung beroperasinya Kilang LNG. Kebutuhan tenaga kerja untuk pengoperasian Terminal Khusus sudah termasuk dalam jumlah tenaga kerja yang dibutuhkan untuk mengoperasikan Kilang LNG.

Detail mengenai proses penerimaan dan mobilisasi tenaga kerja pada tahap operasi dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian C1. Penerimaan Tenaga Kerja.

C2. Pengerukan Pemeliharaan dan Pembuangan Material Hasil Pengerukan

Semua daerah yang dikeruk akan memerlukan pengerukan pemeliharaan berkala untuk menjaga kedalaman air yang ditentukan sesuai desain. Perkiraan saat ini, pengerukan akan dilakukan setiap tahun selama kurang lebih 3 bulan.

Perkiraan saat ini untuk volume pengerukan pemeliharaan adalah sekitar 400.000 m³ per tahun. Diperkirakaan bahwa pengerukan tersebut akan minimal di dermaga LNG, tetapi mungkin bisa menjadi besar di BOF sebagai konsekuensi dari lokasinya di kedalaman air yang sangat dangkal.

Pembuangan hasil material pengerukan akan menggunakan lokasi sebagaimana dijelaskan dalam Tahap Konstruksi.



C3. Pemuatan dan Pengangkutan LNG dan Kondensat

Produk LNG dari Tangguh LNG saat ini dan dari Proyek Pengembangan Tangguh LNG akan diekspor melalui Dermaga LNG 1 dan 2. Dermaga LNG 1 dapat digunakan untuk *tanker* LNG yang berukuran berkisar dari 85.000 hingga 165.000 m³. Dermaga LNG 2 terletak pada kedalaman air 14 m, memungkinkan adanya fleksibilitas ukuran kapal untuk pengapalan LNG dari 125.000 m³ sampai dengan Qflex dan pengapalan kondensat sampai dengan *Aframax size* (tetapi tidak secara simultan dengan LNGC).

Selama *loading* LNG ke kapal, LNG dipompakan dari tangki penyimpanan melalui jalur pengkapalan (*loading line*) dengan menggunakan pompa-pompa di dalam tanki (*in-tank pumps*). BOG dari kapal akan mengalir kembali melalui *vapour return header* dan digabungkan dengan *boil off gas* dari tangki di *equalization header*, yang kemudian dihubungkan ke *boil-off compressor suction drum*.

Sistem pengapalan LNG terpadu (fasilitas yang ada saat ini ditambah dengan fasilitas baru) akan didesain dengan kemampuan untuk memuat dua kapal LNG secara bersama-sama, satu untuk masing-masing *berth*.

Untuk memfasilitasi pengembangan tahap selanjutnya, maka titik-titik penyambungan (*tie-in points*) akan disediakan untuk mengurangi dampak operasional pada saat konstruksi dermaga LNG 3 dimasa mendatang.

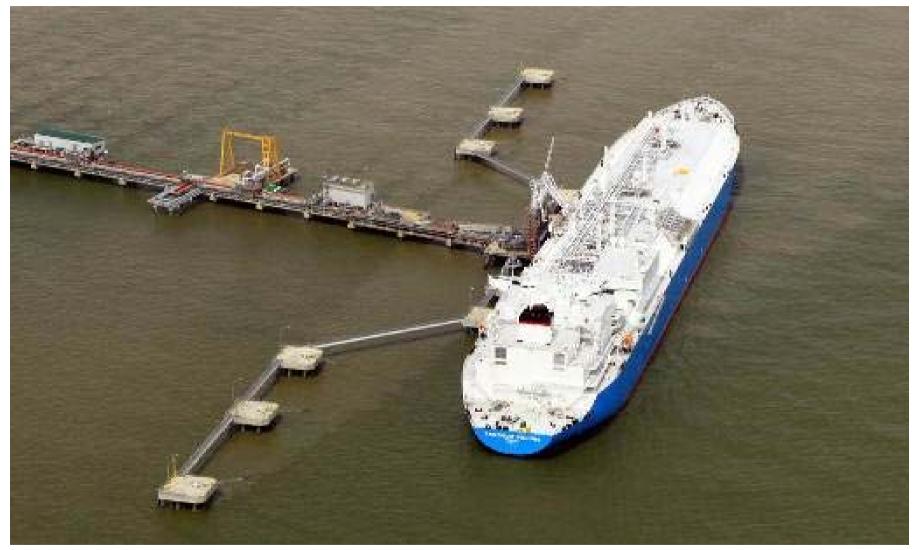
Diperkirakan bahwa terdapat kurang lebih 50 - 60 kapal LNG per tahun per Kilang. Tidak ada pengisian bahan bakar untuk kapal-kapal ini ketika berada di Teluk Berau/Teluk Bintuni. *Loading* produk akan dilakukan dengan memompa LNG dari tangki LNG ke *tanker* melalui lengan pemuatan LNG (*LNG loading arms*). Akan terdapat lahan dengan radius 500 m di sekitar kapal LNG di mana kapal-kapal lain akan dilarang beroperasi untuk alasan keselamatan.

Perkiraan jumlah kedatangan *tanker* untuk melayani operasi Tangguh LNG pada pengembangan tahap awal (operasi tiga kilang) adalah sebagai berikut:

- Tanker LNG empat kali seminggu;
- Kapal kondensat satu kali sebulan.







Gambar I-60 Pemuatan LNG



Pengapalan Kondensat

Pemuatan kondensat akan dipindahkan dari combo dock ke Dermaga LNG 2 yang baru sebagai bagian dari Pengembangan Tangguh LNG. Pemuatan kondensat akan dilakukan dengan menggunakan fixed loading arms. Pemuatan Kondensat akan memerlukan kurang lebih 15 jam (loading time). Tidak ada pengisian bahan bakar untuk kapal-kapal ini ketika berada di Teluk Berau/Teluk Bintuni. Zona Terbatas Terlarang (radius 150-m) diperlukan selama pemuatan ke dalam kapal. Diantisipasi akan ada dua kali pengapalan kondensat setiap minggu. Kapasitas parcel kondensat (condensate parcel size) adalah sekitar 310.000 bbl dan kapasitas kapal kondensat adalah sampai dengan 600.000 bbl.

C4. Transportasi Laut selama Operasi Kilang LNG

Rencana jenis dan kapasitas kapal yang akan beroperasi di fasilitas terminal khusus yang akan dibangun dapat dilihat pada **Tabel I-28**.

Tabel I-28 Jenis dan Kapasitas Kapal yang akan berlabuh di Fasilitas Terminal Khusus

Jenis Kapal	Kapasitas Kapal	
LNG Tanker	125.000 m³ – 165.000 m³ dan QFlex	
Condensate Tanker	80.000 bbls – 600.000 bbls	
General Cargo	5.000 te – 10.000 te	
Heavy Lift Cargo (khusus konstruksi)	14.000 te	
LCT	1.500 te	
Small Tanker	2.500 te	
OSV	800 – 1.000 te	

Transportasi Laut untuk Pemeliharaan Sumur Gas dan Anjungan Lepas Pantai

Selama tahap operasi anjungan, jenis kapal yang diperlukan akan lebih sedikit jumlah dan jenisnya dibandingkan pada tahap pengeboran sumur gas dan konstruksi. Kapal ukuran sedang yang diperlukan seperti Kapal Pendukung Multiguna - *Multipurpose Support Vessel* (MPSV) akan digunakan untuk kegiatan pemeliharaan anjungan dan sumur gas; kapal pekerja (*crew boat*) dan kapal keamanan (*security boat*).

Frekuensi pergerakan lalu lintas kapal lebih tinggi selama kegiatan konstruksi dibanding dengan tahap operasi. Lalu lintas kapal untuk keperluan proyek Tangguh LNG akan diharuskan untuk melalui koridor lalu lintas laut yang telah ditentukan.

Perkiraan pergerakan alat transportasi laut selama tahap operasi diringkas dalam **Tabel I-29** di bawah ini.





Tabel I-29 Perkiraan Pergerakan Alat Transportasi Laut untuk Kegiatan Tahap Operasi Kegiatan Eksploitasi Gas

Operasi (terus menerus sepanjang tahap operasi)	Jumlah Kapal	Frekuensi Kapal
Kapal Pendukung:	2 Kapal	12 jam/hari
Kapal Pendukung Multiguna – Multipurpose Support Vessel (MPSV)		
Kapal Pekerja (Crew Boat)	2 Kapal	12 jam/hari
Kapal Keamanan (Security Boat)	4 Kapal	24 jam/hari

Transportasi Laut untuk Kegiatan Inspeksi dan Pemeliharaan Jaringan Perpipaan

Kebutuhan transportasi laut pada tahap operasi akan terbatas pada pelaksanaan kegiatan inspeksi dan pemeliharaan jaringan perpipaan.

Kegiatan inspeksi akan dilakukan satu kali pada lima tahun pertama dan kemungkinan akan semakin berkurang setelahnya, tergantung dari kondisi pipa dan kajian risiko. Aktivitas inspeksi akan menggunakan *intelligent pig* untuk *internal* dan *riser*, *tie in spool* dan *rock cover* menggunakan ROV untuk bagian luar.

<u>Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material Pendukung Operasi Kilang LNG</u>

Selama operasi, selain kegiatan ekspor LNG dan kondensat, transportasi laut akan diperlukan untuk mendukung mobilisasi tenaga kerja, transportasi logistik dan bahan bakar.

Jenis kapal yang beroperasi selama masa operasi akan kurang lebih sama dengan jenis kapal yang beroperasi di Tangguh LNG operasi saat ini, antara lain:

- Kapal feri penumpang untuk crew change;
- Kapal pengangkut logistik;
- Kapal tanker pengangkut bahan bakar;

Kapal-kapal pendukung operasi Kilang LNG akan berlabuh menggunakan fasilitas *combo dock* seperti pada operasi Tangguh LNG saat ini.





Tabel I-30 Jenis, Jumlah dan Frekuensi Pergerakan Kapal pada Tahap Operasi

No.	Operasi (terus-menerus)	Jumlah Kapal	Frekuensi
1	Kapal Pendukung <i>Crew</i> boat (SPTB) – <i>Small</i> personal transfer boat	6 Kapal	12 jam/hari
2	Kapal Pekerja (Crew Boat)	2 Kapal	12 jam/hari
3	Kapal Pendukung Multiguna – Offshore Support Vessel (OSV)	2 Kapal	12 jam/hari
4	Kapal Keamanan (Security Boat)	4 Kapal	24 jam/hari
5	Pilot Boat	1 Kapal	6 jam/hari
6	Tug Boat	6 Kapal	6 jam/hari
7	LCT	3 LCT	3 x /minggu
8	Cargo Boat (big cargo)	2 Kapal	4 x/bulan
9	Fuel tanker	1 Kapal	4x/bulan
10	LNG Tanker	15 Kapal	15x/bulan
11	Condensate Tanker	3 Kapal	3x/bulan
12	Mooring Boat	2 Kapal	6 hrs/hari

C5. Pengelolaan Limbah Padat (Non-B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)

Selama tahap operasional, semua limbah padat B3 dan non-B3 yang dihasilkan dari operasi kapal (kecuali kapal *tanker*) dikumpulkan dan diangkut ke fasilitas pengelolaan sampah terpadu di lokasi Tangguh LNG untuk penanganan lebih lanjut.

Detail mengenai pengelolaan limbah padat di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian C9 Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah B3.

Sedangkan untuk praktik pengelolaan limbah untuk *Tanker* LNG dan kondensat akan mengacu kepada persyaratan MARPOL *Annex* V Tahun 2012 mengenai *Prevention of Pollution by Garbage from Ships*.

C6. Pengelolaan Limbah Cair

Limbah cair yang biasanya dihasilkan dari kegiatan kapal adalah air limbah domestik, air bilge, dan air ballast. Untuk kapal-kapal kecil (kapal crew change, security boat) akan dilengkapi dengan sistem pemisahan minyak. Pembuangan air limbah mengandung minyak dari kapal dilakukan dengan menggunakan truk pompa vacuum untuk kemudian membawa air limbah untuk dikelola di fasilitas IPAL yang ada di darat.

Untuk kapal-kapal besar (Kapal Tangker, Kapal Kondensat), pembuangan pengelolaan air limbah (bilge water, air limbah mengandung minyak, air ballast, air limbah sanitari) kapal dilakukan secara independen di luar Tangguh LNG, sesuai dengan PP No. 21 Tahun 2010 tentang Perlindungan Lingkungan Maritim dan ketentuan MARPOL Annex IV Prevention of Pollution by Sewage from Ships Tahun 2012. Kapal-kapal besar biasanya dilengkapi fasilitas pengolahan limbah sanitari dan air limbah yang mengandung minyak sesuai ketentuan MARPOL.

Limbah cair yang dihasilkan dari fasilitas terminal khusus yang ada di darat akan dikelola bersama limbah cair lain yang berasal dari kilang dan fasilitas pendukung di lokasi Tangguh LNG. Detail mengenai pengelolaan limbah cair di lokasi Tangguh LNG dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian C8 Pengelolaan Limbah Cair.

C7. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia

Pengaturan penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia selama tahap operasi dari kegiatan Terminal Khusus akan sama seperti pengaturan penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia selama konstruksi Kilang LNG.

Detail mengenai penyimpanan dan bongkar muat bahan bakar dan bahan kimia dapat dilihat pada Sub-Bab 1.2.3 Kegiatan Kilang LNG Bagian C11 Penyimpanan dan Bongkar Muat Bahan Bakar dan Bahan Kimia.

C8. Keberadaan Terminal Khusus

Keberadaan dan pengoperasian Terminal Khusus sifatnya permanen selama operasi Tangguh LNG.

D. Tahap Pasca Operasi

D1. Pelepasan Tenaga Kerja

Pada akhir tahap operasi akan dilakukan pelepasan tenaga kerja operasi. Detail proses akan ditentukan kemudian dan akan dilakukan sesuai peraturan yang berlaku.

D2. Penutupan (*Decommissioning*) Fasilitas Terminal Khusus

Tahap pasca operasi akan meliputi tetapi tidak terbatas pada *decommissioning* (penutupan) fasilitas, remediasi dan demobilisasi tenaga kerja. Rencana *decommissioning* fasilitas akan disusun untuk mendapat persetujuan dari pemerintah.

Rencana *decommissioning* ini akan mencakup semua fasilitas terminal khusus. Kemungkinan penutupan untuk fasilitas terminal khusus ini adalah pembongkaran fasilitas atau dibiarkan di lokasi untuk digunakan di masa mendatang oleh pemangku kepentingan lain.





Pembahasan dengan pemerintah dan para pemangku kepentingan terkait akan menentukan pilihan ini. Rencana yang jelas dan kepastian hukum mengenai pengalihan tanggung jawab kepada pihak yang bertanggung jawab terhadap fasilitas-fasilitas tersebut akan ditentukan melalui proses ini.

D3. Revegetasi

Revegetasi akan dilakukan pada areal bekas fasilitas terminal khusus yang dibongkar. Rencana rinci program revegetasi akan dibuat setelah rencana decommissioning selesai disusun.

1.2.5 Kegiatan Survei, Seismik, dan Pengeboran Sumur Eksplorasi dan Deliniasi/Appraisal

A. Kegiatan Survei Regional, Geofisika dan Geoteknik

Kegiatan survei regional, geofisika dan geoteknik rencananya akan dilakukan pada wilayah kerja KKKS Berau dan KKKS Muturi sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar I-61**. Luas total area survei diperkirakan sekitar 1.500 km². Kegiatan survei tersebut direncanakan akan dilakukan pada tahun 2015, dan dapat dilakukan kembali pada wilayah kerja KKKS Berau dan KKKS Muturi bila diperlukan.

Kegiatan survei ini bertujuan untuk mendapatkan data geofisika yang memadai pada seluruh area untuk memetakan dasar laut dan kondisi *shallow strata* yang dibutuhkan dalam perencanaan sumur, anjungan dan jaringan perpipaan.

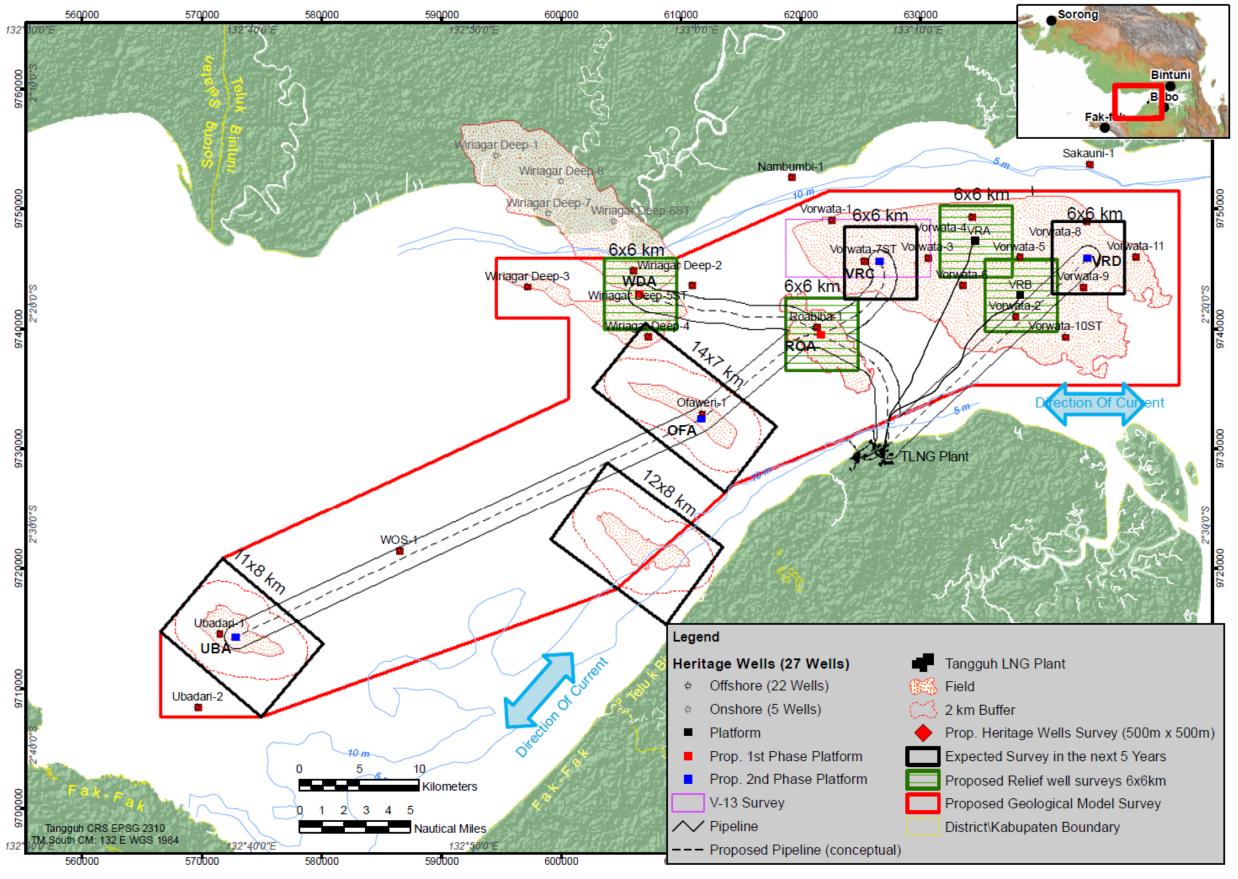
Selain itu, kegiatan survei ini juga bertujuan untuk mendapatkan informasi menyeluruh dari kondisi geofisika dan seismik dangkal (dari single atau multi streamer) pada area pengembangan (lapangan gas) dengan tie lines yang mencukupi untuk memungkinkan korelasi antara satu lapangan gas dengan lapangan gas yang lain. Data geofisika pada area lain akan berguna juga untuk perencanaan jaringan perpipaan.

Kegiatan survei regional, geofisika dan geoteknik rencananya akan menggunakan kurang lebih 3 kapal. Bentuk peralatan yang akan digunakan pada kegiatan ini dapat dilihat pada **Gambar I-62**.

Saat ini, kegiatan survei regional, geofisika dan geoteknik tersebut sedang dalam tahap perencanaan dan masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan perencanaan.



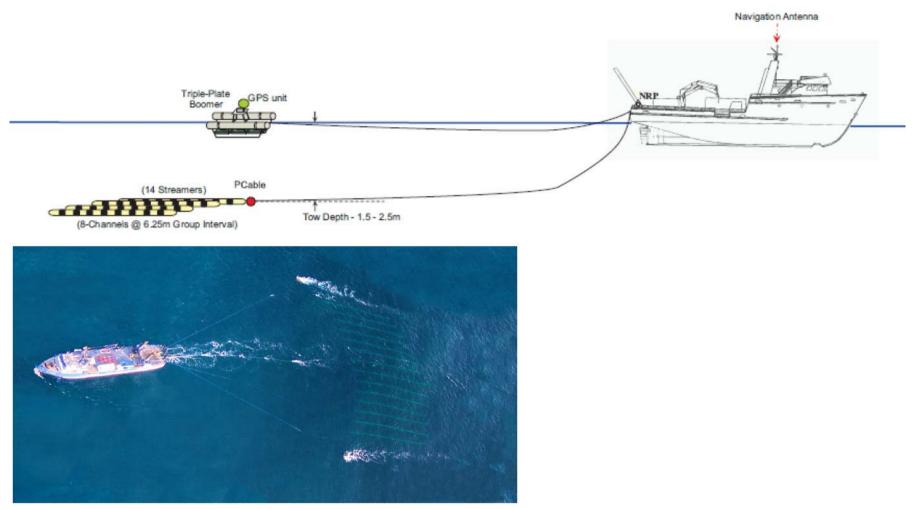




Catatan: kegiatan survei regional, geofisika dan geoteknik saat ini sedang dalam tahap perencanaan dan nantinya dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek.

Gambar I-61 Rencana Area Survei Regional, Geofisika dan Geoteknik





Catatan : kegiatan survei regional, geofisika dan geoteknik saat ini sedang dalam tahap perencanaan dan nantinya dapat berubah sesuai dengan perkembangan desain dan proyek, serta teknologi/metodologi yang digunakan oleh Kontraktor

Gambar I-62 Perkiraan Peralatan yang akan digunakan untuk Survei Regional, Geofisika dan Geoteknik



B. Kegiatan Survei Seismik (3D dan 2D)

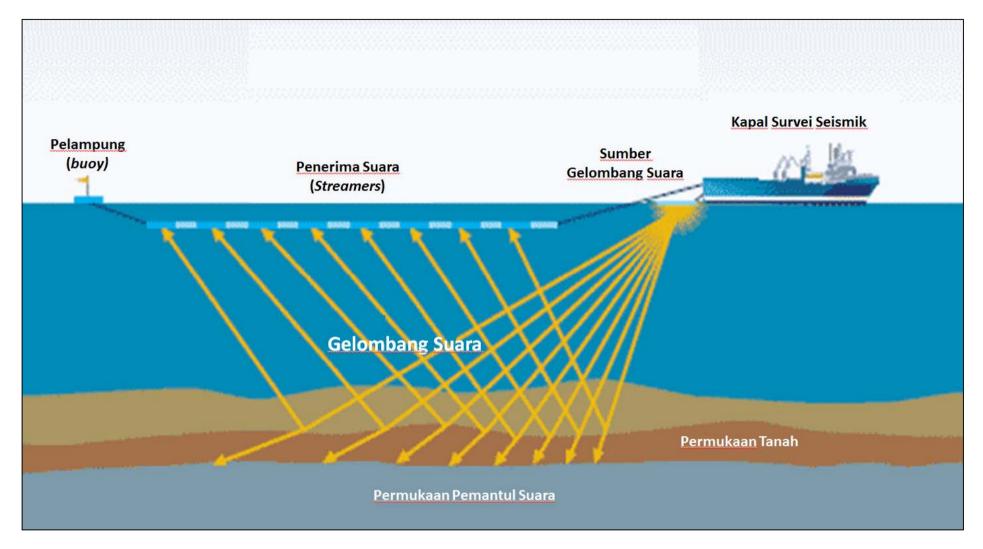
Survei seismik di laut merupakan metode pengumpulan data seismik yang biasa dilakukan dan telah diterapkan ribuan kali di lingkungan laut yang berbeda di seluruh dunia. Selama pengumpulan data, kapal seismik akan berlayar di sepanjang jalur survei yang telah ditentukan sebelumnya, di atas daerah yang mencakup lapangan gas. Untuk metoda survei seismik *streamer*, kapal dilengkapi dengan satu atau lebih kabel *streamer* (long streamer cable) dengan panjang kabel mencapai beberapa kilometer. Kapal yang menarik kabel *streamer* ini akan bergerak sejauh yang diperlukan sehingga mencakup seluruh daerah survei yang diinginkan. Kabel *streamer* ini akan berada di bawah permukaan air sehingga selama survei kabel *streamer* tidak terlihat.

Kapal seismik, yang dikonfigurasikan untuk menarik *streamer* di bawah permukaan air, juga menarik sejumlah kanon udara (*air guns*) yang digunakan untuk menghasilkan gelombang suara (*sound waves*), dengan cara melepaskan secara periodik beberapa ribu kubik inci udara bertekanan. Sensor sepanjang kabel digunakan untuk mendeteksi dan mencatat pantulan suara gelombang dari dasar laut dan dari lapisan bumi yang lebih dalam secara berurutan. Selama operasi, beberapa kapal pengawal digunakan baik di depan dan di belakang kapal seismik dan *streamer* untuk menjaga agar jalur pelayaran tetap bersih dari halangan dan memberi peringatan pada kapal lain yang mendekat.

Pada ujung area survei, kapal seismik akan berputar untuk melanjutkan survei pada lajur berikutnya. Penyapuan/lajur survei yang cukup banyak harus dilakukan untuk mencakup daerah yang diinginkan. Seluruh operasi bisa berlangsung selama beberapa bulan.

Gambar skematik kegiatan seismik dengan menggunakan metode *Stream* dapat dilihat pada **Gambar I-63**.





Gambar I-63 Gambar Skematik Kegiatan Seismik menggunakan Metode Stream

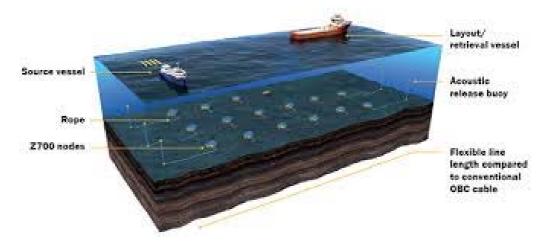




Variasi dari teknik ini yang telah diterapkan di Teluk Berau/Bintuni adalah dengan menggunakan kabel bawah laut (ocean bottom cable - OBC), dimana kabel-kabel berisi sensor tidak ditarik seperti kabel streamer akan tetapi ditempatkan pada suatu posisi yang sudah ditentukan di dasar laut. Dengan kemajuan teknologi, ocean bottom cable yang menggunakan kabel untuk menghubungkan sensor satu dengan lainnya, dapat digantikan dengan sensor-sensor yang terpisah tanpa terhubung oleh kabel atau disebut dengan nodes. Metode ini disebut dengan ocean bottom node (OBN). Untuk memudahkan proses pembentangan dan proses pengangkatan dari dasar laut, node ini dihubungkan dengan tali antara node satu dengan lainnya.

Kapal pembawa sumber gelombang atau *source vessel* tidak menarik sensor kabel seperti di survei seismik laut menggunakan *streamer*. Kapal pembawa sumber gelombang ini akan melakukan proses pelepasan sumber atau disebut *shooting* pada titik titik yang telah ditentukan dan berada di atas sensor OBC atau OBN yang sudah diletakkan di dasar laut.

Gambar skematik kegiatan seismik dengan menggunakan metode *Ocean Bottom Node* (OBN) dapat dilihat pada **Gambar I-64**.



Sumber: www.fairfieldnodal.com

Gambar I-64 Gambar Skematik Kegiatan Seismik menggunakan Metode Ocean Bottom Node (OBN)

Umumnya untuk survei seismik ocean bottom node atau ocean bottom cable, menggunakan beberapa jenis kapal : kapal sumber suara (source vessel), kapal pembentangan dan pengangkat cable atau node, kapal pengawal, kapal cepat untuk kegiatan pendukung, barge atau kapal akomodasi, kapal pembawa dan pengisi bahan bakar. Jumlah kapal dapat mencapai 12 – 15 kapal sesuai kebutuhan. Contoh konfigurasi kapal untuk survei ocean bottom cable dapat dilihat pada Gambar I-65.





Source Vessels:

2 large dual sources



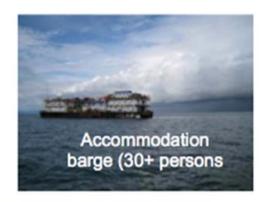


 4 shallow water source

Deployment / Handling vessels :













Gambar I-65

Contoh Konfigurasi Kapal Survei Ocean Bottom Cable (OBN)



Data hasil perekaman berupa data satuan yang tersimpan dalam pita magnetik khusus. Data ini akan dikirimkan ke pusat proses data seismik di Jakarta. Hasil proses data umumnya dapat diselesaikan dalam waktu 5 – 8 bulan. Data seismik yang sudah diproses atau diolah ini dapat menggambarkan kondisi lapisan batuan di bawah permukaan bumi di wilayah survei seismik.

Data ini kemudian akan dipergunakan untuk pencarian sumber minyak atau gas dengan menggabungkan data lainnya.

Kegiatan survei seismik direncanakan akan dilakukan pada tahun 2015 sampai dengan 2016 seperti ditunjukkan pada **Tabel I-31**. Area survei seismik dapat dilihat pada **Gambar I-66**.

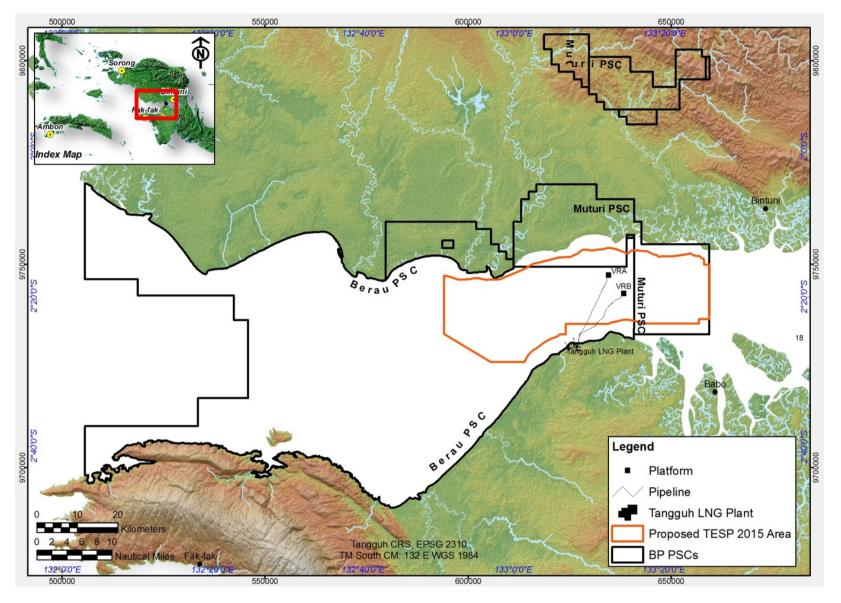
Tabel I-31 Rencana Pelaksanaan Kegiatan Survei Seismik

Description.						20	15								20	16		
Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
	1Q 20							3Q			4Q			1Q			2Q	
Premob Planning																		
Mobilization																		
Execution																		
Demob																		

Catatan : saat ini kegiatan survei seismik sedang dalam tahap perencanaan, jadwal tersebut masih dapat sesuai dengan perkembangan proses perencanaan







Area Survei Seismik Gambar I-66



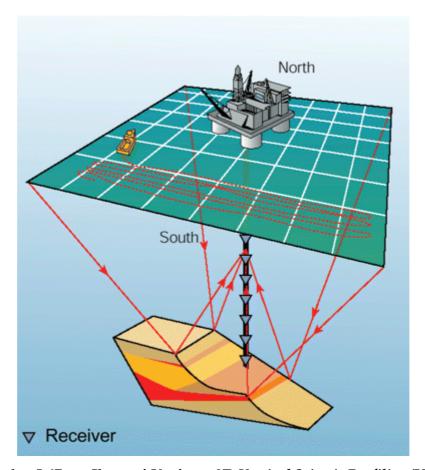


C. <u>Kegiatan Survei Vertical Seismic Profiling (VSP)</u>

Survei ini dilakukan pada saat akhir bersamaan dengan kegiatan pengeboran dengan tujuan mendapatkan data kondisi lapisan bawah permukaan bumi yang lebih akurat karena dengan survei VSP ini data data akustik direkam secara langsung ke sensor yang ditempatkan di dalam lubang bor. Berbeda dengan survei seismik dimana sensor diletakkan di atas permukaan bumi atau dasar laut, VSP dilakukan dengan meletakkan sensor langsung di dalam permukaaan bumi sesuai kedalaman yang diinginkan (biasanya mencapai 2.000 m – 4.000 m tergantung kebutuhan). Pada akhir kegiatan pengeboran, dimana lubang bor sudah tersedia dan dalam kondisi bagus, proses memasukkan sensor dilakukan.

Untuk kegiatan VSP di WDA, akan dilakukan survei 3D VSP dimana sumber gelombang diperoleh dengan menggunakan kapal khusus yang dilengkapi *air gun* dan bergerak di seputaran posisi *platform* atau lubang bor. Kegiatan ini akan berlangsung selama 7 - 10 hari tergantung program. Ilustrasi kegiatan survei VSP dapat dilihat pada **Gambar I-67**.

Kegiatan survei VSP akan dilakukan bersamaan dengan kegiatan pengeboran sumur produksi pada anjungan lepas pantai.



Gambar I-67 Ilustrasi Kegiatan 3D Vertical Seismic Profiling (VSP)



D. Kegiatan Pengeboran Sumur Eksplorasi dan Sumur Deliniasi/Appraisal

Proyek Pengembangan Tangguh LNG didorong oleh meningkatnya temuan cadangan terbukti di lapangan gas Vorwata yang telah disertifikasi ulang oleh konsultan lokal sebagai pihak ketiga. Sertifikasi ulang cadangan Vorwata terakhir adalah 16,9 Tcf total cadangan terbukti dan 20,8 Tcf cadangan terbukti ditambah cadangan tereka dari lapangan Vorwata, Wiriagar Deep, Roabiba, Ofaweri dan Ubadari.

Saat ini, KKKS Berau masih memiliki komitmen eksplorasi berupa pengeboran satu sumur eksplorasi/taruhan. Sumur tersebut akan dibor paling lambat sebelum tahun 2019 sesuai dengan kontrak persetujuan KKKS. Berdasarkan kajian saat ini, ada tiga prospek/lead yang menjadi opsi target pengeboran untuk memenuhi komitmen eksplorasi KKKS Berau, yaitu Ubadari, Inos dan Kepe-Kepe. Area opsi lokasi sumur adalah sebagai berikut dan dapat dilihat pada **Gambar I-68**.

Selain realisasi komitmen tersebut, program pengeboran deliniasi/appraisal juga akan dilakukan pada wilayah kerja KKKS Berau dan KKKS Muturi di masa mendatang yang mencakup lapangan gas Vorwata, Wiriagar Deep, Roabiba, Ofaweri, Ubadari dan/atau lapangan gas lainnya yang termasuk di dalam lingkup studi AMDAL ini.

Beberapa sumur deliniasi/appraisal yang rencananya akan dibor dalam waktu dekat adalah O-2 dan V-13 yang berada pada lapangan gas Ofaweri dan Vorwata.

Waktu dan jumlah pengeboran sumur deliniasi/appraisal nantinya akan tergantung kepada keberhasilan setiap program yang dilakukan sebelumnya.

Urutan kegiatan pengeboran sumur eksplorasi dan deliniasi/appraisal adalah sebagai berikut:

a) Persiapan Anjungan

Setelah tiba di lokasi, anjungan akan diatur posisinya sesuai dengan titik koordinat sumur yang telah direncanakan dan dipersiapkan untuk pengeboran. Semua aktivitas yang berhubungan dengan persiapan sebelum penajakan akan dilakukan di *rig*.

b) Proses Pengeboran (pemancangan konduktor, proses pengeboran, pemasangan selubung pipa, dan penyemenan)

Kegiatan akan dimulai dengan pemancangan pipa konduktor dengan diameter 76 cm sedalam kira-kira 45 m di bawah dasar sumur dengan memakai peralatan paku bumi, yang lazim dikenal sebagai peralatan hammer. Konduktor berfungsi untuk melindungi kepala sumur dan seluruh selubung pipa yang nantinya dipasang, dari beban tekanan air laut. Selain itu, konduktor juga berfungsi untuk melindungi dinding sumur di sekitar permukaan dan melindungi air di permukaan dari lumpur bor.



Pengeboran kemudian dilakukan mulai dari lubang besar yang kemudian akan dipasang selubung pipa yang disemen di antara lubang sumur dan diameter luar selubung pipa (annulus). Pemasangan selubung yang disemen bertujuan untuk melindungi lubang supaya tidak runtuh (menjaga kestabilan lubang sumur) dan mencegah aliran yang tidak diinginkan, baik dari formasi-formasi sekitarnya ke dalam sumur, maupun dari lumpur yang dipakai untuk pengeboran ke dalam formasi sekitar.

Adapun lumpur bor yang rencananya akan digunakan untuk kegiatan pengeboran sumur eksplorasi dan sumur deliniasi/appraisal adalah lumpur bor berbahan dasar air (water based mud) yang akan digunakan untuk mengebor seluruh ukuran lubang sampai dengan kedalaman akhir. Bagian terbesar dari lumpur bor adalah air laut dan lumpur alamiah yang dihasilkan sewaktu pengeboran.

Walaupun rencana saat ini adalah menggunakan lumpur bor berbahan dasar air yang dikenal dengan istilah *Water Based Mud* (WBM) untuk pengeboran seluruh ukuran lubang, tetapi penggunaan lumpur yang bersifat *Non Aqueous Drilling Fluid* (bukan berbahan dasar air) seperti *Synthetic Based Mud* (SBM) dan/atau *Oil Based Mud* (OBM) juga akan dipertimbangkan pada saat proses perencanaan, apabila hasil studi awal teknik pengeboran mengharuskan untuk menggunakan jenis lumpur tersebut.

Berdasarkan perhitungan tahap awal (*appraise stage*) kurang lebih 15.000 bbls (1.900 m³) lumpur bor dan 6.000 bbls (960 m³) serbuk bor diperkirakan dihasilkan dan akan dibuang dari masing-masing sumur. Lumpur bor pada dasarnya akan digunakan kembali sebanyak mungkin sepanjang program pengeboran.

Dalam proyek pengeboran akan terdapat tahap penyemenan untuk setiap ukuran selubung. Pada pengeboran sumur ini diperkirakan tidak ada kelebihan semen dari proses penyemenan. Hal ini dikarenakan seluruh semen yang disediakan akan disesuaikan dengan desain sumur, sehingga seluruh semen yang diproduksi akan masuk ke dalam selubung sesuai kebutuhan. Tidak akan ada semen yang sampai pada permukaan.

Kemungkinan akan ada residu semen dari proses pembersihan tempat penyemenan, jumlah air limbah dari proses ini diperkirakan maksimum 100 bbls (15.000 L) untuk setiap kegiatan penyemenan. Limbah dari residu semen ini akan dibuang melalui saluran pembuangan ke laut. Namun demikian, limbah semen bisa saja tidak timbul dan kemungkinan tidak akan ada semen berlebih pada saat sirkulasi dari bagian lainnya karena penyemenan tidak akan sampai ke *mud line*. Semen akan disiapkan sesuai dengan desain dan tangki semen tidak didesain untuk *dead volume*.



c) Completion/Penyelesaian Sumur (logging/evaluasi sumur, perforasi, uji alir/well test)

Dalam proyek pengeboran sumur eksplorasi dan deliniasi/appraisal, proses evaluasi sumur dilakukan dengan menggunakan wireline logging setelah target kedalaman di setiap ukuran lubang telah tercapai, sebelum dipasang selubung pipa.

Khusus lubang terakhir atau *reservoir*, selain dengan *wireline logging*, biasanya juga dilakukan *logging* saat proses pengeboran berlangsung (*Logging While Drilling* – LWD).

Setelah pemasangan liner, dilakukan penembakan (perforasi) lubang sumur melalui pipa tes (*test string*) DST sesuai dengan target yang direncanakan dilanjutkan dengan pengetesan sumur untuk menilai kinerja sumur dan menilai prospek sumur dan lapangan gas ke depan.

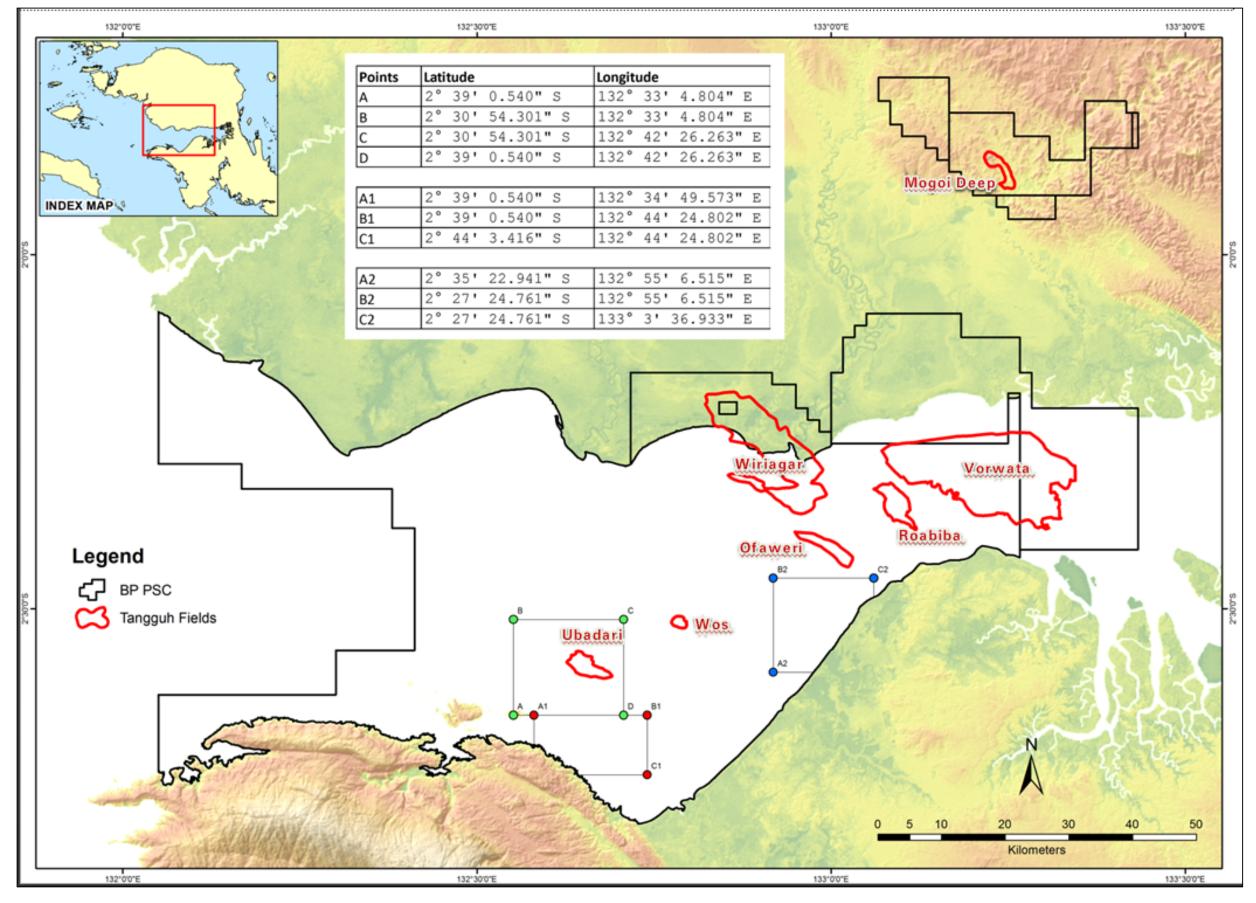
Selama proses pengetesan, akan ada kegiatan pembakaran gas (*flaring*) yang lazim disebut sebagai uji alir selama kurang lebih 48 - 72 jam untuk setiap sumur yang dibor. Laju *flaring* selama proses DST dapat mencapai antara 30-100 MMSCFD untuk setiap zona pengeboran. Kajian rinci akan dilakukan lebih lanjut berdasarkan data-data terkini.

d) Penutupan Sumur (plug and abandon well)

Setelah uji alir selesai dilakukan, maka pipa test akan ditarik kembali dan sumur akan dimatikan (*shut down*) melalui proses "kill well" dan sumur akan ditutup secara permanen (*permanent plug and abandon*) sesuai dengan pedoman dan peraturan yang berlaku. Selanjutnya, semua selubung pipa akan dipotong dengan jarak pangkal sumur minimum 4,5 m (15 ft) di bawah dasar laut.







Gambar I-68 Perkiraan Lokasi Pengeboran Sumur Eksplorasi pada 3 target prospek/lead: Ubadari, Inos dan Kepe-kepe



1.3 DAMPAK PENTING HIPOTETIK YANG DIKAJI

Metode yang digunakan untuk mengidentifikasi dampak penting hipotetik adalah melalui diskusi di antara tim studi AMDAL dan pemrakarsa proyek dalam beberapa lokakarya; analogi dampak dari operasi Tangguh LNG yang yang saat ini sedang berlangsung; kajian laporan berkala pelaksanaan RKL-RPL dari operasi Tangguh LNG saat ini; kajian literatur, pengamatan di lapangan dan penilaian profesional dari para pakar.

Selanjutnya, evaluasi dampak potensial untuk masing-masing parameter lingkungan hidup dan sosial dikembangkan untuk kegiatan Eksploitasi Gas, Transmisi Gas, Kilang LNG, dan Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus. Hasil evaluasi dampak potensial digunakan untuk menetapkan matriks dampak penting hipotetik dan diagram alir dampak. Selanjutnya, diagram alir dampak digunakan untuk:

- (1) menentukan keterkaitan antara satu dampak lingkungan dan sosial dengan dampak lainnya;
- (2) menentukan dampak primer, sekunder atau tersier, dan seterusnya; dan
- (3) mengidentifikasi komponen/parameter lingkungan hidup dan sosial yang menerima dampak paling banyak dari kegiatan proyek.

Evaluasi dampak potensial untuk menentukan dampak penting hipotetik yang akan dikaji dalam ANDAL Kegiatan Terpadu ini telah dilakukan dan dicantumkan dalam Buku II-Lampiran 1 dokumen KA-ANDAL yang telah disepakati oleh KLH pada 24 Juli 2013 dengan Surat Kesepakatan KA ANDAL No. 30 Tahun 2013.

1.3.1 Kegiatan Eksploitasi Gas

Proses pelingkupan untuk Kegiatan Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur) menghasilkan dampak penting hipotetik yang dikaji dalam ANDAL seperti tercantum pada **Tabel I-32**. Matriks identifikasi dampak penting hipotetik (DPH) dan bagan alir yang menunjukkan keterkaitan satu dampak penting hipotetik dengan dampak penting hipotetik lainnya serta dampak turunan dapat dilihat masing-masing pada **Tabel I-33** dan **Gambar I-69** sesuai yang tercantum dalam dokumen Kerangka Acuan ANDAL yang telah disepakati oleh KLH (Lampiran I - Surat Keputusan Deputi MenLH No. 30 Tahun 2013). Ringkasan proses pelingkupan dapat dilihat pada **Gambar I-70**.





Tabel I-32 Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur)

No	Komponen Lingkungan	Parameter
1.	Kebisingan	1. Kenaikan Tingkat Kebisingan
2.	Kualitas Air Laut	1. Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total (TSS)
		2. Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak
3.	Biota Perairan Laut	1. Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)
		2. Penurunan Kelimpahan Benthos
		3. Penurunan Kelimpahan Plankton
4.	Ekonomi	1. Peningkatan Kesempatan Kerja, Peningkatan Pengangguran
		2. Gangguan Kegiatan Perikanan
		3. Gangguan Aksesibilitas Transportasi Laut
		4. Peningkatan Pertumbuhan Bisnis Lokal
5.	Sosial - Budaya	1. Persepsi Masyarakat
		2. Peningkatan Ketegangan Sosial

- Kerangka Acuan ANDAL (KA-ANDAL) disusun mengacu kepada Permen LH No. 08 Tahun 2006, di mana segenap dampak penting dikelompokkan menjadi beberapa kelompok menurut keterkaitannya satu sama lain dan selanjutnya dampak penting yang berkelompok tersebut diurut berdasarkan kepentingannya.
- Namun, dokumen ANDAL yang disusun ini mengacu kepada Permen LH No 16 Tahun 2012, di mana tidak menghendaki Dampak Penting Hipotetik (DPH) diurut berdasarkan kepentingannya. Oleh karena itu Tabel I-32 tersebut di atas disusun sesuai urutan komponen lingkungan dan parameter lingkungan terkena dampak sesuai Matriks Indentifikasi Dampak Penting Hipotetik pada Tabel I-33.



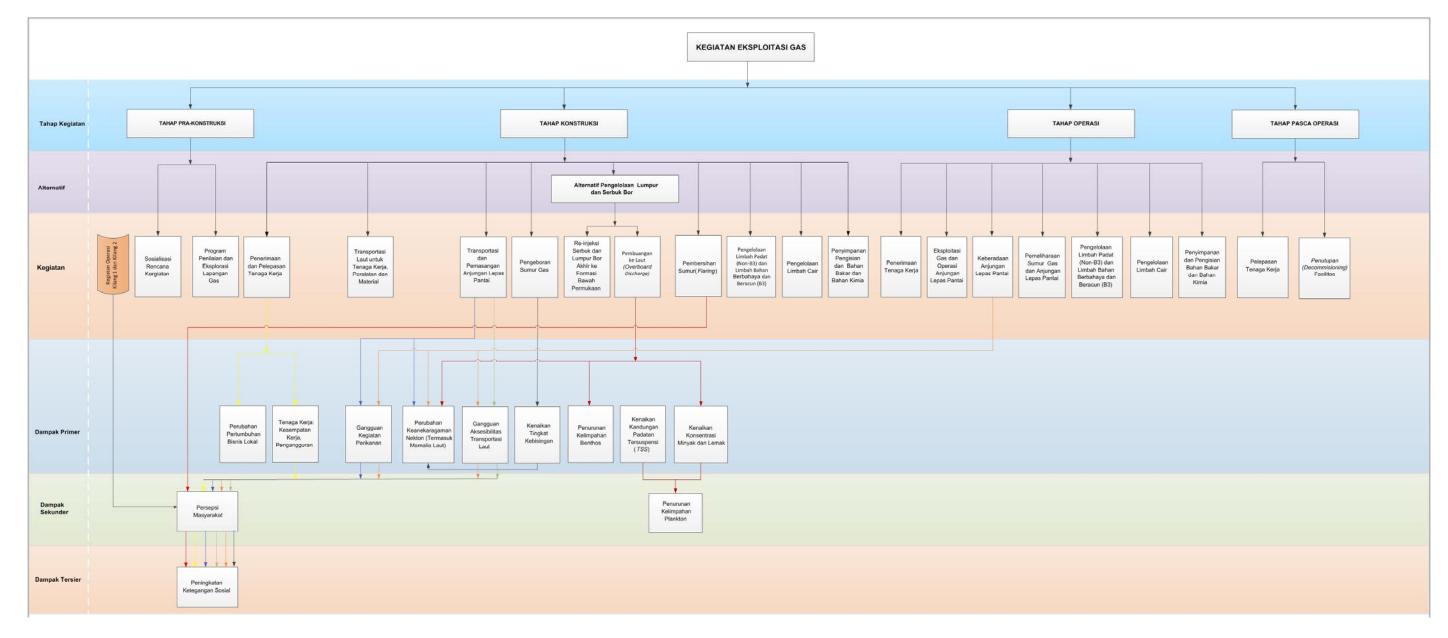


Tabel I-33 Matriks Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur)

										OTD.	· (O)								DED 4.0				
		KEGIATAN	PF	HAP RA- TRUKSI	erja	Peralatan			Alter Penge n Lur dan S	elolaa mpur erbuk		n B3) dan Limbah (B3)		akar dan		Lepas			PERAS an Limbah		akar dan	PA	AHAP ASCA ERASI
комром	EN LINGKUNGAN		Sosialisasi Rencana Kegiatan	Program Penilaian dan Eksplorasi Lapangan Gas	Penerimaan dan Pelepasan Tenaga Kerja		, Transportasi dan Pemasangan Anjungan Lepas Pantai			2. Pembuangan ke Laut (<i>Overboard Discharge</i>)	Pembersihan Sumur (Flaring)	Pengelolaan Limbah Padat (Noi Bahan Berbahaya dan Beracun		Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia		, Eksploitasi Gas dan Operasi Anjungan Lepas Pantai		Pemeliharaan Sumur Gas dan Anjungan Lepas Pantai	Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)		Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia		Penutupan (Decommissioning) Fasilitas
		Hasil Evaluasi Dampak Potensial	A1	A2	B1	B2	B3	B4	В	5	B6	B7	B8	B9	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	D1	D2
		Peningkatan Konsentrasi SOx																					
	Kualitas Udara	Peningkatan Konsentrasi NOx Peningkatan Konsentrasi HC (Hydrocarbon) Peningkatan Konsentrasi Partikulat Tersuspensi Total (TSP) Peningkatan Opasitas																					
	Green House Gas (GHG)	Penampakan Cahaya Kenaikan Emisi CO ₂																				\vdash	
	Kebauan	Peningkatan Konsentrasi H ₂ S																					
	Kebisingan	Kenaikan Tingkat Kebisingan						1														\blacksquare	
	Hidrologi	Perubahan Morfologi Anak Sungai Kenaikan Laju Aliran Air Anak Sungai Kenaikan Air Limpasan Permukaan Perubahan Pola Drainase																					
	Hidrogeologi	Penurunan Tinggi Muka Air Tanah Dangkal Peningkatan Intrusi Air Laut Penurunan Muka Lahan																					
	Oseanografi	Perubahan Pola Arus Peningkatan Abrasi Garis Pantai Peningkatan Akresi Garis Pantai																					
rd.	Tanah	Peningkatan Erosi Tanah Peningkatan Koncontrasi Tatal Patrologus Hudrocarbon (TPH)											\Box									\sqsubseteq	
imi	Fisiografi	Peningkatan Konsentrasi Total Petroleum Hydrocarbon (TPH) Perubahan Bentang Alam	-	-								-	\dashv	_					-			\vdash	
a-K		Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS)																					
Fisika-Kimia	V 11. A. D. I	Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total (TSS) Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak																					
	Kualitas Air Permukaan	Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO)																				\vdash	1
		Kenaikan Nilai COD																					
		Kenaikan Nilai BOD Kenaikan Konsentrasi Total Fenol																				\vdash	
		Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS)																					
	Kualitas Air Tanah	Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak																					
		Kenaikan Nilai Salinitas																				\vdash	\vdash
		Kenaikan Kandungan Bakteri Koli (Coliform)																					
		Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS) Kenaikan Nilai Salinitas								1			_									<u> — </u>	
		Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO)																					
	Kualitas Air Laut	Kenaikan Nilai COD Kenaikan Nilai BOD																				\vdash	
		Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak								1													
		Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Total Fenol											_									<u> </u>	
		Kenaikan Konsentrasi Ammonia																					
		Perubahan Struktur dan Komposisi Spesies Perubahan Tutupan Lahan											_										
	Flora Terestrial	Perubahan Keanekaragaman Spesies (Spesies Terancam dan																				\vdash	
		Eksotik, Etnobotani) Keanekaragaman Species (Spesies Terancam dan Eksotik,																				\vdash	
	Fauna Terestrial	Migratory)											_									<u> </u>	<u> </u>
Biologi		Perubahan Distribusi Spesies Perubahan Habitat Satwa Liar		1									\dashv						-				
Bio	D:	Penurunan Kelimpahan Plankton																					
	Biota Air Tawar	Penurunan Kelimpahan Benthos Perubahan Keanekaragaman Nekton											\dashv									\vdash	
		Penurunan Kelimpahan Plankton Penurunan Kelimpahan Benthos								1	4		7										
	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)					1	1		1		\dashv		\dashv			1					$\overline{}$	
		Peningkatan Spesies Eksotik																					
	Domos C	Perubahan Migrasi Penduduk (Mobilitas) Perubahan Struktur Populasi (Umur, Pendidikan, Jenis Kelamin,		}									\dashv									\vdash	
	Demografi	Etnis, Agama) Perubahan Pertumbuhan Penduduk									_		\dashv						<u> </u>			<u> </u>	<u> </u>
		Tenaga Kerja : Peningkatan Kesempatan Kerja, Peningkatan			/								-									\vdash	<u> </u>
e e		Pengangguran Perubahan Pertumbuhan Bisnis Lokal (Lembaga Keuangan,																				\vdash	
Budaya		Wirausaha)			1																	<u> </u>	<u> </u>
-Bu	Ekonomi	Perubahan Tingkat pendapatan (Pendapatan per Kapita, Pendapatan Rumah Tangga, Pengeluaran)																					
omi		Perubahan Pola Mata Pencaharian Gangguan Kegiatan Perikanan					/				1	\Box	7				\					\vdash	
- Ekonomi		Gangguan Aksesibilitas Transportasi					1										1						
1-E		Persepsi Masyarakat Asimilasi dan Akulturasi	-	-	1		1		$oxed{-1}$		1	\dashv	\dashv	\dashv		$\vdash \overline{\mid}$	1		<u> </u>			\vdash	\vdash
Sosial		Perubahan Norma dan Nilai Sosial																					
Š	Sosial - Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial Kabaradaan Panduduk Acli (Indiagnous People)			1		1				1		\dashv				1						
		Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People) Perubahan Warisan Budaya	-	1									\dashv									\vdash	
		Kelompok Masyarakat Rentan (Wanita, Anak-Anak, Penduduk									Ì												
	Pendidikan	Miskin, Orang Tua, dan Orang Cacat) Perubahan Akses Terhadap Pendidikan	<u> </u>								_		\dashv										<u> </u>
n at		Perubahan Pola Penyakit											士										
Kesehatan Masyarakat	Kesehatan Masyarakat	Perubahan Prevalensi Penyakit Perubahan Akses Terhadap Pelayanan Kesehatan	<u> </u>								_{	-	\dashv	-								\vdash	
cese.				1							\dashv		\dashv									\vdash	
H 3		Perubahan Kesehatan Lingkungan																					

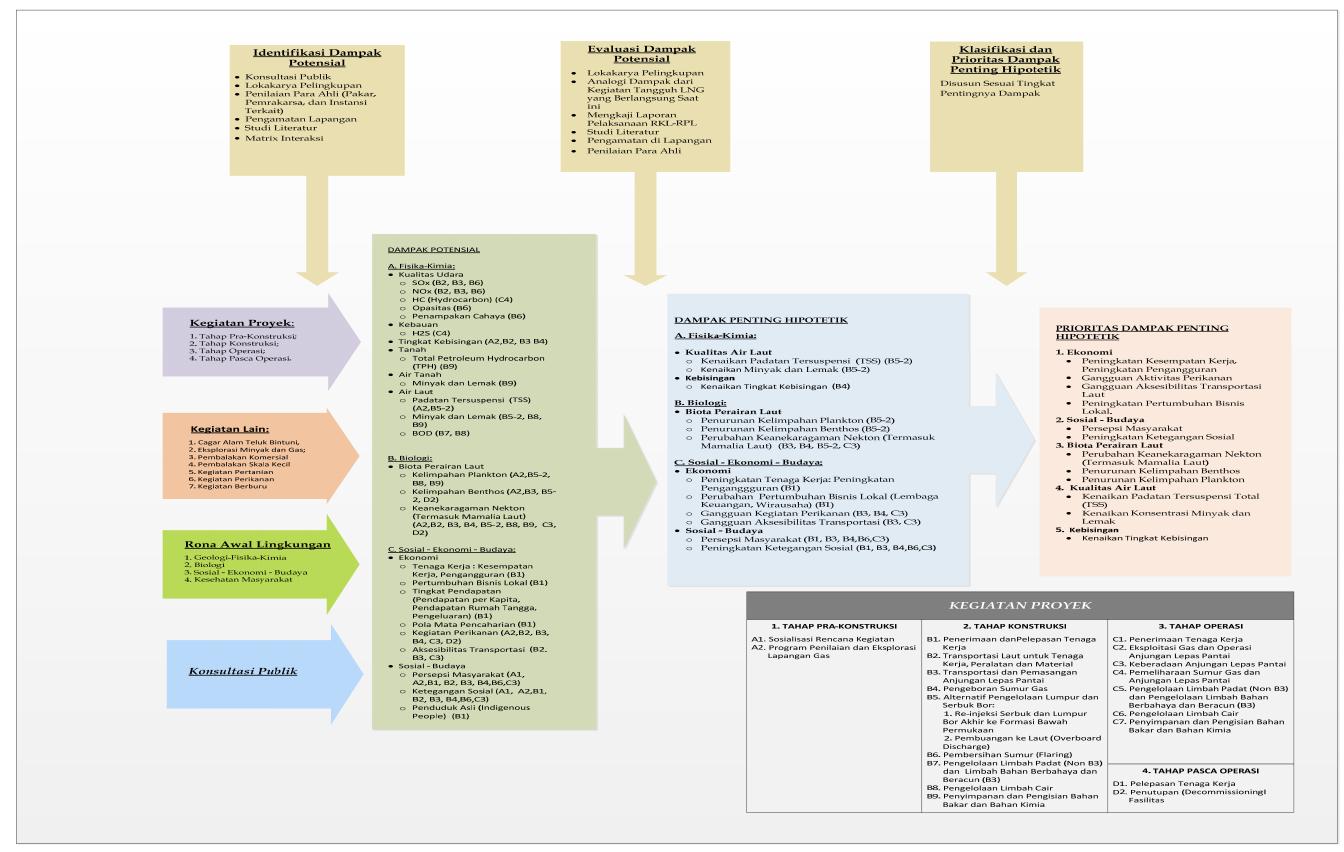






Gambar I-69 Bagan Alir Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur)





Gambar I-70 Ringkasan Proses Pelingkupan Kegiatan Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur)





1.3.2 Kegiatan Transmisi Gas

Proses pelingkupan untuk Kegiatan Transmisi Gas menghasilkan dampak penting hipotetik yang dikaji dalam ANDAL seperti tercantum pada **Tabel I-34**. Matriks identifikasi dampak penting hipotetik (DPH) dan bagan alir yang menunjukkan keterkaitan satu dampak penting hipotetik dengan dampak penting hipotetik lainnya serta dampak turunan dapat dilihat masing-masing pada **Tabel I-35** dan **Gambar I-71** sesuai yang tercantum dalam dokumen Kerangka Acuan ANDAL yang telah disepakati oleh KLH (Lampiran I - Surat Keputusan Deputi MenLH No. 30 Tahun 2013). Ringkasan proses pelingkupan dapat dilihat pada **Gambar I-72**.

Tabel I-34 Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Transmisi Gas

No	Komponen Lingkungan	Parameter
1.	Kualitas Air Laut	1. Penurunan Kandungan DO
		2. Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS)
2.	Biota Perairan Laut	1. Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)
		2. Kelimpahan Benthos
3.	Ekonomi	1. Peningkatan Kesempatan Kerja, Peningkatan Pengangguran
		2. Gangguan Kegiatan Perikanan
		3. Gangguan Aksesibilitas Transportasi Laut
4.	Sosial - Budaya	1. Persepsi Masyarakat
		2. Peningkatan Ketegangan Sosial

- Kerangka Acuan ANDAL (KA-ANDAL) disusun mengacu kepada Permen LH No. 08
 Tahun 2006, di mana segenap dampak penting dikelompokkan menjadi beberapa kelompok menurut keterkaitannya satu sama lain dan selanjutnya dampak penting yang berkelompok tersebut diurut berdasarkan kepentingannya.
- Namun, dokumen ANDAL yang disusun ini mengacu kepada Permen LH No 16 Tahun 2012, di mana tidak menghendaki Dampak Penting Hipotetik (DPH) diurut berdasarkan kepentingannya. Oleh karena itu Tabel I-34 tersebut diatas disusun sesuai urutan komponen lingkungan dan parameter lingkungan terkena dampak sesuai Matriks Indentifikasi Dampak Penting Hipotetik pada Tabel I-35.



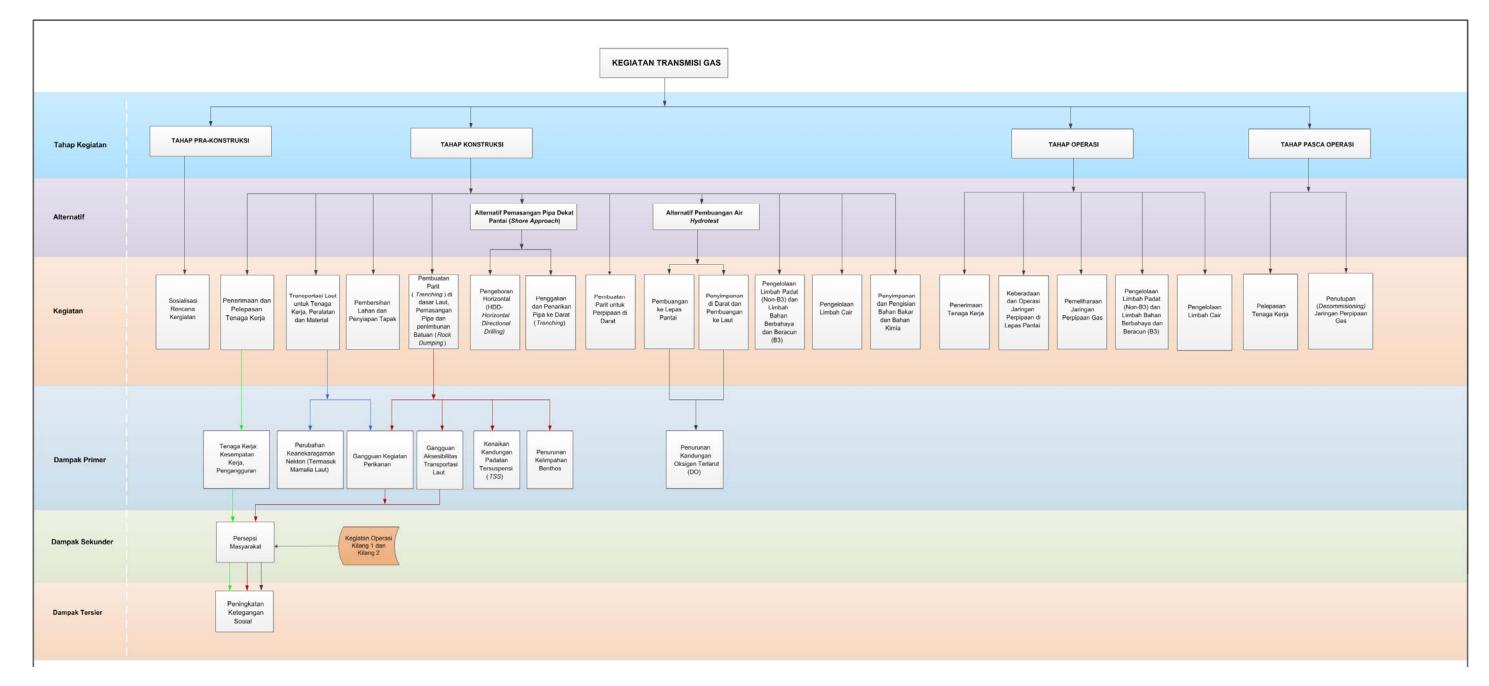


Tabel I-35 Matriks Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Transmisi Gas

Tabel	1,100	TAHAP PRA-	TRUK TAHAP KONSTRUKSI												TAHAP PASCA							
		KEGIATAN	KONSTRUK					TAH	AP KONS	TRUKSI							TAH	AP OPE	RASI		PA	
				rja	Peralatan dan	oak	.aut, Pemasangan Imping)	Pemas Pipa Pantai	rnatif sangan Dekat (Shore oach)	at	Pemb	rnatif uangan drotest	ın Limbah Bahan		Bakar dan Bahan		ipaan di Lepas		ın Limbah Bahan			n Perpipaan Gas
комро	KOMPONEN LINGKUNGAN				Transportasi Laut Untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material	Pembersihan Lahan dan Penyiapan Tapak	Pembuatan Parit (<i>Trenching</i>) di Dasar Laut, Pemasangan Pipa dan Penimbunan Batuan (<i>Rook Dumping</i>)	Pengeboran Horizontal (HDD - Horizontal Directional Drilling)		Pembuatan parit untuk perpipaan di darat	Pembuangan ke Lepas Pantai		Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Berbahaya dan Beracun (B3)		Penyimpanan dan Pengisian Bahan Kimia	Penerimaan Tenaga Kerja	Keberadaan dan Operasi Jaringan Perpipaan di Lepas Pantai	Pemeliharaan Jaringan Perpipaan Gas	Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Berbahaya dan Beracun (B3)	Pengelolaan Limbah Cair	Pelepasan Tenaga Kerja	Penutupan (Decommissioning) Jaringan Perpipaan Gas
		HASIL EVALUASI DAMPAK POTENSIAL	A1	B1	B2	В3	B4	E	15	B6	Е	37	B8	B9	B10	C1	C2	C3	C4	C5	D1	D2
	Kualitas Udara	Peningkatan Konsentrasi SOx Peningkatan Konsentrasi NOx Peningkatan Konsentrasi HC (Hydrocarbon) Peningkatan Konsentrasi Partikulat Tersuspensi Total (TSP) Peningkatan Opasitas																				
	Green House Gas (GHG)	Penampakan Cahaya Kenaikan Emisi CO ₂																				
	Kebauan	Peningkatan Konsentrasi H ₂ S																				
	Kebisingan Hidrologi	Kenaikan Tingkat Kebisingan Perubahan Morfologi Anak Sungai Kenaikan Laju Aliran Air Anak Sungai																				
		Kenaikan Air Limpasan Permukaan Perubahan Pola Drainase Penurunan Tinggi Muka Air Tanah Dangkal																				
	Hidrogeologi	Intrusi Air Laut Penurunan Muka Lahan Perubahan Pola Arus																				
æ	Oseanografi Tanah	Abrasi Garis Pantai Akresi Garis Pantai Peningkatan Erosi Tanah																				
Gimi		Peningkatan Konsentrasi Total Petroleum Hydrocarbon (TPH)																			ш	
Fisika-Kimia	Fisiografi	Perubahan Bentang Alam Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS) Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total (TSS)																				
	Kualitas Air Permukaan	Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO)																				
	K	Kenaikan Nilai COD Kenaikan Nilai BOD Kenaikan Konsentrasi Total Fenol																				
		Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS) Perubahan Nilai pH																				
	Kualitas Air Tanah	Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak Kenaikan Nilai Salinitas Kenaikan Kandungan Bakteri Koli <i>(Coliform)</i>																				
		Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS) Kenaikan Nilai Salinitas Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO)					/				/	1										
	Kualitas Air Laut	Kenaikan Nilai COD Kenaikan Nilai BOD Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak																				
		Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Total Fenol																				
	Flora Terestrial	Kenaikan Konsentrasi Ammonia Perubahan Struktur dan Komposisi Spesies Perubahan Tutupan Lahan																				
	For Total 1	Perubahan Keanekaragaman Spesies Flora Perubahan Keanekaragaman Species Fauna																				
Biologi	Fauna Terestrial	Perubahan Distribusi Spesies Perubahan Habitat Satwa Liar Penurunan Kelimpahan Plankton																				
Bi	Biota Air Tawar	Penurunan Kelimpahan Benthos Perubahan Keanekaragaman Nekton Penurunan Kelimpahan Plankton																				
	Biota Perairan Laut	Penurunan Kelimpahan Benthos Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut) Penurunan Spesies Eksotik			1		/															
	Demografi	Perubahan Migrasi Penduduk (Mobilitas) Perubahan Struktur Populasi (Umur, Pendidikan, Jenis Kelamin, Etnis, Agama)																				
<i>m</i>		Perubahan Pertumbuhan Penduduk Peningkatan Tenaga Kerja : Kesempatan Kerja, Pengangguran		1																		
-Budaya	Ekonomi	Perubahan Pertumbuhan Bisnis Lokal (Lembaga Keuangan, Wirausaha) Perubahan Tingkat pendapatan (Pendapatan per Kapita, Pendapatan Rumah Tangga, Pengeluaran)																				
omi -		Perubahan Pola Mata Pencaharian Gangguan Kegiatan Perikanan			/		_															
Ekon		Gangguan Aksesibilitas Transportasi			Ĺ		1															
Sosial - Ekonomi		Persepsi Masyarakat Asimilasi dan Akulturasi Perubahan Norma dan Nilai Sosial		1																		
Š	Sosial - Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People)		1			1			L												
		Perubahan Warisan Budaya Kelompok Masyarakat Rentan (Wanita, Anak-Anak, Penduduk																				
_ +	Pendidikan	Miskin, Orang Tua, dan Orang Cacat) Perubahan Akses Terhadap Pendidikan Perubahan Pola Penyakit																				
Kesehatan Masyarakat	Kesehatan Masyarakat	Perubahan Prevalensi Penyakit Perubahan Akses Terhadap Pelayanan Kesehatan																				
Ke		Perubahan Kesehatan Lingkungan																				



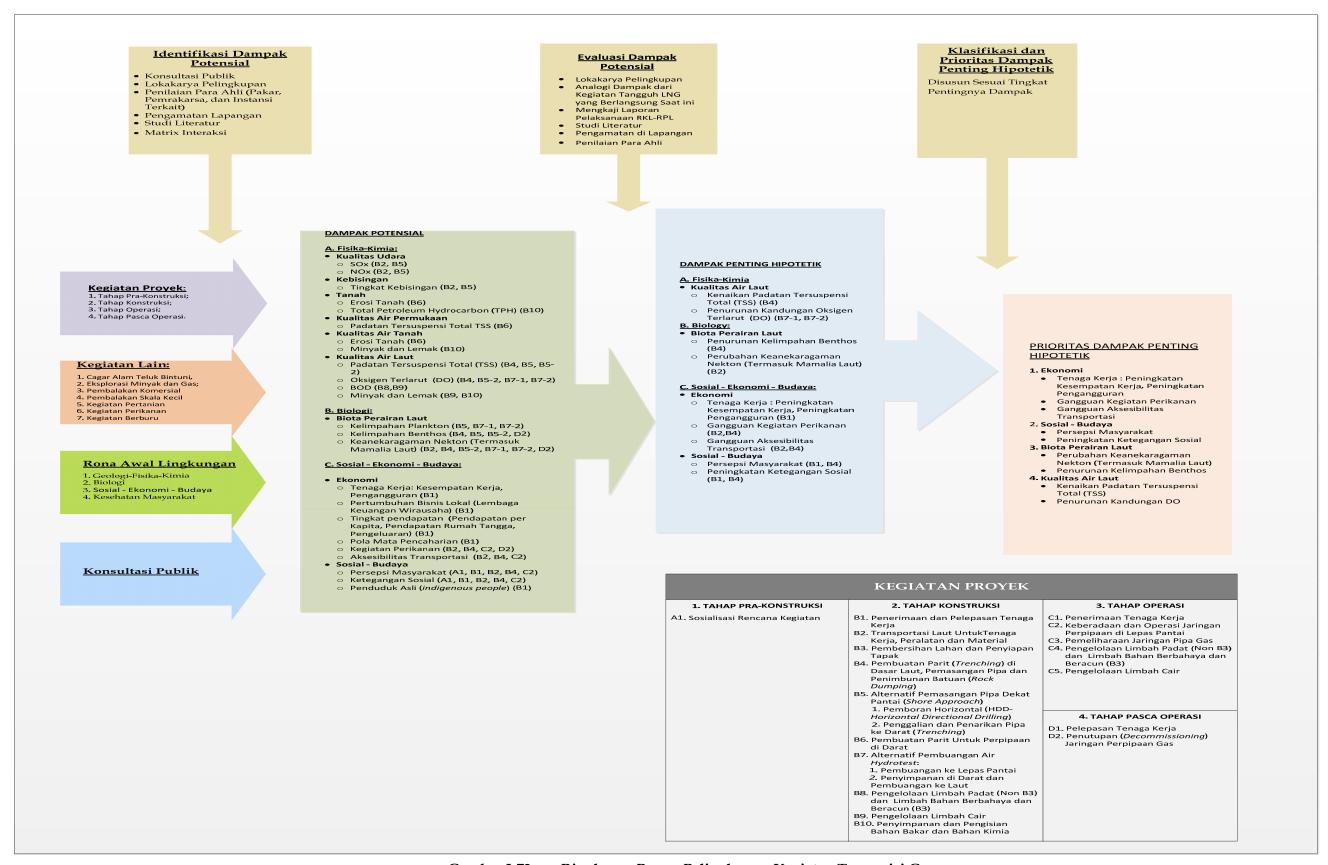




Gambar I-71 Diagram Alir Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Transmisi Gas







Gambar I-72 Ringkasan Proses Pelingkupan Kegiatan Transmisi Gas





1.3.3 Kegiatan Kilang LNG

Proses pelingkupan untuk Kegiatan Kilang LNG menghasilkan dampak penting hipotetik yang dikaji dalam ANDAL seperti tercantum pada **Tabel I-36**. Matriks identifikasi dampak penting hipotetik (DPH) dan bagan alir yang menunjukkan keterkaitan satu dampak penting hipotetik dengan dampak penting hipotetik lainnya serta dampak turunan dapat dilihat masing-masing pada **Tabel I-37** dan **Gambar I-73** sesuai yang tercantum dalam dokumen Kerangka Acuan ANDAL yang telah disepakati oleh KLH (Lampiran I - Surat Keputusan Deputi MenLH No. 30 Tahun 2013). Ringkasan proses pelingkupan dapat dilihat pada **Gambar I-74**.

Tabel I-36 Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Kilang LNG

No.	Komponen Lingkungan	Parameter
1.	Kualitas Udara	1. Penampakan Cahaya
		2. Peningkatan Opasitas
2.	Gas Rumah Kaca	1. Kenaikan Emisi CO ₂
3.	Kebisingan	1. Kenaikan Tingkat Kebisingan
4.	Hidrologi	1. Kenaikan Air Limpasan Permukaan
		2. Kenaikan Laju Aliran Air Anak Sungai
		3. Perubahan Morfologi Anak Sungai
		4. Perubahan Pola Drainase
5.	Hidrogeologi	1. Penurunan Tinggi Muka Air Tanah Dangkal
		2. Intrusi Air Laut
		3. Penurunan Muka Lahan (<i>Land Subsidence</i>)
6.	Tanah	1. Peningkatan Erosi Tanah
7.	Kualitas Air Permukaan	1. Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total (TSS)
8.	Kualitas Air Laut	1. Kenaikan Konsentrasi Ammonia
		2. Kenaikan Nilai Salinitas
		3. Kenaikan Nilai COD
9.	Flora Terestrial	1. Perubahan Tutupan Lahan
		2. Perubahan Struktur dan Komposisi Spesies
		3. Perubahan Keanekaragaman Flora
10.	FaunaTerestrial	1. Perubahan Distribusi Spesies
		2. Perubahan Keanekaragaman Fauna
		3. Perubahan Habitat Satwa Liar
11.	Biota Perairan Laut	1. Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)
12.	Demografi	1. Perubahan Migrasi Penduduk
		2. Perubahan Pertumbuhan Penduduk
		3. Perubahan Struktur Populasi
13.	Ekonomi	1. Peningkatan Kesempatan Kerja, Peningkatan Pengangguran.
		2. Perubahan Tingkat Pendapatan
		3. Perubahan Pola Mata Pencaharian
		4. Peningkatan Pertumbuhan Bisnis Lokal



No.	Komponen Lingkungan	Parameter
14.	Sosial - Budaya	1. Persepsi Masyarakat
		2. Peningkatan Ketegangan Sosial
		3. Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People)
		4. Asimilasi dan Akulturasi
		5. Perubahan Norma dan Nilai Sosial
		6. Perubahan Warisan Budaya
		7. Kelompok Masyarakat Rentan (Wanita Anak-Anak, Penduduk Miskin, Orang Tua dan Orang Cacat)
15.	Pendidikan	1. Peningkatan Akses Terhadap Pendidikan
16.	Kesehatan Masyarakat	1. Peningkatan Akses Terhadap Pelayanan Kesehatan
		2. Perubahan Prevalensi Penyakit
		3. Perubahan Pola Penyakit
		4. Perubahan Kesehatan Lingkungan

- Kerangka Acuan ANDAL (KA-ANDAL) disusun mengacu kepada Permen LH No. 08 Tahun 2006, di mana segenap dampak penting dikelompokkan menjadi beberapa kelompok menurut keterkaitannya satu sama lain dan selanjutnya dampak penting yang berkelompok tersebut diurut berdasarkan kepentingannya.
- Namun, dokumen ANDAL yang disusun ini mengacu kepada Permen LH No 16 Tahun 2012, di mana tidak menghendaki Dampak Penting Hipotetik (DPH) diurut berdasarkan kepentingannya. Oleh karena itu Tabel I-36 tersebut diatas disusun sesuai urutan komponen lingkungan dan parameter lingkungan terkena dampak sesuai Matriks Indentifikasi Dampak Penting Hipotetik pada Tabel I-37.

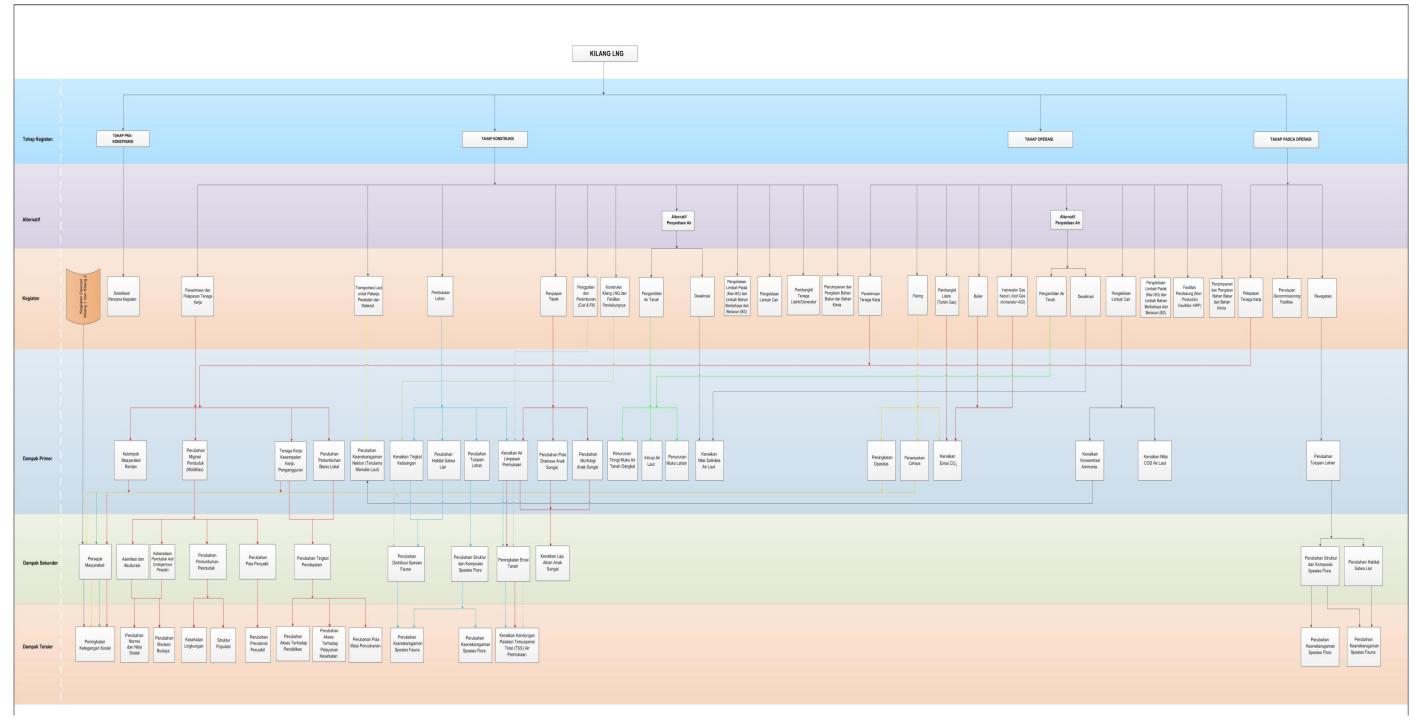




Tabel I-37 Matriks Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Kilang LNG

		Dampak Penting Hipoteti	TAHAP PRA-	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,			8			ONSTRU	IKSI				TAHAP OPERASI						HAP PAS							
	KEC	GIATAN	KONSTRUK SI							1	ernatif	I _							Τ_	1	ernatif		l -	_	Π		OPERAS	31
				naga Kerja	Kerja, Peralatan			Sut & Fill)	litas		diaan Air	n B3) dan Limbah (B3)		erator	ıhan Bakar dan				Incinerator /AGI)		diaan Air	-	n B3) dan Limbah (B3)	uction Facilities -	ıhan Bakar dan		Fasilitas	
KOMPO	NEN LINGKUNGAN		Sosialisasi Rencana Kegiatan	Penerimaan dan Pelepasan Tenaga Kerja	Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material	Pembukaan Lahan	Penyiapan Tapak	Penggalian dan Penimbunan (<i>Cut & Fil</i> I)	Konstruksi Kilang LNG dan Fasilitas Pendukungnya	Pengambilan Air Tanah	Desalinasi	Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)	Pengelolaan Limbah Cair	Pembangkit Tenaga Listrik/Generator	Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia	Penerimaan Tenaga Kerja	Flaring	Pembangkit Listrik (Turbin Gas) Boiler	Insinerator Gas Kecut (Acid Gas Incinerator /AGI)	Pengambilan Air Tanah	Desalinasi	Pengelolaan Limbah Cair	Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)	Fasilitas Pendukung (<i>Non Production Facilites</i> - NPF)	Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia	Pelepasan Tenaga Kerja	Penutupan (Decommissioning)	Revegetasi
		HASIL EVALUASI DAMPAK POTENSIAL	A1	B1	B2	В3	B4	B5	В6		B7	B8	B9	B 10	B11	C1	C2	C3 C4	C5		C6	C7	C8	C9	C10	D1	D2	D3
	Kualitas Udara	Peningkatan Konsentrasi SOx Peningkatan Konsentrasi NOx Peningkatan Konsentrasi HC (Hydrocarbon) Peningkatan Konsentrasi Partikulat Tersuspensi Total (TSP) Peningkatan Opasitas															<i>y</i>											
	Green House Gas (GHG)	Penampakan Cahaya Kenaikan Emisi CO ₂															1	//	1							$\vdash\vdash$		
	Kebauan	Peningkatan Konsentrasi H ₂ S																										
	Kebisingan Hidrologi	Kenaikan Tingkat Kebisingan Perubahan Morfologi Anak Sungai Kenaikan Laju Aliran Air Anak Sungai Kenaikan Air Limpasan Permukaan Perubahan Pola Drainase				1	<i>1 1 1 1</i>	/																				
	Hidrogeologi	Penurunan Tinggi Muka Air Tanah Dangkal Intrusi Air Laut Penurunan Muka Lahan								1										1								
	Oseanografi	Perubahan Pola Arus Abrasi Garis Pantai Akresi Garis Pantai Peningkatan Erosi Tanah				,	_												+									
Fisika-Kimia	Tanah	Peningkatan Erosi Tanan Peningkatan Konsentrasi Total Petroleum Hydrocarbon (TPH)				1	•	•											\dagger				T					
ka-K	Fisiografi	Perubahan Bentang Alam																	\pm									
Fisi	Kualitas Air Permukaan	Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS) Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total (TSS) Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak				1	✓ —	✓																				
		Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO) Kenaikan Nilai COD Kenaikan Nilai BOD Kenaikan Konsentrasi Total Fenol Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS)																										
	Kualitas Air Tanah	Kenaikan Kandungan Padatan Teriarut Total (1175) Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak Kenaikan Nilai Salinitas Kenaikan Kandungan Bakteri Koli (Coliform)																										
	Kualitas Air Laut	Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS) Kenaikan Nilai Salinitas Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO) Kenaikan Nilai COD Kenaikan Nilai BOD Kenaikan Nosentrasi Minyak dan Lemak Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Total Fenol									/										/	/						
	Flora Terestrial	Kenaikan Konsentrasi Ammonia Perubahan Struktur dan Komposisi Spesies Perubahan Tutupan Lahan Perubahan Keanekaragaman Spesies Flora				1 1																/						1
	Fauna Terestrial	Keanekaragaman Species Fauna				1													‡									1
Biologi	Biota Air Tawar	Perubahan Distribusi Spesies Perubahan Habitat Satwa Liar Penurunan Kelimpahan Plankton Penurunan Kelimpahan Benthos				1			_										F									1
В		Perubahan Keanekaragaman Nekton Penurunan Kelimpahan Plankton				1													#									\equiv
	Biota Perairan Laut	Penurunan Kelimpatan Fankon Penurunan Kelimpahan Benthos Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut) Spesies Eksotik			1																	1						
	Demografi	Perubahan Migrasi Penduduk (Mobilitas) Perubahan Struktur Populasi (Umur, Pendidikan, Jenis Kelamin, Etnis, Agama) Perubahan Pertumbuhan Penduduk		1												1										1		
Sosial - Ekonomi - Budaya	Ekonomi	Tenaga Kerja : Kesempatan Kerja, Pengangguran Perubahan Pertumbuhan Bisnis Lokal (Lembaga Keuangan, Wirausaha) Perubahan Tingkat pendapatan (Pendapatan per Kapita, Pendapatan Rumah Tangga, Pengeluaran) Perubahan Pola Mata Pencaharian		1												\ \ \ \ \ \ \										1 1		
- Ekonon		Gangguan Kegiatan Perikanan Gangguan Aksesibilitas Transportasi Persepsi Masyarakat Asimilasi dan Akulturasi		<i>y</i>						1						✓	1			/						1		
Sosial	Asimilasi dan Akulturasi Perubahan Norma dan Nilai Sosial Peningkatan Ketegangan Sosial Peningkatan Ketegangan Sosial Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People) Perubahan Warisan Budaya			<i>y y y y y y y y y y</i>						1						\ \ \ \ \ \ \	1		+	/						<i>y y y y y y y y y y</i>		
		Kelompok Masyarakat Rentan (Wanita, Anak-Anak, Penduduk Miskin, Orang Tua, dan Orang Cacat)		1												1										1		
e #	Pendidikan	Perubahan Akses Terhadap Pendidikan Perubahan Pola Penyakit		1												1			-							1		=
hatar araka	Kesehatan Masyarakat	Perubahan Prevalensi Penyakit		1												1			\downarrow							1		
Kesehatan Masyarakat		Perubahan Akses Terhadap Pelayanan Kesehatan Perubahan Kesehatan Lingkungan		1												1										1		

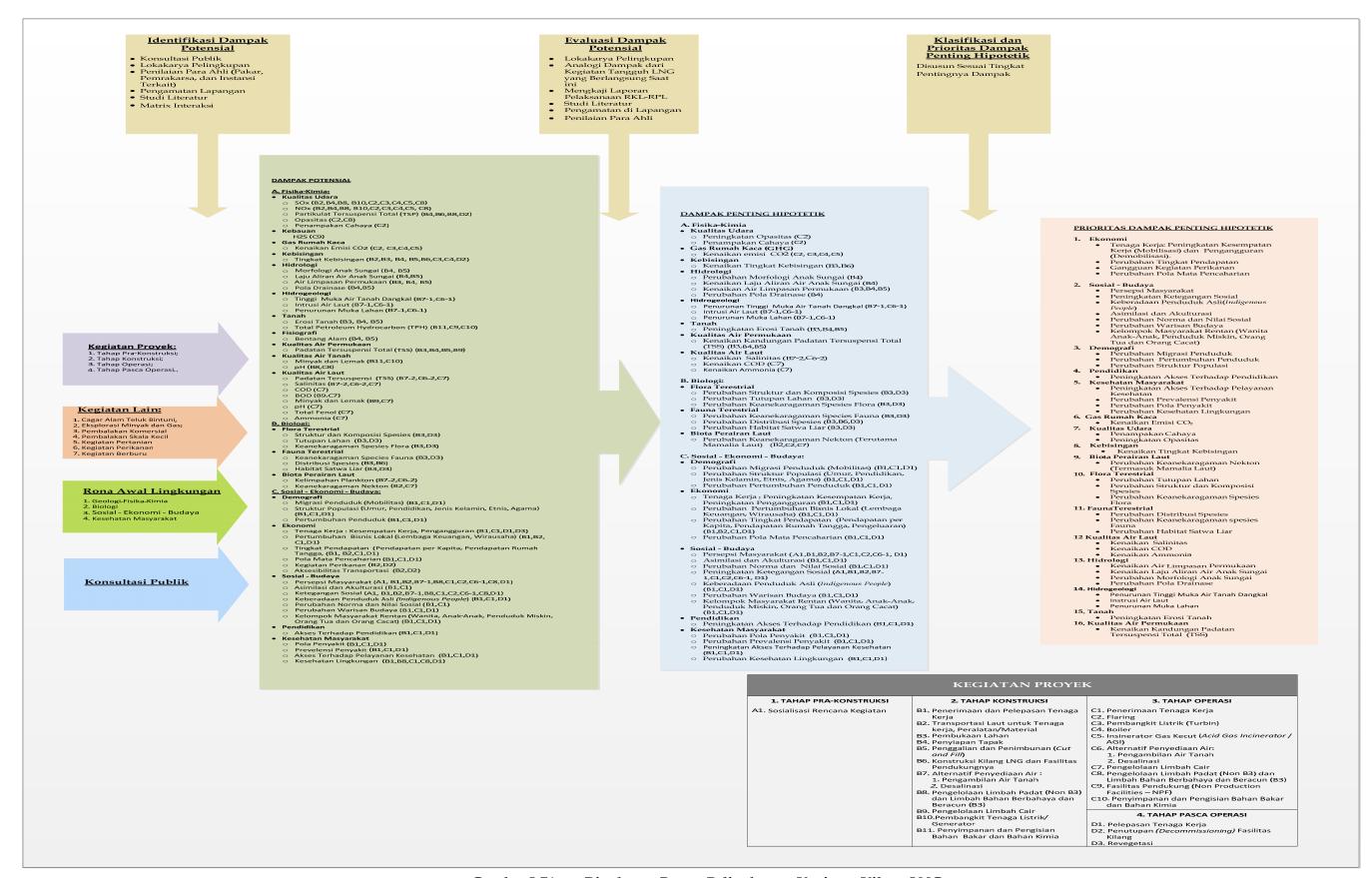




Gambar I-73 Diagram Alir Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Kilang LNG







Gambar I-74 Ringkasan Proses Pelingkupan Kegiatan Kilang LNG



1.3.4 Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus

Proses pelingkupan untuk Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus menghasilkan dampak penting hipotetik yang dikaji dalam ANDAL seperti tercantum pada **Tabel I-38**. Matriks identifikasi dampak penting hipotetik (DPH) dan bagan alir yang menunjukkan keterkaitan satu dampak penting hipotetik dengan dampak penting hipotetik lainnya serta dampak turunan dapat dilihat masing-masing pada **Tabel I-39** dan **Gambar I-75** sesuai yang tercantum dalam dokumen Kerangka Acuan ANDAL yang telah disepakati oleh KLH (Lampiran I - Surat Keputusan Deputi MenLH No. 30 Tahun 2013). Ringkasan proses pelingkupan dapat dilihat pada **Gambar I-76**.

Tabel I-38 Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus

Prioritas	Komponen Lingkungan	Parameter
1.	Oseanografi	1. Perubahan Pola Arus
		2. Abrasi Garis Pantai
2.	Kualitas Air Laut	Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total (TSS)
3.	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)
		2. Penurunan Kelimpahan Plankton
		3. Penurunan Kelimpahan Benthos
4.	Ekonomi	1. Gangguan Kegiatan Perikanan
		2. Gangguan Aksesibilitas Transportasi
5.	Sosial – Budaya	1. Persepsi Masyarakat
		2. Peningkatan Ketegangan Sosial
		3. Perubahan Warisan Budaya

- Kerangka Acuan ANDAL (KA-ANDAL) disusun mengacu kepada Permen LH No. 08 Tahun 2006, di mana segenap dampak penting dikelompokkan menjadi beberapa kelompok menurut keterkaitannya satu sama lain dan selanjutnya dampak penting yang berkelompok tersebut diurut berdasarkan kepentingannya.
- 2. Namun, dokumen ANDAL yang disusun ini mengacu kepada Permen LH No 16 Tahun 2012, di mana tidak menghendaki Dampak Penting Hipotetik (DPH) diurut berdasarkan kepentingannya. Oleh karena itu **Tabel I-38** tersebut diatas disusun sesuai urutan komponen lingkungan dan parameter lingkungan terkena dampak sesuai Matriks Indentifikasi Dampak Penting Hipotetik pada **Tabel I-39**.



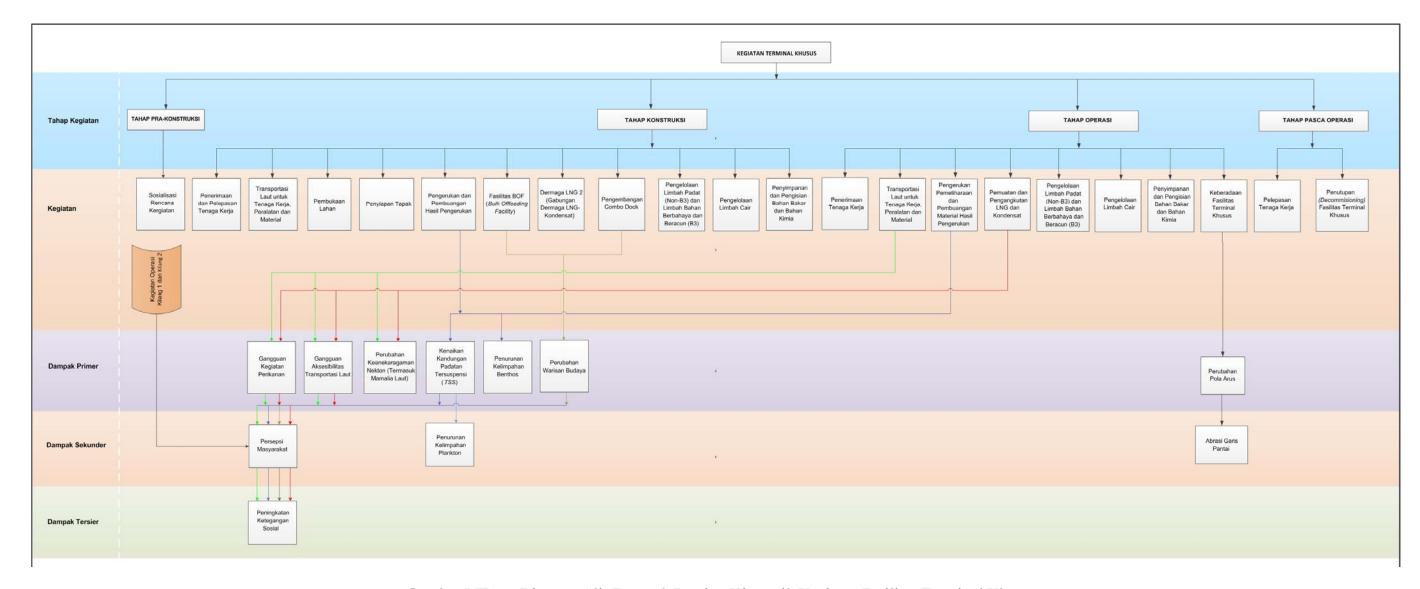


Tabel I-39 Matriks Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus

Tabel 1-39 Matriks Dampak Penting Hij			TAHAP PRA KONSTRUK SI TAHAP KONSTRUKSI SI TAHAP KONSTRUKSI										TAHAP OPERASI								TAH	IAP		
	KEGIATAN														TA	AHAP (OPERA	SI			PASCA OPERASI			
KOMPON	KOMPONEN LINGKUNGAN		Sosialisasi Rencana Kegiatan	Penerimaan dan Pelepasan Tenaga kerja	, Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material	Pembukaan Lahan		Pengerukan dan Pembuangan Material Hasil Pengerukan		Dermaga LNG 2 (Gabungan Dermaga LNG - Kondensat)	Pengembangan <i>Combo Dock</i>	Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)	Pengelolaan Limbah Cair	, Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia				-	Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)		Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia	Keberadaan Terminal Khusus	Pelepasan Tenaga Kerja	Penutupan (<i>Decommissioning</i>) Fasilitas Terminal Khusus
		HASIL EVALUASI DAMPAK POTENSIAL	A1	B1	B2	B3	B4	B5	В6	В7	B8	В9	B 10	B11	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	D1	D2
	Kualitas Udara Green House Gas (GHG)	Peningkatan Konsentrasi SOx Peningkatan Konsentrasi NOx Peningkatan Konsentrasi HC (Hydrocarbon) Peningkatan Konsentrasi Partikulat Tersuspensi Total (TSP) Peningkatan Opasitas Penampakan Cahaya Kenaikan Emisi CO,																						
	Kebauan	Peningkatan Konsentrasi H ₂ S																				\dashv		
	Kebisingan	Kenaikan Tingkat Kebisingan Perubahan Morfologi Anak Sungai																						
	Hidrologi	Kenaikan Laju Aliran Air Anak Sungai Kenaikan Air Limpasan Permukaan Perubahan Pola Drainase																						
	Hidrogeologi	Penurunan Tinggi Muka Air Tanah Dangkal Intrusi Air Laut																						
		Penurunan Muka Lahan Perubahan Pola Arus								<u> </u>								\vdash	$\vdash \overline{\downarrow}$	_		/	\dashv	\dashv
	Oseanografi	Abrasi Garis Pantai Akresi Garis Pantai																				1		〓
.e	Tanah	Peningkatan Erosi Tanah																				一		
Kimi	Fisiografi	Peningkatan Konsentrasi Total Petroleum Hydrocarbon (TPH) Perubahan Bentang Alam																				\dashv	\longrightarrow	
Fisika-Kimia		Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS)																						
Fis		Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total (TSS) Perubahan Nilai pH																				-		
	Kualitas Air Permukaan	Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO)																						
		Kenaikan Nilai COD																						
		Kenaikan Nilai BOD Kenaikan Konsentrasi Total Fenol																						
		Kenaikan Kandungan Padatan Terlarut Total (TDS)																						
	Kualitas Air Tanah	Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak																				\dashv	\rightarrow	
		Kenaikan Nilai Salinitas Kenaikan Kandungan Bakteri Koli (Coliform)																				=	=	
		Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS)						1									1							
		Kenaikan Nilai Salinitas Penurunan Kandungan Oksigen Terlarut (DO)																						
		Kenaikan Nilai COD																						
	Kualitas Air Laut	Kenaikan Nilai BOD Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak																				\dashv		
		Perubahan Nilai pH Kenaikan Konsentrasi Total Fenol																						
		Kenaikan Konsentrasi Ammonia																						
	Flora Terestrial	Perubahan Struktur dan Komposisi Spesies Perubahan Tutupan Lahan																				\Box		
	TIOTA TETEGRIAI	Perubahan Keanekaragaman Spesies Flora																						
	Fauna Terestrial	Keanekaragaman Species Fauna Perubahan Distribusi Spesies																						
gi		Perubahan Habitat Satwa Liar																						
Biologi	Biota Air Tawar	Penurunan Kelimpahan Plankton Penurunan Kelimpahan Benthos																				\dashv		
		Perubahan Keanekaragaman Nekton Penurunan Kelimpahan Plankton						/									1					二	\Box	二
	Pi-t- P-	Penurunan Kelimpahan Benthos						1									1							彐
	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)			1											1		1						
		Spesies Eksotik Perubahan Migrasi Penduduk (Mobilitas)																						
	Demografi	Perubahan Struktur Populasi (Umur, Pendidikan, Jenis Kelamir, Etnis, Agama)																					\Box	\exists
		Perubahan Pertumbuhan Penduduk																				士		
		Tenaga Kerja : Kesempatan Kerja, Pengangguran Perubahan Pertumbuhan Bisnis Lokal (Lembaga Keuangan,						$\vdash \exists$		<u> </u>								\vdash	$\vdash T$	_		\dashv	\dashv	\dashv
daya		Wirausaha) Perubahan Tingkat pendapatan (Pendapatan per Kapita,								1													\longrightarrow	\square
- Bu	Ekonomi	Pendapatan Rumah Tangga, Pengeluaran)																						\square
omi		Perubahan Pola Mata Pencaharian Gangguan Kegiatan Perikanan			1											1		1				\exists		
Sosial - Ekonomi - Budaya		Gangguan Aksesibilitas Transportasi Persepsi Masyarakat			1			/	/	/	/					1		1	\Box		$oxed{-1}$	\dashv	\dashv	一
al - E		Asimilasi dan Akulturasi			•				•	Ĺ								Ĺ				〓	\equiv	耳
Sosi	Sosial - Budaya	Perubahan Norma dan Nilai Sosial Peningkatan Ketegangan Sosial			1			1	/	1	1					1		1						
	John - Duuay d	Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People)																				二	\Box	二
		Perubahan Warisan Budaya Kelompok Masyarakat Rentan (Wanita, Anak-Anak, Penduduk							1	/	1							\vdash				\dashv		\dashv
	Pendidikan	Miskin, Orang Tua, dan Orang Cacat) Perubahan Akses Terhadap Pendidikan																				\dashv	\longrightarrow	_
- ±		Perubahan Pola Penyakit																				\dashv		\dashv
ıatar raka	Vocabate Ma	Perubahan Prevalensi Penyakit																					\Box	\exists
Kesehatan Masyarakat	Kesehatan Masyarakat	Perubahan Akses Terhadap Pelayanan Kesehatan																						
Σ		Perubahan Kesehatan Lingkungan																						







Gambar I-75 Diagram Alir Dampak Penting Hipotetik Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus





Evaluasi Dampak Potensial <u>Klasifikasi dan</u> <u>Prioritas Dampak</u> Identifikasi Dampak <u>Potensial</u> **Penting Hipotetik** Lokakarya Pelingkupan Konsultasi Publik Analogi Dampak dari Kegiatan Tangguh LNG yang Berlangsung Saat ini Konsultasi Publik Lokakarya Pelingkupan Penilaian Para Ahli (Pakar, Pemrakarsa, dan Instansi Terkait) Pengamatan Lapangan Studi Literatur Disusun Sesuai Tingkat Pentingnya Dampak m Mengkaji Laporan Pelaksanaan RKL-RPL Studi Literatur Pengamatan di Lapangan • Matrix Interaksi Penilaian Para Ahli DAMPAK PENTING HIPOTETIK DAMPAK POTENSIAL A. Fisika-Kimia: **Kegiatan Proyek:** A. Fisika-Kimia: Kualitas Udara Sox (B2, C2, C3, C4) NOX (B2, C2, C3,C4) HC (Hydrocarbon) (C3,C4) Kebisingan Tingkat Kebisingan (B2, B6,B7,B8, C2) Tahap Pra-Konstruksi; Tahap Konstruksi; Tahap Operasi; Tahap Pasca Operasi. Oseanografi Perubahan Pola Arus (C8) Abrasi Garis Pantai (C8) PRIORITAS DAMPAK PENTING HIPOTETIK Abrasi Garis Pantai (C8) Kualitas Air Laut Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS) (B5,C2,C3) Biota Perairan Laut Kelimpahan Plankton (B5,C2,C3) Kelimpahan Benthos (B5,C2,C3) Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut) (B2,C2,C3,C4) 1. Ekonomi Gangguan Kegiatan Perikanan Gangguan Aksesibilitas Transportasi Laut 2. Sosial - Budaya Persepsi Masyarakat Peningkatan Ketegangan Sosial Perubahan Warisan Budaya 3. Biota Perairan Laut Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut) Kelimpahan Plankton Kelimpahan Benthos 4. Oseanografi B6,B7,B8, C2) Oseanografi Perubahan Pola Arus (C8) Abrasi Garis Pantai (C8) Kualitas Alir Laut Padatan Tersuspensi (TSS) (B5,C2,C3) Oksigen Terlarut (DO) (B5,C2,C3) BOD (B9) Kegiatan Lain: Cagar Alam Teluk Bintuni, Eksplorasi Minyak dan Gas; Pembalakan Komersial Pembalakan Skala Kecil Kegiatan Pertanian Kegiatan Perikanan Kegiatan Berburu C. Sosial - Ekonomi - Budaya: • Ekonomi Ekonomi Gangguan Kegiatan Perikanan (B2,C2,C3,C4) Gangguan Aksesibilitas Transportasi (B2,C2,C3,C4) Sosial - Budaya Persepsi Masyarakat (B2,B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4) Peningkatan Ketegangan Sosia 4. Oseanografi Perubahan Pola Arus Abrasi Garis Pantai Biota Air Tawar 5. Kualitas Air Laut Keanekaragaman Nekton (B2, Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi Total Biota Perairan Laut Kelimpahan Plankton (B5, C2,C3) Kelimpahan Benthos Rona Awal Lingkungan Peningkatan Ketegangan Sosial (B2,B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4) 1. Geologi-Fisika-Kimia 2. Biologi 3. Sosial - Ekonomi - Budaya 4. Kesehatan Masyarakat C2,C3) Kelimpahan Benthos (B5,B6,B7,B8,C2,C3,D2) Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut) (B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4) Perubahan Warisan Budaya (B6,B7,B8) Kegiatan Perikanan (B2, B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4,D2) B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4,D2) Aksesibilitas Transportasi (B2,B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4,D2) Sosial - Budaya Persepsi Masyarakat (A1,B2,B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4) Ketegangan Sosial (A1,B2,B5,B6,B7,B8,C2,C3,C4) KEGIATAN PROYEK 1. TAHAP PRA-KONSTRUKSI 2. TAHAP KONSTRUKSI 3. TAHAP OPERASI Konsultasi Publik B1. Penerimaan dan Pelepasan Tenaga Kerja B2. Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material B3. Pembukaan Lahan B4. Penyiapan Tapak B5. Pengerukan dan Pembuangan Material Hasil Pengerukan B6. Fasilitas BOF (Bulk Offloading Facility) B7. Dermaga LNG 2 (Dermaga LNG – Kondensat Gabungan) B8. Pengembangan Combo Dock B9. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3) B10. Pengelolaan Limbah Cair B11. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia C1. Penerimaan Tenaga Kerja C2. Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material C3. Pengerukan, Pemeliharaan dan Pembuangan Material hasil Pengerukan C4. Pemuatan dan Pengangkutan LNG dan Kondensat C5. Pengelolaan Limbah Padat (Non B3) dan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun (B3) C6. Pengelolaan Limbah Cair C7. Penyimpanan dan Pengisian Bahan Bakar dan Bahan Kimia C8. Keberadaan Fasilitas Terminal B1. Penerimaan dan Pelepasan Tenaga A1. Sosialisasi Rencana Kegiatar C1. Penerimaan Tenaga Kerja Perubahan Warisan Budaya (B6,B7,B8) C8. Keberadaan Fasilitas Terminal Khusus 4. TAHAP PASCA OPERASI D1. Pelepasan Tenaga Kerja D2. *Penutupan (Decommissio* Fasilitas Terminal Khusus

Gambar I-76 Ringkasan Proses Pelingkupan Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus





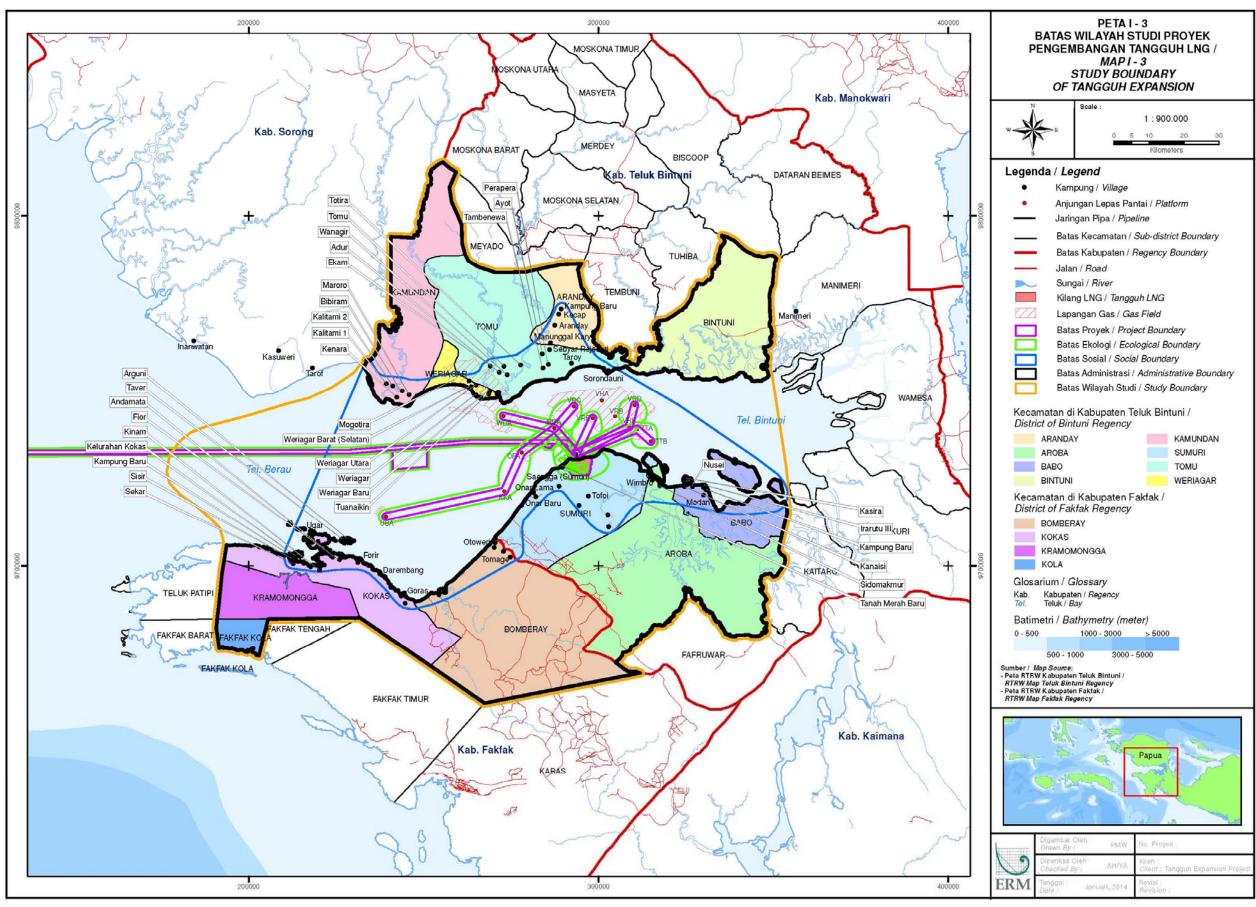
1.4 BATAS WILAYAH STUDI DAN BATAS WAKTU KAJIAN

1.4.1 Batas Wilayah Studi

Batas wilayah studi ANDAL Terpadu untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG dibuat melalui proses tumpang-susun (*overlaying*) Batas Proyek, Batas Ekologis, Batas Sosial dan Batas Administratif. Batas studi mencakup semua kegiatan Proyek Pengembangan Tangguh LNG yang direncanakan selama tahap pra-konstruksi, konstruksi, operasi dan pasca-operasi dari kegiatan-kegiatan Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur Gas), Transmisi Gas, Kilang LNG, dan Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus. Batas wilayah studi untuk Proyek Pengembangan Tangguh LNG ditunjukkan pada **Peta I-3**. Batas wilayah studi ini didasarkan pada KA-ANDAL yang telah disepakati oleh KLH pada 24 Juli 2013 dengan Surat Kesepakatan KA ANDAL No. 30 Tahun 2013.







Peta I-3 Batas Wilayah Studi Proyek Pengembangan Tangguh LNG



a. Batas Proyek

Batas proyek untuk rencana Proyek Pengembangan Tangguh LNG meliputi Pengembangan Tahap Awal dan Pengembangan Tahap Selanjutnya sebagaimana ditunjukkan pada **Tabel I-40**.

Batas proyek untuk setiap kegiatan utama digambarkan sebagai berikut:

- Setiap anjungan lepas pantai akan memiliki daerah terlarang terbatas (*exclusion zone*) dengan radius 500 m.
- Jaringan perpipaan bawah laut akan memiliki zona penyangga 1 km ke kiri dan 1 km ke kanan dari garis tengah.
- Batas proyek Kilang LNG berada di dalam kawasan hutan yang telah dilepaskan untuk pembangunan Tangguh LNG (Keputusan Menteri Kehutanan No SK. 287/Menhut-II/2004) tanggal 5 Agustus 2004 Tentang Pelepasan Kawasan Hutan Produksi yang dapat dikonversi seluas 3.380,10 Ha untuk Pembangunan Kilang Tangguh LNG serta Pemukiman Kembali Masyarakat Kampung Simuri-Saengga dan Tanah Merah) dimana lahan seluas 3.266 ha telah digunakan untuk operasi Tangguh LNG saat ini serta fasilitas Pengembangan Tangguh LNG. Sejak 25 Februari 2013 lahan seluas 3.266 ha tersebut telah mendapatkan sertifikat hak pakai dari Kantor Pertanahan Kabupaten Teluk Bintuni dengan Nomor 00041 yang akan berlaku terus selama lahan tersebut dipergunakan.
- Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus (termasuk semua dermaga) akan memiliki daerah terlarang terbatas (safety exclusion zone) di dalam Daerah Kerja Pelabuhan (DLKR - Daerah Lingkungan Kerja; dan DLKP - Daerah Lingkungan Kepentingan) yang direkomendasikan oleh Direktorat Jenderal Perhubungan Laut.
- Jalur pelayaran dan daerah berlabuh (*anchorage area*) untuk Kapal *Tanker* LNG, *Tanker* Kondensat dan kapal lainnya. Lebar jalur pelayaran adalah 2 km.

Peta Batas Proyek ditunjukkan pada **Peta I-4**.





Tabel I-40 Pengembangan Tahap Awal dan Pengembangan Tahap Selanjutnya

No.	Fasilitas	Pengembangan Tahap Awal Tangguh LNG	Pengembangan Tahap Selanjutnya (Sampai dengan Kilang LNG 4)
1	Anjungan lepas pantai (NUI)	2 Anjungan lepas pantai (ROA & WDA)	Hingga 9 Anjungan Lepas Pantai (VRF, OFA, VRD, VRC, TTA, TTB, KKA, UBA, VRE)
2	Sumur Produksi Gas	ROA = 3 Sumur + 1 DCRI (desain 9 slot) WDA = 4 Sumur Produksi WDJ + 4 Sumur Produksi WDP + 1 Sumur DCRI + 1 sumur DCRI (potensial) + 2 sumur produksi WDJ (desain 16 slot) Infill wells (Pengembangan lebih lanjut dari Kilang LNG 1 dan Kilang LNG 2): • 2 infill wells VRA + kemungkinan DCRI melalui annulus • 2 infill wells VRB + kemungkinan DCRI melalui annulus Catatan: Sumur DCRI akan dibor pada setiap anjungan	Desain rinci belum ditetapkan, tetapi desain standar hingga 16 slot untuk masing-masing anjungan lepas pantai. Estimasi jumlah sumur produksi gas untuk masing-masing anjungan lepas pantai: VRF = hingga 7 sumur OFA = hingga 4 sumur VRD = hingga 6 sumur VRC = hingga 5 sumur TTA = hingga 7 sumur TTB = hingga 7 sumur KKA = hingga 2 sumur UBA = hingga 3 sumur VRE = hingga 5 sumur
		lepas pantai, jika DCRI dianggap layak dan reinjeksi akan dilakukan ke dalam sumur reinjeksi khusus.	1 Sumur DCRI kemungkinan akan dibor pada setiap anjungan lepas pantai





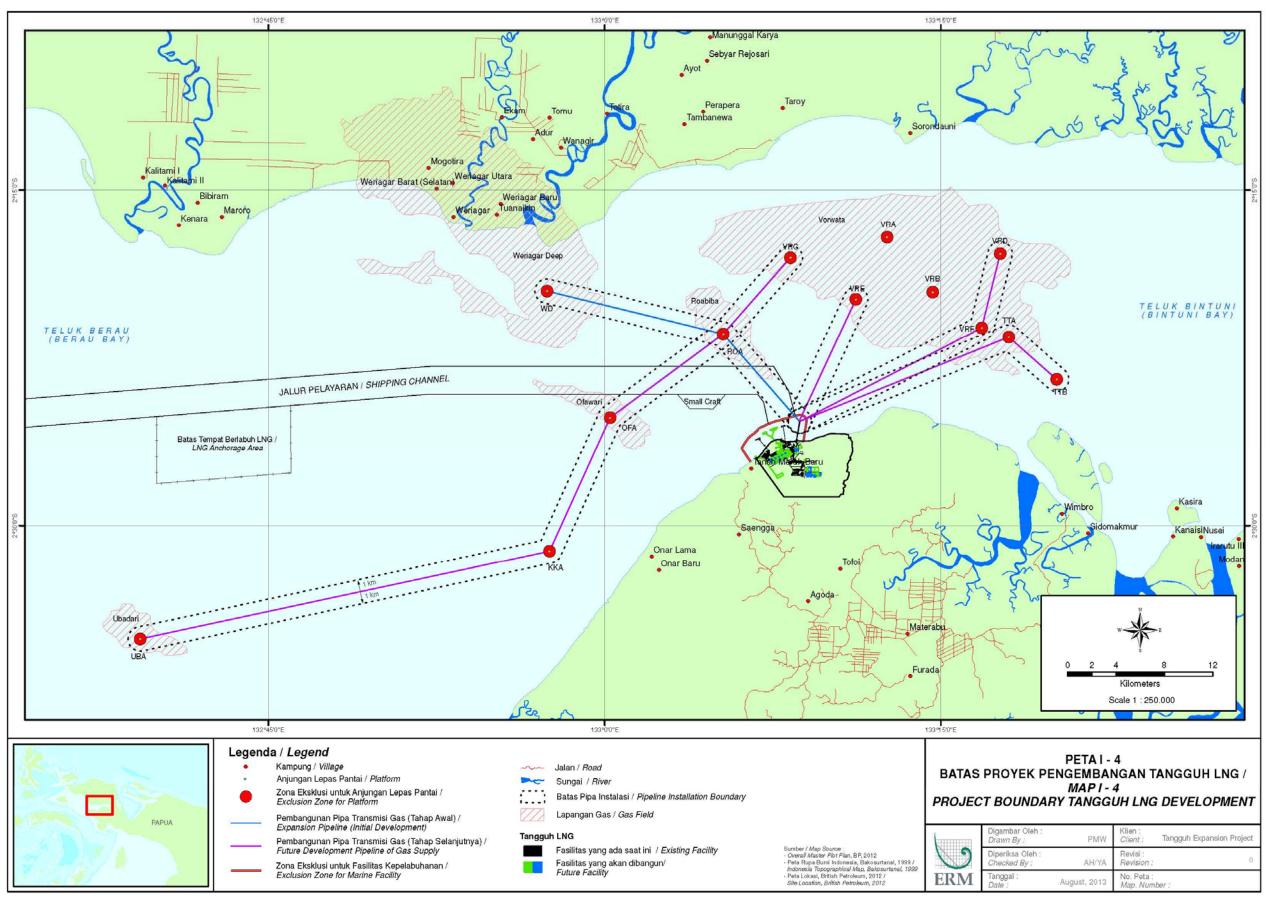
No.	Fasilitas	Pengembangan Tahap Awal Tangguh LNG	Pengembangan Tahap Selanjutnya (Sampai dengan Kilang LNG 4)
3	Jaringan Pipa Bawah Laut	Dua Jaringan Perpipaan Bawah Laut : WDA ke ROA (hub platform) (Ø 24" dan panjang ± 16 km) ROA ke ORF (Ø 24" dan panjang ±14 km)	Hingga 9 Jaringan Perpipaan Bawah Laut dengan diameter standar 24", akan tetapi desain final belum ditetapkan. Desain awal adalah sebagai berikut: VRF ke ORF (Ø 24" dan panjang ± 19 km) OFA tke ROA (Ø 16" dan panjang ± 13 km) VRD ke VRF (hub platform) (Ø 24" dan panjang ± 7 km) VRC ke ROA (Ø 24" dan panjang ±9 km) TTA ke ORF (Ø 24" dan panjang ±20 km) TTB ke ORF (Ø 24" dan panjang pipa ±30 km) KKA ke OFA (Ø 24" dan panjang pipa ±30 km) UBA ke OFA (Ø 24" dan panjang pipa ±15 km) Jaringan Perpipaan Paralel (Diameter pipa belum dipastikan, akan tetapi perkiraan awal sekitar 20 - 24") ROA-WDA, ROA-ORF, VRA-ORF, VRB-ORF, VRE-ORF, VRF-ORF, TTA-ORF, TTB-ORF, KKA-ORF Fasilitas Kompresi tambahan di Darat (dekat ORF) ORF akan dikembangkan untuk mengakomodasi jaringan perpipaan tambahan di masa yang akan datang (ORF didesain untuk dapat dikembangkan).
4	Kilang LNG	Kilang LNG: 1 ORF yang dapat dikembangkan 1 Kilang LNG 1 Tangki LNG 1 Tangki Kondensat Utilitas (1 AGRU – 2 AGI) 1 Flare (untuk mengakomodasi 6 Kilang) wet and dry dan cadangan 1 BOG kompresor 1 Tankage Flare	Kilang LNG: 1 ORF yang dapat dikembangkan 1 Kilang LNG 1 Tangki LNG 1 Tangki Kondensat (Potensial) Utilitas





No.	Fasilitas	Pengembangan Tahap Awal Tangguh LNG	Pengembangan Tahap Selanjutnya (Sampai dengan Kilang LNG 4)
5	Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus	Kegiatan Terminal Khusus: 1 Dermaga Bulk Offloading Facility (BOF) – Permanen Pengembangan Combo Dock 1 Dermaga Kombinasi LNG dan kondensat	-
6	Kegiatan Survei, Seismik, dan Pengeboran Sumur Eksplorasi dan Deliniasi/ Appraisal	 Pengembangan Tangguh LNG; Kegiatan pengeboran sumur eksplorasi dan sumur Komitmen eksplorasi KKKS Berau, yaitu penge prospek/<i>lead</i> Kepe-kepe, Inos atau Ubadari; Pengeboran sumur deliniasi/appraisal yaitu sullapangan gas Ofaweri dan Vorwata, serta renca 	iKS Berau dan KKKS Muturi; a semua sumur produksi yang akan dibor dari kegiatan Proyek deliniasi/appraisal: boran satu sumur eksplorasi di wilayah KKKS Berau pada mur O-2 dan V-13 yang akan dilakukan dalam waktu dekat pada na pengeboran sumur deliniasi/appraisal lain pada wilayah kerja b lapangan gas Vorwata, Wiriagar Deep, Ofaweri, Roabiba dan/atau





Peta I-4 Batas Proyek Pengembangan Tangguh LNG



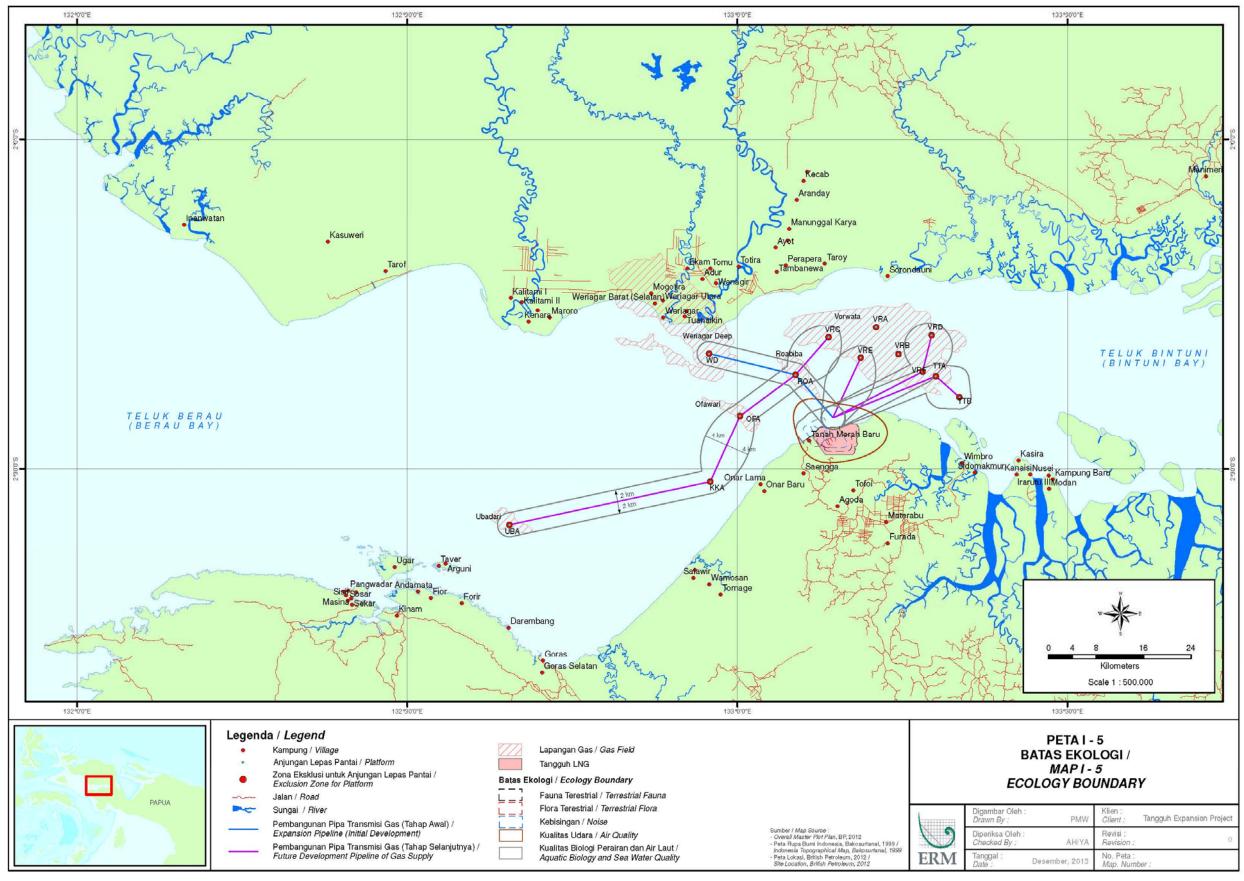
b. Batas Ekologi

Batas ekologi ditentukan dengan memperhatikan persebaran ruang dampak penting hipotetik yang diakibatkan oleh kegiatan proyek melalui media ekologi, terutama melalui media udara dan air. Batas ekologi meliputi ekosistim darat dan laut yang mungkin akan terkena pengaruh oleh kegiatan Proyek Pengembangan Tangguh LNG (lihat **Peta I-5**). Rincian batas ekologis untuk setiap komponen lingkungan hidup yang berpotensi terkena dampak adalah sebagai berikut:

- 1. Kualitas udara: sumber utama dampak terhadap kualitas udara adalah emisi udara dari kegiatan operasional Kilang LNG. Dalam batas wilayah studi, arah angin dominan tahunan adalah dari Barat (18%) dengan kecepatan maksimum 8,8 m/s dan dari Tenggara dengan kecepatan maksimum 5,7 m/s. Diperkirakan bahwa mayoritas polusi udara akan menyebar menuju arah Timur dan Barat Laut dari sumbernya (lihat **Peta I-6**).
- 2. Kebisingan: sumber utama dampak kebisingan berasal dari transportasi laut, kegiatan konstruksi, dan pembukaan lahan. Persebaran dampak kebisingan diperkirakan akan terjadi di dalam batas proyek (lihat Peta I-7). kecuali kebisingan yang disebabkan oleh transportasi laut sebagai sumber garis (line source) yang dapat tersebar dalam daerah yang lebih luas, tetapi hanya akan berdampak pada mamalia laut.
- 3. Kualitas Air Laut: sumber utama dampak terhadap kualitas air laut berasal dari seabed trenching, pemasangan pipa bawah laut, pembuangan serbuk dan lumpur pengeboran, serta pembuangan limbah cair (air terproduksi dan air dengan salinitas tinggi/brine). Persebaran dampak terhadap kualitas air laut mengikuti arah gelombang dari sumber dampak (lihat **Peta I-8**).
- 4. Biota Perairan Laut: sumber utama dampak terhadap Biota perairan (plankton dan benthos) berasal dari *sea-bed trenching*, pemasangan jaringan perpipaan bawah laut, pembuangan serbuk dan lumpur pengeboran, dan pemasangan anjungan gas lepas pantai.
- 5. Flora dan Fauna Terestrial: sumber utama dampak terhadap flora dan fauna darat berasal dari kegiatan pembukaan lahan, dan konstruksi Kilang LNG beserta fasilitas pendukungnya yang menimbulkan kebisingan, yang berdampak pada satwa liar terutama burung (lihat **Peta I-9**).



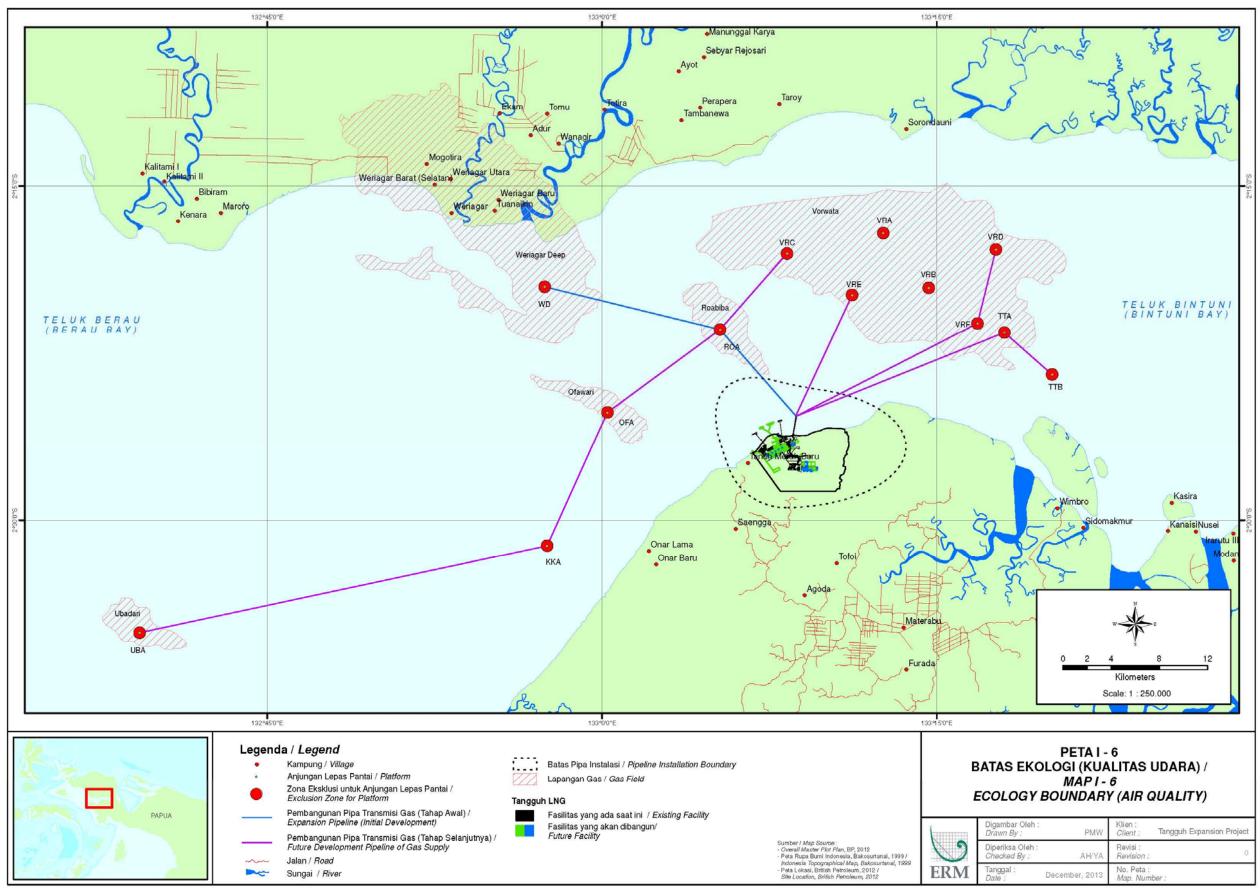




Peta I-5 Batas Ekologi

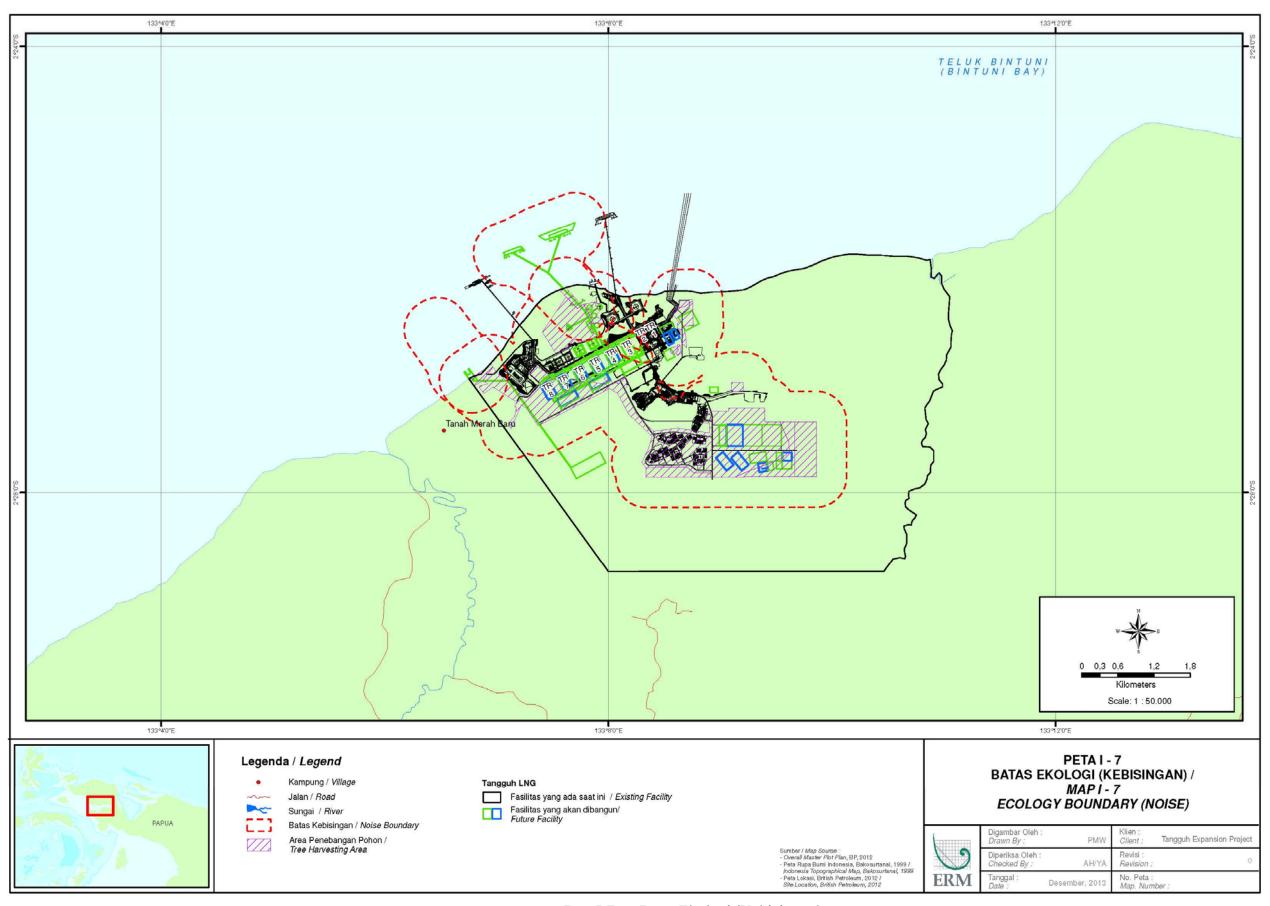






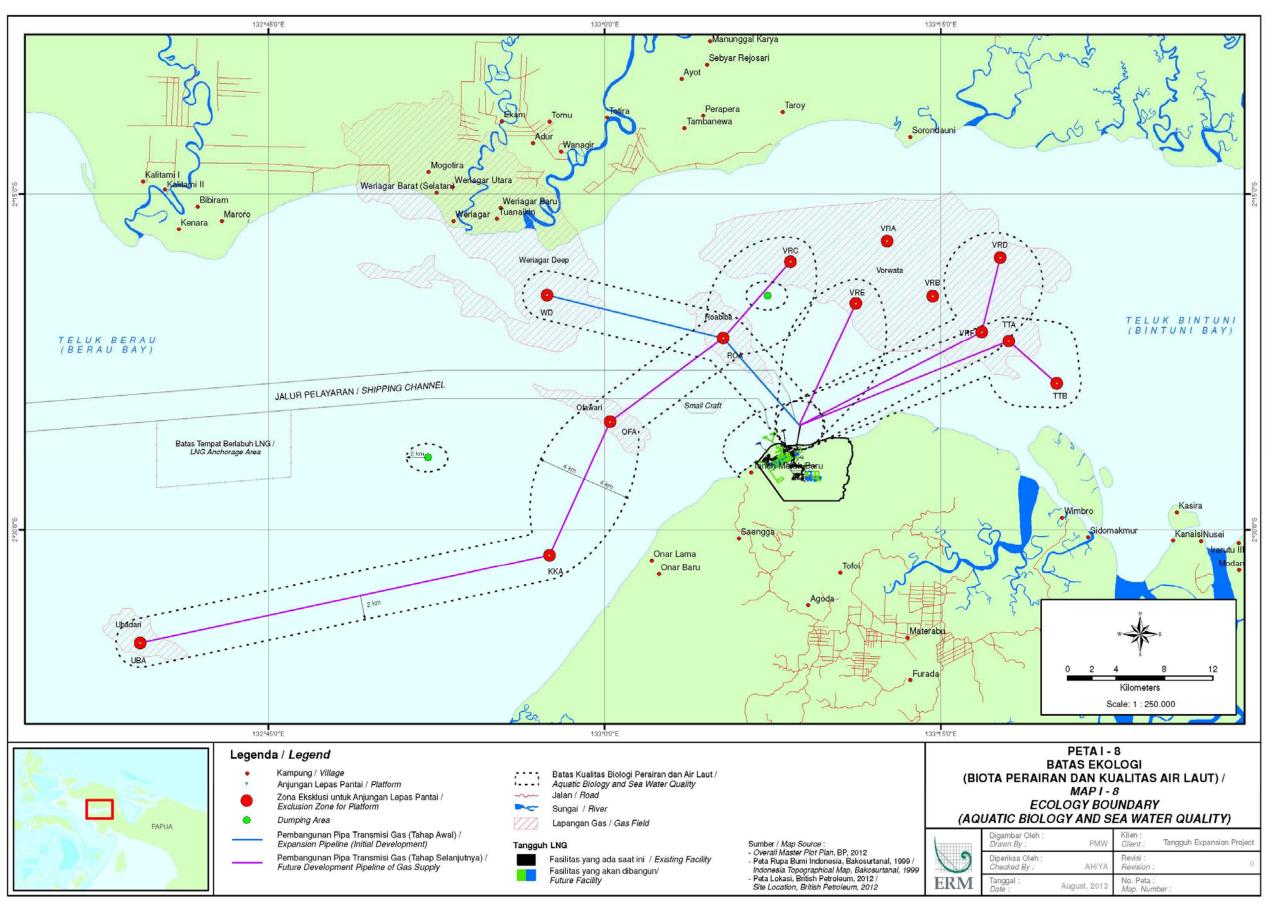
Peta I-6 Batas Ekologi (Kualitas Udara)





Peta I-7 Batas Ekologi (Kebisingan)

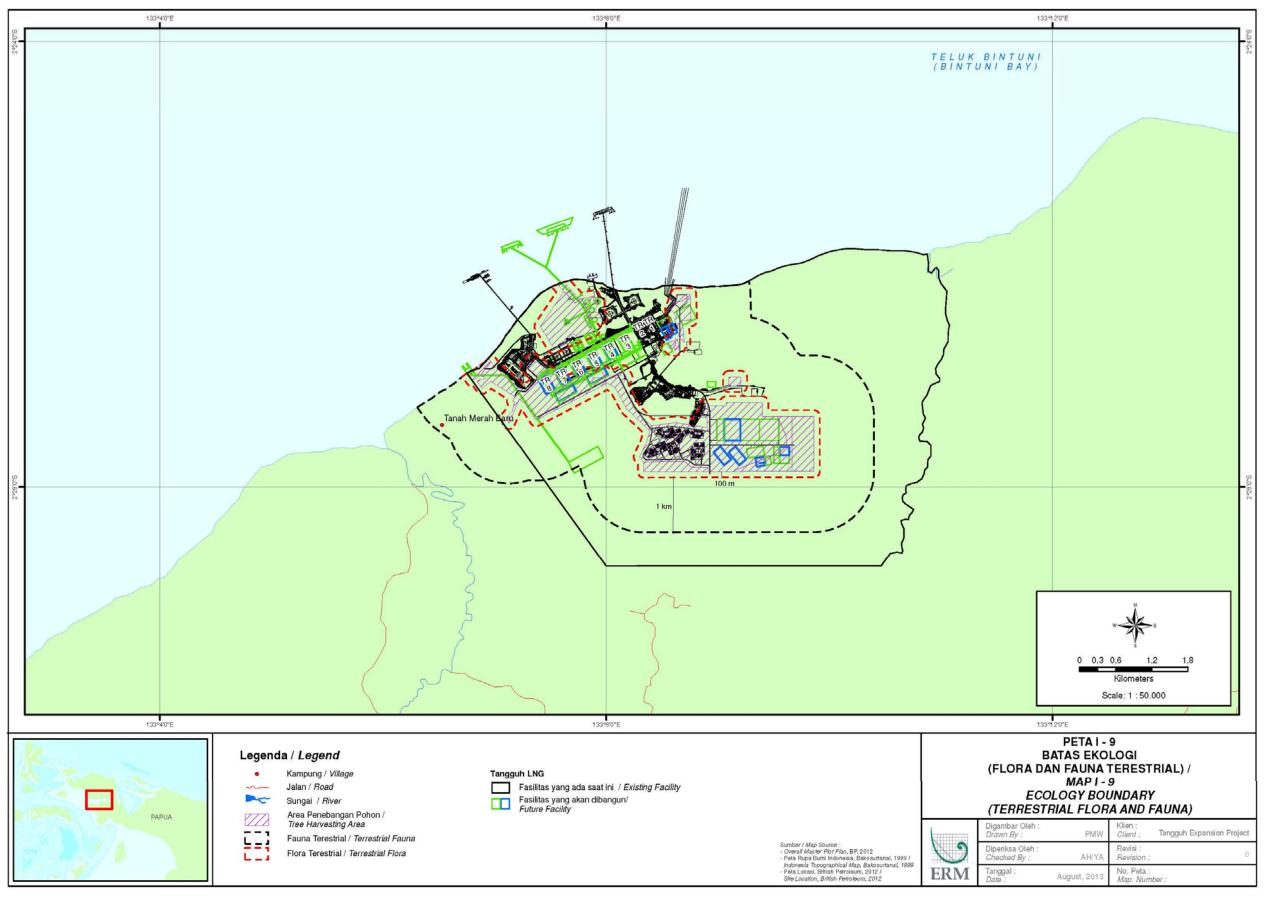




Peta I-8 Batas Ekologi (Biota Perairan dan Kualitas Air Laut)







Peta I-9 Batas Ekologi (Flora dan Fauna Terestrial)



Batas sosial didasarkan pada KA-ANDAL yang telah disepakati oleh KLH pada 24 Juli 2013 dengan Surat Kesepakatan KA ANDAL No. 30 Tahun 2013 dengan mempertimbangkan hal-hal berikut ini :

- Suatu kondisi dimana keberadaan interaksi sosial di sekitar lokasi kegiatan yang direncanakan terdapat norma dan nilai tradisional, termasuk keberadaan sistem dan struktur sosial;
- Kegiatan yang direncanakan sesuai dengan dinamika masyarakat;
- Suatu daerah mengalami perubahan yang mendasar (perubahan sosial, ekonomi, dan budaya) yang disebabkan oleh kegiatan yang direncanakan;
- Masyarakat yang termasuk dalam batas proyek dan ekologi;
- Masyarakat di luar batasan proyek dan ekologi tetapi mungkin berpotensi terkena dampak oleh perubahan yang mendasar, seperti kesempatan kerja dan pengembangan fasilitas publik dan sosial; dan
- Masyarakat asli yang tinggal di pesisir Teluk Bintuni yang terpengaruh oleh kegiatan Tangguh LNG.

Selain kriteria yang sudah disebutkan di atas, terdapat dua kriteria lain yang dimasukkan sebagai bahan pertimbangan bagi analisis penentuan batas wilayah studi sosial Proyek Pengembangan Tangguh LNG, diantaranya:

- Kampung-kampung yang berpotensi terkena dampak dari kegiatan proyek; dan
- Kampung-kampung Masyarakat Asli di pesisir Teluk Bintuni yang diakui keberadaannya karena menjadi tempat tinggal masyarakat suku Sebyar, Simuri, Irarutu serta Petuanan-Petuanan Arguni, SekarPikpik dan Wertuwar yang terpengaruh kegiatan Tangguh LNG.

Batas sosial untuk studi AMDAL Kegiatan Terpadu Proyek Pengembangan Tangguh LNG mempertimbangkan kampung-kampung yang berpotensi terkena dampak. Namun demikian batas studi sosial ini tidak mencerminkan wilayah program pengelolaan sosial. Kampung-kampung yang masuk dalam batas wilayah studi dan berpotensi terkena dampak adalah sebagai berikut:

A. Kabupaten Teluk Bintuni

- 1. Distrik Babo:
 - a. Kampung Modan;
 - b. Kampung Kanaisi,
 - c. Kampung Nusei;
 - d. Kampung Kasira;
 - e. Kampung Baru; dan
 - f. Kampung Irarutu 3.



2. Distrik Aroba:

- a. Kampung Sidomakmur; dan
- b. Kampung Wimbro.

3. Distrik Sumuri:

- a. Kampung Tanah Merah;
- b. Kampung Saengga (Sumuri);
- c. Kampung Tofoi (termasuk kampung Padang Agoda);
- d. Kampung Materabu;
- e. Kampung Furada;
- f. Kampung Onar Lama; dan
- g. Kampung Onar Baru.

4. Distrik Kamundan

- a. Kampung Kalitami 1;
- b. Kampung Kalitami 2;
- c. Kampung Bibiram;
- d. Kampung Kenara; dan
- e. Kampung Maroro.

5. Distrik Tomu:

- a. Kampung Totira;
- b. Kampung Wanagir;
- c. Kampung Adur;
- d. Kampung Tomu;
- e. Kampung Ekam;
- f. Kampung Ayot;
- g. Kampung Taroy;
- h. Kampung Perapera;
- i. Kampung Tambanewa;
- j. Kampung Sorondauni; dan
- k. Kampung Sebyar Rejosari.

6. Distrik Aranday:

- a. Kampung Manunggal Karya;
- b. Kampung Kecap;
- c. Kampung Baru; dan
- d. Kampung Aranday.





7. Distrik Weriagar:

- a. Kampung Weriagar;
- b. Kampung Weriagar Baru;
- c. Kampung Mogotira;
- d. Kampung Weriagar Selatan¹;
- e. Kampung Weriagar Utara; dan
- f. Kampung Tuanaikin.

B. Kabupaten Fakfak

- 1. Distrik Kokas:
 - a. Kampung Goras;
 - b. Kampung Goras Selatan¹;
 - c. Kampung Darembang;
 - d. Kampung Fior;
 - e. Kampung Furir;
 - f. Kampung Andamata;
 - g. Kampung Arguni;
 - h. Kampung Taver;
 - i. Kampung Kinam;
 - j. Kelurahan Kokas;
 - k. Kampung Baru;
 - 1. Kampung Pangwadar¹;
 - m. Kampung Sisir;
 - n. Kampung Masina¹;
 - o. Kampung Sekar;
 - p. Kampung Sosar¹; dan
 - q. Kampung Ugar.
- 2. Distrik Bomberay
 - a. Kampung Otoweri;
 - b. Kampung Salawir¹;
 - c. Kampung Tomage; dan
 - d. Kampung Wamosan¹

.

¹ Merupakan pemekaran dari Kampung Induk





Kampung-kampung di atas akan dikaji dalam ANDAL untuk selanjutnya dilakukan analisis dan ditentukan kampung-kampung mana yang masuk dalam rencana pengelolaan sosial Proyek Pengembangan Tangguh LNG.

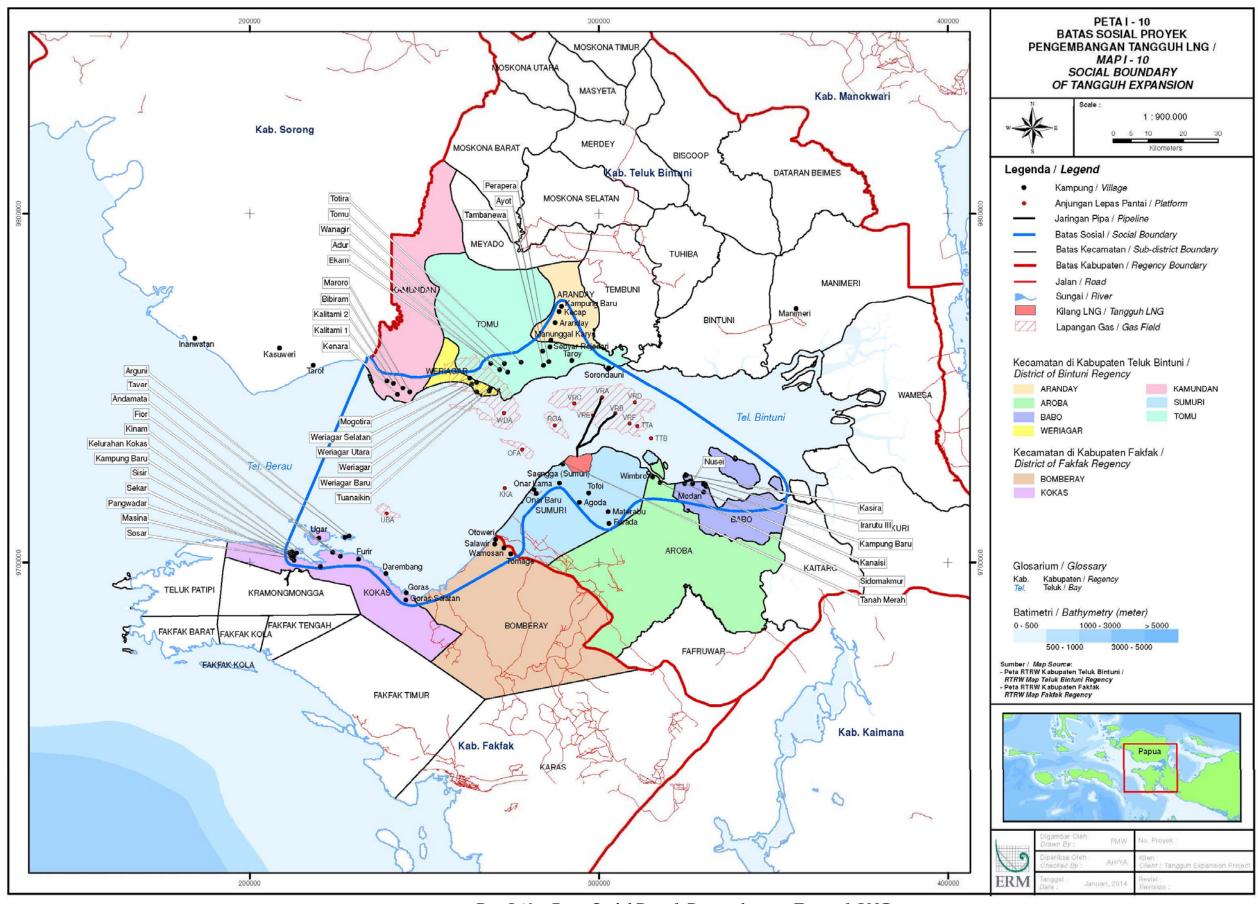
Batas sosial menggambarkan daerah struktur/sistim sosial yang ada, yang berpotensi terkena dampak kegiatan proyek yang diusulkan. Batas sosial Proyek Pengembangan Tangguh LNG ditunjukkan pada **Peta I-10**.

d. Batas Adminstratif

Batas administratif ditarik berdasarkan batas distrik di Kabupaten Teluk Bintuni dan Kabupaten Fakfak, mencakup seluruh kampung yang berpotensi terkena dampak kegiatan Proyek Pengembangan Tangguh LNG sebagaimana dijelaskan di atas. Terdapat 7 Distrik (Babo, Aroba, Sumuri, Kamundan, Tomu, Aranday dan Weriagar) di Kabupaten Teluk Bintuni dan 2 Distrik (Kokas dan Bomberay) di Kabupaten Fakfak. Batas administratif ditunjukkan pada **Peta I-11**.



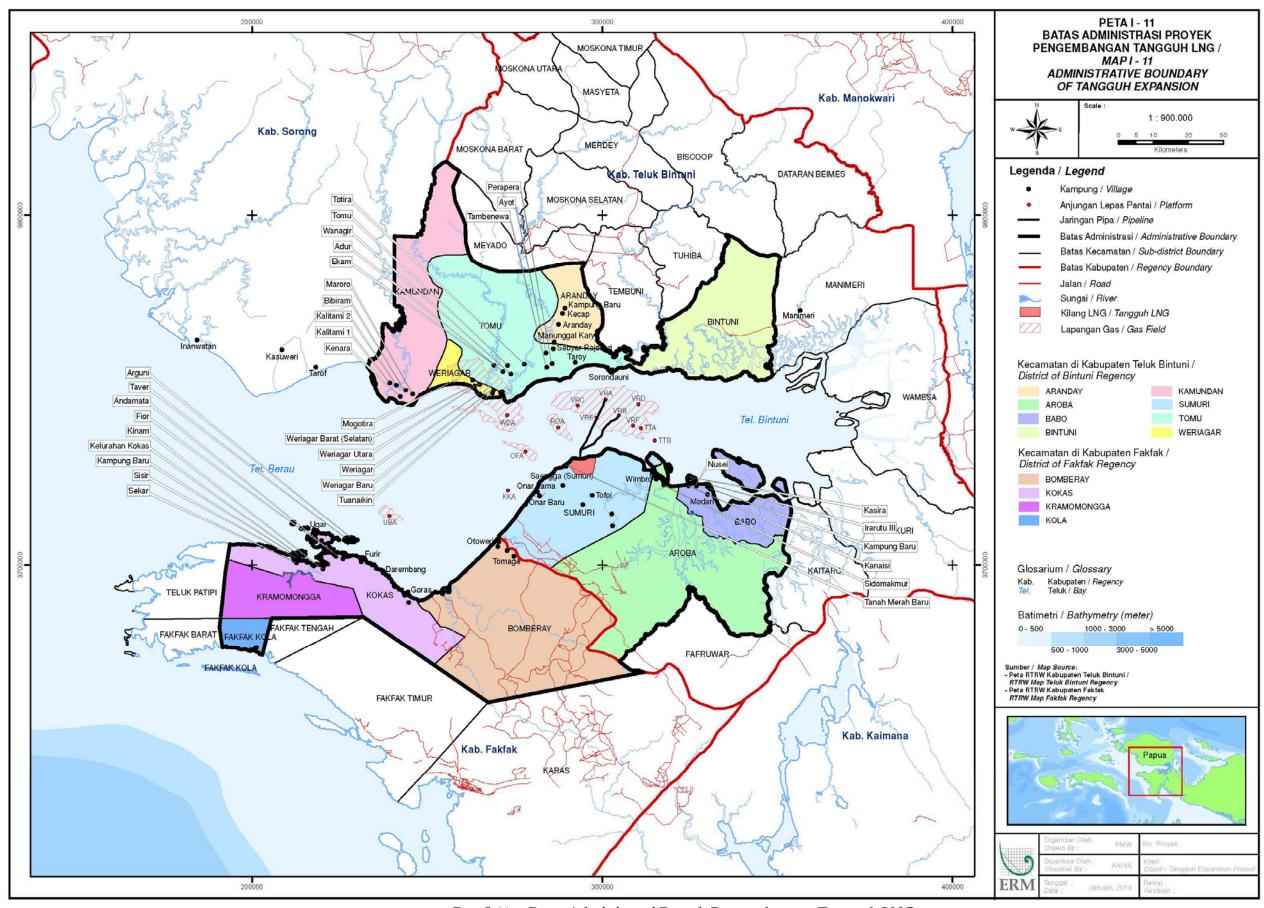




Peta I-10 Batas Sosial Proyek Pengembangan Tangguh LNG







Peta I-11 Batas Administrasi Proyek Pengembangan Tangguh LNG





1.4.2 Batas Waktu Kajian Dampak

Batas waktu kajian dampak adalah batas waktu berlangsungnya dampak terhadap parameter-parameter komponen lingkungan yang diidentifikasi terkena dampak dari kegiatan proyek. Setiap dampak penting hipotetik yang dihasilkan dari proses pelingkupan seperti dikemukakan pada Dokumen KA-ANDAL Sub-Bab 2.3.3 tentang Evaluasi Dampak Potensial dan Sub-Bab 2.3.4 tentang Prioritas Dampak Penting Hipotetik ditelaah untuk ditentukan batas waktu berlangsungnya dampak akibat kegiatan proyek dan digunakan sebagai dasar menentukan perubahannya dari kondisi rona awal saat studi dilakukan.

Kondisi rona awal tanpa Proyek Pengembangan Tangguh LNG adalah kondisi rona lingkungan saat ini di dalam batas wilayah studi yang telah dipengaruhi oleh berbagai kegiatan yang sedang berlangsung saat ini yaitu kegiatan operasi Kilang LNG 1 dan 2, kegiatan hak pengusahaan hutan, kegiatan perikanan, dan kegiatan eksplorasi minyak dan gas oleh perusahaan lainnya. Batas waktu kajian terhadap parameter-parameter komponen lingkungan yang terkena dampak pada setiap tahapan kegiatan (Tahap Pra-Konstruksi, Konstruksi, Operasi dan Pasca Operasi) dari rencana kegiatan-kegiatan proyek Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur Gas), Transmisi Gas, Kilang LNG, dan Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus tercantum pada **Tabel I-41** sampai dengan **Tabel I-42**.

Tabel I-41 Kegiatan Eksploitasi Gas (Anjungan Lepas Pantai dan Pengeboran Sumur Gas)

No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
		Tahap	Konstruksi	
	Penerimaan dan B1 Pelepasan Tenaga	Ekonomi	Peningkatan Kesempatan Kerja	Kurang lebih 1-4 bulan
B1			Pertumbuhan Bisnis Lokal (Lembaga Keuangan, Wirausaha)	pertama pada saat memulai kegiatan pengeboran dan pemasangan anjungan (baru), pada saat
	Kerja	C:-1 D.: 1	Perubahan Persepsi pekerjaan dan 1-3 Masyarakat bulan sesudah mas	pekerjaan dan 1-3 bulan sesudah masing-
		Sosial-Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial	masing kegiatan selesai untuk demobilisasi
	Transportasi dan	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (termasuk Mamalia Laut)	Berlangsung pada ruang dan waktu yang berbeda dengan estimasi sekitar 3-6
B3 B4	Pemasangan Anjungan Lepas Pantai		Gangguan Kegiatan bulan untuk	bulan untuk pemasangan setiap
	Pantai	Ekonomi	Gangguan Aksesibilitas Transportasi Laut	anjungan (hingga 1 bulan sesudah kegiatan)





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
		Sosial-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	
		Sosiai Badaya	Peningkatan Ketegangan Sosial	
		Kebisingan	Kenaikan Tingkat Kebisingan	Berlangsung pada ruang dan waktu yang berbeda dengan estimasi sekitar 3-6
		Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (termasuk Mamalia Laut)	bulan untuk pengeboran setiap sumur. Untuk setiap anjungan, jumlah sumur yang dibor
	Pangaharan	Ekonomi	Gangguan Kegiatan Perikanan	diperkirakan mencapai 10 sumur dengan slot yang tersedia sampai dengan 16 slot.
B4	Pengeboran Sumur Gas		Perubahan Persepsi Masyarakat	Untuk kegiatan pengeboran tahap
		Sosial-Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial	pertama akan berlangsung terus menerus selama kurang lebih 8 tahun pada ruang dan waktu yang berbeda. Dampak diperkirakan akan berlangsung hingga 1 bulan sesudah kegiatan pengeboran.
			Kenaikan Kandungan TSS	Berlangsung pada ruang dan waktu yang
	Alternatif Pengelolaan Lumpur dan	Kualitas Air Laut	Kenaikan Konsentrasi Minyak dan Lemak (hanya berlaku bila menggunakan SBM)	berbeda dengan estimasi sekitar 3-6 bulan untuk pengeboran setiap sumur. Untuk setiap anjungan, jumlah sumur yang dibor diperkirakan mencapai 10 sumur dengan slot
Serbuk Bor (Catatan: B5 Dampak ini terkait dengan Opsi Pembuangan ke Laut pada lokasi pengeboran)	(Catatan: Dampak ini		Penurunan Kelimpahan Plankton	
	Opsi	Biota Perairan	Penurunan Kelimpahan Benthos	yang tersedia sampai dengan 16 slot.
		Keanekaragaman Nekton (termasuk Mamalia Laut)	Untuk kegiatan pengeboran tahap pertama akan berlangsung terus menerus selama kurang lebih 8 tahun pada ruang dan waktu	





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
				yang berbeda. Dampak diperkirakan akan berlangsung hingga 1 bulan sesudah kegiatan pengeboran.
			Persepsi Masyarakat	Berlangsung pada ruang dan waktu yang berbeda dengan estimasi <i>flaring</i> berlangsung 2-3 hari selama masa pembersihan untuk
В6	Pembersihan Sumur (Flaring)	Sosial Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial	setiap satu sumur. Flaring bisa dilakukan setiap akhir pengeboran satu sumur (setiap 3-6 bulan sekali) atau secara berturutturut dalam satu periode waktu tertentu (jika pengeboran menggunakan batch mode). Untuk tiap anjungan, jumlah sumur yang dibor diperkirakan mencapai 10 sumur dengan slot yang tersedia sampai dengan 16 slot.
		Taha	p Operasi	
		Biota Perairan Laut	Keanekaragaman Nekton (termasuk Mamalia Laut)	
C3	x 1 1		Gangguan Kegiatan Perikanan	
	Keberadaan Anjungan Lepas Pantai	Ekonomi	Gangguan Aksesibilitas Transportasi	20-30 tahun selama tahap operasi sampai penutupan proyek
		Social-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	
		Sosial-Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial	





Tabel I-42 Kegiatan Transmisi Gas

No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
		Taha	p Konstruksi	
		Ekonomi	Peningkatan Kesempatan Kerja	Kurang lebih 1-3 bulan pertama pada saat
B1	Penerimaan dan		Perubahan Persepsi Masyarakat	memulai kegiatan pemasangan jaringan pipa, 10- 12 bulan
БТ	Pelepasan Tenaga Kerja	Sosial-Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial	pada saat pekerjaan dan 1-3 bulan sesudah masing-masing kegiatan selesai untuk demobilisasi
B2	Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja,	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (termasuk Mamalia Laut)	Berlangsung kurang lebih selama 10-12 bulan pada ruang dan waktu yang berbeda
	Peralatan dan Material	Ekonomi	Gangguan Kegiatan Perikanan	untuk setiap pemasangan jaringan perpipaan
		Kualitas Air Laut	Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS)	Berlangsung pada ruang dan waktu yang berbeda dengan estimasi sekitar 10-12 bulan untuk pemasangan pipa transmisi gas sepanjang 30 km, dengan detail kegiatan sebagai berikut 3-4 bulan untuk pemasangan pipa, 2-3 bulan untuk pembuatan parit (trenching) dan 4- 6 bulan untuk penimbunan batu.
		Biota Perairan Laut	Penurunan Kelimpahan Benthos	
	Pembuatan Parit (<i>Trenching</i>) di Dasar Laut,	Ekonomi	Gangguan Kegiatan Perikanan	
B4	Pemasangan Pipa dan Penimbunan		Gangguan Aksesibilitas Transportasi	
	Batuan (Rock Dumping)	Rock	Perubahan Persepsi Masyarakat	
			Peningkatan Ketegangan Sosial	
В8	Pembuangan Air Hydrotest (dewatering)	Kualitas Air Laut	Penurunan DO	Kurang lebih sekitar 3-7 hari untuk <i>dewatering</i> berlangsung untuk setiap jaringan pipa.





Tabel I-43 Kegiatan Kilang LNG

	_					
No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak		
	Tahap Konstruksi					
			Peningkatan Migrasi (Mobilitas)			
		Demografi	Perubahan Struktur Populasi (Usia, Pendidikan, Jenis Kelamin, Etnis, Agama)			
			Peningkatan Pertumbuhan Penduduk			
l			Peningkatan Kesempatan Kerja	2-4 bulan pertama pada saat memulai kegiatan konstruksi Kilang LNG, kurang lebih 4 tahun pada saat pekerjaan konstruksi dan 2 - 4 bulan sesudah masing-masing kegiatan selesai untuk demobilisasi		
			Peningkatan Pertumbuhan Bisnis Lokal			
B1	Penerimaan dan Pelepasan	Ekonomi	Perubahan Pola Mata Pencaharian			
	Tenaga Kerja		Perubahan Tingkat Pendapatan			
			Perubahan Persepsi Masyarakat			
			Asimilasi dan Akulturasi			
		Sosial-Budaya	Perubahan Norma dan Nilai Sosial			
		Sosiai-Budaya	Peningkatan Ketegangan Sosial			
			Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People)			
			Perubahan pada Warisan Budaya			





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
			Perubahan Struktur Sosial Ekonomi Kelompok Masyarakat Rentan (Vulnerable) seperti Wanita, Anak-anak, Orang Miskin, Orang Tua danOorang Cacat	
		Pendidikan	Akses Terhadap Pendidikan	
			Perubahan Pola Penyakit	
		K and a tau	Perubahan Prevalensi Penyakit	
		Kesehatan Masyarakat	Peningkatan Akses Pelayanan Kesehatan	
			Perubahan Kesehatan Lingkungan	
B2	Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (termasuk Mamalia Laut)	Kurang lebih selama 3-4 tahun selama masa konstruksi
		Kebisingan	Kenaikan Tingkat Kebisingan	Berlangsung selama 4 tahun selama masa
		Hidrologi	Kenaikan air limpasan permukaan	konstruksi dan dapat berlanjut sampai operasi, dampak akan berkurang
	Pembukaan	Tanah	Peningkatan erosi tanah	setelah kegiatan revegetasi lahan terbuka yang tidak digunakan untuk fasilitas
В3	Lahan	Kualitas Air Permukaan	Peningkatan TSS	permanen selesai dilakukan
		Flora Teresterial	Perubahan Struktur dan Komposisi Spesies	Berlangsung selama 9-13 bulan selama kegiatan penyiapan tapak dilakukan sampai akhir tahap konstruksi. Perubahan pola drainase
			Perubahan Tutupan Lahan	





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
			Perubahan Keanekaragaman Spesies Flora	dapat terjadi secara permanen, namun dampak turunannya akan
			Perubahan Keanekaragaman Spesies fauna	berkurang setelah drainase permanen selesai dibangun.
		Fauna Teresterial	Perubahan Distribusi Spesies	
			Perubahan Habitat Satwa Liar	
			Peningkatan Air Limpasan Permukaan	Berlangsung selama 9-13
			Perubahan Pola Drainase	bulan selama kegiatan penyiapan tapak dilakukan sampai akhir
B4	Penyiapan	Hidrologi Penyiapan Tapak	Perubahan Morfologi Anak Sungai (<i>Creek</i>)	tahap konstruksi dan drainase permanen selesai dibangun atau sampai
	Тарак		Perubahan Laju Aliran Anak Sungai	kegiatan stabilisasi lahan dan penanaman kembali daerah yang terbuka dan tidak digunakan untuk fasilitas permanen selesai dilakukan
		Tanah	Peningkatan Erosi Tanah	
		Kualitas Air Permukaan	Peningkatan Konsentrasi TSS	
		Hidrologi	Peningkatan Air Limpasan Permukaan	Berlangsung selama 9-13 bulan selama kegiatan penyiapan tapak dilakukan sampai akhir
В5	Penggalian dan Penimbunan	Tanah	Peningkatan Erosi Tanah	tahap konstruksi. Perubahan pola drainase dapat terjadi secara
	(Cut and Fill)	Kualitas Air Permukaan	Peningkatan Konsentrasi TSS	permanen, namun dampak turunannya akan berkurang setelah drainase permanen selesai dibangun.
	Konstruksi	Kebisingan	Kenaikan tingkat Kebisingan	Kurang lebih selama 3-4 tahun selama masa konstruksi
В6	Kilang LNG dan Fasilitas Pendukungnya	Fauna Terestrial	Perubahan Distribusi Spesies	Kurang lebih selama 3-4 tahun selama masa konstruksi dan dapat berlanjut sampai tahap operasi





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
			Penurunan tinggi muka air tanah dangkal	Kurang lebih selama 3-4 tahun selama masa
	Alternatif	Hidrologi	Intrusi Air Laut	konstruksi dan dapat berlanjut sampai tahap
	Penyediaan Air: Opsi 1:		Penurunan Muka Lahan	operasi
В7	Pengambilan Air Tanah	Sosial-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	
		·	Peningkatan Ketegangan Sosial	
	Opsi 2: Desalinasi	Kualitas Air Laut	Peningkatan Salinitas	
		Tal	iap Operasi	
			Peningkatan Migrasi Penduduk (Mobilitas)	
		Demografi	Migrasi Penduduk (Mobilitas) Perubahan Struktur Populasi (Usia, Pendidikan, Jenis Kelamin, Etnis, Agama) Peningkatan Pertumbuhan Penduduk	
			Pertumbuhan	
			Peningkatan Kesempatan Kerja	Borlangsung solama tahan
C1	Penerimaan Tenaga Kerja	Peningkatan Pertumbuhan Bisnis Lokal	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20- 30 tahun	
		Ekanami	Perubahan Pola Mata Pencaharian	
		Ekonomi	Perubahan Tingkat Pendapatan (Pendapatan per Kapita, Pendapatan Rumah Tangga, Pengeluaran)	
		Sosial-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
			Asimilasi dan Akulturasi	
			Perubahan Norma dan Nilai Sosial	
			Peningkatan Ketegangan Sosial	
			Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People)	
			Perubahan pada Warisan Budaya	
			Perubahan Struktur Sosial Ekonomi Kelompok Masyarakat Rentan (Vulnerable) seperti Wanita, Anak-anak, Orang Miskin, Orang Tua dan Orang Cacat	
		Pendidikan	Akses Terhadap Pendidikan	
			Perubahan Pola Penyakit	
		Kesehatan	Perubahan Prevalensi Penyakit	
		Masyarakat	Peningkatan Akses Pelayanan Kesehatan	
			Perubahan Kesehatan Lingkungan	
		Kualitas Udara	Kenaikan Emisi CO ₂ (dari Operasi Kilang LNG)	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20- 30 tahun
C2	Flaring		Peningkatan Opasitas	
			Penampakan Cahaya	
		Sosial Budaya	Persepsi Masyarakat	





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
			Peningkatan Ketegangan Sosial	
C3	Pembangkit Listrik (Turbin Gas)	Kualitas Udara	Kenaikan Emisi CO ₂	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20-30 tahun
C4	Boiler	Kualitas Udara	Kenaikan Emisi CO ₂	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20-30 tahun
C5	Acid Gas Incinerator (AGI)	Kualitas Udara	Kenaikan Emisi CO ₂	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20-30 tahun
			Penurunan Tinggi Muka Air Tanah Dangkal	
	Alternatif	Hidrogeologi	Intrusi Air Laut	
	Penyediaan Air: Opsi 1: Pengambilan Air Tanah		Penurunan Muka Tanah	Berlangsung selama tahap
C6		Sosial Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	operasi, kurang lebih 20- 30 tahun
			Peningkatan Ketegangan Sosial	
	Opsi 2: Desalinasi	Kualitas Air Laut	Peningkatan Salinitas	
		Rualitas Air Laut Pengelolaan Limbah Cair Biota Perairan Laut	Peningkatan COD	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20- 30 tahun Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20- 30 tahun
			Peningkatan Ammonia	
C7			Penurunan Keanekaragaman Spesies Nekton (termasuk Mamalia Laut)	
		Tahap	Pasca Operasi	
	Pelepasan Tenaga Kerja	Demografi	Perubahan Migrasi Penduduk (Mobilitas)	Berlangsung kurang lebih selama 1-2 tahun pasca operasi
D1			Perubahan Struktur Penduduk (Umur, Pendidikan, Jenis Kelamin, Etnis, Agama)	





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
			Penurunan Pertumbuhan Penduduk	
			Penurunan Kesempatan Kerja (Peningkatan Pengangguran)	
		Ekonomi	Penurunan Pertumbuhan Bisnis Lokal	
			Penurunan Tingkat Pendapatan	
			Perubahan Pola Mata Pencaharian	
			Perubahan Persepsi Masyarakat	
			Asimilasi dan Akulturasi	
			Perubahan Norma dan Nilai Sosial	
			Peningkatan Ketegangan Sosial	
		Casial Budana	Keberadaan Penduduk Asli (Indigenous People)	
		Sosial-Budaya	Perubahan pada Warisan Budaya	
			Perubahan Struktur Sosial Ekonomi Kelompok Masyarakat Rentan (Vulnerable) Seperti Wanita, Anak-anak, Orang Miskin, Orang Tua dan Orang Cacat	
		Pendidikan	Akses Terhadap Pendidikan	
		Kesehatan Masyarakat	Perubahan Pola Penyakit	





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak
			Perubahan Prevalensi Penyakit	
			Penurunan Akses Layanan Kesehatan	
			Perubahan Kesehatan Lingkungan	
		Flora Terestrial evegetasi	Perubahan Struktur dan Komposisi Spesies	Berlangsung kurang lebih selama 1-2 tahun pasca operasi
			Perubahan Tutupan Lahan	
D3			Perubahan Keanekaragaman Spesies Flora	
D3	Revegetasi		Perubahan Keanekaragaman Spesies Fauna	
		Fauna Terestrial	Perubahan Distribusi Spesies	Berlangsung kurang lebih selama 1-2 tahun pasca operasi
			Perubahan Habitat Satwa Liar	· operusi





Tabel I-44 Kegiatan Fasilitas Terminal Khusus

No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak				
Tahap Konstruksi								
B2	Transportasi Laut Untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)	Berlangsung selama 3 -4 tahun selama masa konstruksi fasilitas terminal khusus (konstruksi BOF, pengembangan <i>combo dock</i> dan konstruksi dermaga LNG-kondensat 2)				
		Ekonomi	Gangguan Kegiatan Perikanan					
			Gangguan Aksesibilitas Transportasi					
		Sosial - Budaya	Persepsi Masyarakat					
			Peningkatan Ketegangan Sosial					
B5	Pengerukan dan Pembuangan Material Hasil Pengerukan	Kualitas Air Laut	Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS)	Pengerukan akan berlangsung pada tahap konstruksi fasilitas terminal khusus pada ruang dan waktu yang berbeda. Untuk konstruksi BOF pengerukan akan dilakukan sekitar 8-12 bulan, dilanjutkan dengan pengerukan untuk pengembangan combo dock sekitar 6-8 bulan dan pengerukan untuk dermaga LNG-kondensat 2 selama 8-10 bulan.				
		Biota Perairan Laut	Penurunan Kelimpahan Plankton					
			Penurunan Kelimpahan Benthos					
		Sosial - Budaya	Persepsi Masyarakat					
			Peningkatan Ketegangan Sosial					
В6	Fasilitas Bulk Offloading Facility (BOF)	Sosial-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	Berlangsung selama 1-2 tahun selama masa konstruksi fasilitas BOF				
			Peningkatan Ketegangan Sosial					
			Perubahan Warisan Budaya					
В7	Dermaga LNG 2 (Dermaga LNG- Kondensat Gabungan)	Sosial-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	Berlangsung selama 2-3 tahun selama masa konstruksi fasilitas dermaga LNG 2				
			Peningkatan Ketegangan Sosial					
			Perubahan Warisan Budaya					
В8	Pengembangan Combo Dock	Sosial-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat	Berlangsung selama 1-2 tahun selama masa konstruksi pengembangan <i>Combo Dock</i>				
			Peningkatan Ketegangan Sosial					





No.	Kegiatan	Komponen Lingkungan	Dampak Penting Hipotetik	Batas Waktu Kajian Dampak				
			Perubahan Warisan Budaya					
Tahap Operasi								
C2	Transportasi Laut untuk Tenaga Kerja, Peralatan dan Material	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (Termasuk Mamalia Laut)	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20-30 tahun				
		Ekonomi	Gangguan Kegiatan Perikanan					
			Gangguan Aksesibilitas Transportasi					
		Sosial - Budaya	Persepsi Masyarakat					
			Peningkatan Ketegangan Sosial					
C3	Pengerukan Pemeliharaan dan Pembuangan Material Hasil Pengerukan	Kualitas Air Laut	Kenaikan Kandungan Padatan Tersuspensi (TSS)	Berlangsung selama 3-6 bulan untuk setiap kegiatan pengerukan dan pembuangan material pengerukan yang rencananya dilakukan satu kali setiap tahun atau lebih sering tergantung kondisi lapangan.				
		Biota Perairan Laut	Penurunan Kelimpahan Plankton					
			Penurunan Kelimpahan Benthos					
C4	Pemuatan dan Pengangkutan LNG dan Kondensat	Biota Perairan Laut	Perubahan Keanekaragaman Nekton (termasuk Mamalia Laut)	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20-30 tahun				
		Ekonomi	Gangguan Kegiatan Perikanan					
			Gangguan Aksesibilitas Transportasi					
		Sosial-Budaya	Perubahan Persepsi Masyarakat					
			Peningkatan ketegangan sosial					
C8	Keberadaan Fasilitas Terminal Khusus	Oseanografi	Perubahan Pola Arus	Berlangsung selama tahap operasi, kurang lebih 20-30 tahun				
			Terjadinya Abrasi Garis Pantai					