

Evaluasi Desain Well Pad untuk Mitigasi Dampak Lingkungan Tumpahan Minyak pada Aktivitas Pengeboran Minyak dan Gas Bumi di Permukiman Padat Penduduk (Studi Kasus: Aktivitas Pengeboran di Distrik Suai, Timor Leste)

Ian Kuswendy*, Mas Agus Mardyanto
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, Indonesia
Email: ikuswendy@gmail.com*

Keywords:	Abstract
oil spill, well pad, Environmental Cost Benefit Analysis (ECBA)	<i>Onshore exploration activities carry the risk of catastrophic oil spills, especially when close to residential areas. The case study of the planned drilling of the FetoKmaus-2 well in Timor-Leste faces the challenge of direct exposure to the Kotatasi settlement, exacerbated by extreme rainfall anomalies and the characteristics of highly mobile light crude oil. This study aims to evaluate the technical suitability of the well pad secondary containment system, estimate potential environmental economic losses, formulate an environmentally friendly facility redesign, and evaluate the tactical reliability of the Oil Spill Contingency Plan (OSCP). The methodology uses quantitative and geospatial approaches. Infrastructure capacity evaluation is tested against API RP 51R, US EPA SPCC, and IFC Guidelines standards by integrating Worst Case Discharge (WCD) volume with 25-year rainfall. Infiltration rates are analyzed using Darcy's Law. The feasibility of improvements is justified using Environmental Cost-Benefit Analysis (ECBA). The OSCP evaluation was conducted via ArcGIS land cover spatial modeling for the spill path, and the layer of protection analysis standard (LOPA-CCPS) for the response time evaluation. The results confirmed the existing design was inadequate. While the static capacity of the bund wall was sufficient to accommodate the initial overflow, its effective height (0.5 meters) provided a critical holding time (3.2 days) for a sustained blowout scenario, further exacerbated by the existing Pollution Control Pit evacuation capacity (177.8 m³/hour) which failed to contain the combined peak discharge of 862.92 m³/hour, triggering an overtopping in less than 13 minutes. The absence of a geomembrane also triggered instant vertical infiltration. ECBA projected total failure liabilities to reach IDR 11.41 billion. The redesign recommendation requires raising the bund wall to 0.65 meters to ensure safety limits according to US EPA SPCC standards, installation of 1.5–2.0 mm HDPE geomembrane, a 2%–3% slope, and a concrete PCP unit with a 20-inch double manifold. Finally, the OSCP evaluation recommends diverting overflow evacuation from residential areas (south) to a vegetation corridor (northeast), along with the obligation to provide heavy equipment on full standby at the location to eliminate the gap in emergency response time.</i>
Kata Kunci:	Abstrak
tumpahan minyak, well pad, Environmental Cost Benefit Analysis (ECBA).	Kegiatan eksplorasi darat (onshore) memiliki risiko tumpahan minyak (oil spill) yang berdampak katastrofik, terutama bila berdekatan dengan permukiman. Studi kasus rencana pengeboran sumur FetoKmaus-2 di Timor-Leste menghadapi tantangan paparan langsung terhadap permukiman Kotatasi yang diperparah oleh anomali curah hujan ekstrem serta karakteristik minyak ringan (light crude oil) bermobilitas tinggi. Penelitian ini bertujuan mengevaluasi kesesuaian teknis sistem penahanan sekunder tapak sumur (well pad), mengestimasi potensi

kerugian ekonomi lingkungan, merumuskan redesain fasilitas ramah lingkungan, serta mengevaluasi keandalan taktis Oil Spill Contingency Plan (OSCP). Metodologi menggunakan pendekatan kuantitatif dan geospasial. Evaluasi kapasitas infrastruktur diuji terhadap standar API RP 51R, US EPA SPCC, dan IFC Guidelines melalui integrasi volume Worst Case Discharge (WCD) dengan curah hujan 25-tahunan. Laju infiltrasi dianalisis dengan Hukum Darcy. Kelayakan perbaikan dijustifikasi menggunakan Environmental Cost-Benefit Analysis (ECBA). Evaluasi OSCP dilakukan via pemodelan spasial tutupan lahan ArcGIS untuk rute lintasan tumpahan, dan standar analisis lapisan proteksi (LOPA-CCPS) untuk evaluasi waktu respons. Hasil penelitian mengonfirmasi desain eksisting tidak memadai. Meskipun kapasitas statis bund wall mampu menampung luapan awal, ketinggian efektifnya (0,5 meter) memberikan holding time yang sangat kritis (3,2 hari) untuk skenario blowout berkelanjutan, serta diperparah oleh kapasitas evakuasi Pollution Control Pit eksisting ($177,8 \text{ m}^3/\text{jam}$) yang gagal menahan debit gabungan puncak sebesar $862,92 \text{ m}^3/\text{jam}$ hingga memicu pelimpasan dalam waktu kurang dari 13 menit. Ketidadaan geomembrane juga memicu infiltrasi vertikal secara instan. ECBA memproyeksikan total liabilitas kegagalan mencapai Rp 11,41 Miliar. Rekomendasi redesain mewajibkan peninggian bund wall menjadi 0,65 meter guna menjamin batas aman sesuai standar US EPA SPCC, pemasangan HDPE geomembrane 1,5–2,0 mm, kemiringan tapak 2%–3%, serta unit PCP beton dengan manifold ganda 20 inci. Terakhir, evaluasi OSCP merekomendasikan pengalihan evakuasi luapan dari area permukiman (selatan) menuju koridor vegetasi (timur laut), disertai kewajiban penyediaan alat berat dalam status siaga penuh di lokasi guna mengeliminasi kesenjangan waktu tanggap darurat.

PENDAHULUAN

Minyak dan gas alam adalah dua sumber energi terpenting di dunia saat ini. Pada tahun 2025, konsumsi minyak dunia diperkirakan akan melampaui 104 juta barel per hari, terlepas dari tren menuju energi terbarukan selama transisi energi. Ini membuktikan bahwa bahan bakar fosil masih merupakan bagian penting dari infrastruktur energi dunia. Cara-cara yang lebih berkelanjutan, efektif, dan tahan lama untuk mengekstraksi minyak dan gas sangat dibutuhkan dalam industri energi (Hasid et al., 2022; Syehnul, 2025; Wiwik Handayani et al., 2025).

Satu bagian dari bisnis minyak dan gas disebut hulu (*upstream*), sedangkan bagian lainnya disebut hilir (*downstream*). Kedua bagian ini bekerja sama untuk menghasilkan bahan bakar dan produk lain yang digunakan dalam industri. Transportasi dan perdagangan hidrokarbon untuk penyulingan dan pemasaran membentuk fase tengah (*midstream*) dan hilir (*downstream*), sedangkan operasi hulu meliputi eksplorasi, pengembangan, produksi, dan pembuangan (Craig dan Quagliaroli, 2020). Lokasi pengeboran minyak dan gas bumi terbagi menjadi tiga lokasi yang dikenal umum yaitu di darat (*onshore*), laut dangkal (*offshore shallow water*), dan laut dalam (*offshore subsea*).

Kegiatan eksplorasi dan pengeboran darat di wilayah Suai telah dimulai oleh operator pada blok A dan Blok C di Distrik Suai, Timor-Leste. Kedua kontrak kerjasama meliputi area seluas $1.445,2 \text{ km}^2$, terdiri dari $1.057,8 \text{ km}^2$ di daratan dan $387,4 \text{ km}^2$ di dekat lepas pantai dengan jarak rata-rata 7 km dari garis pantai, yang panjangnya 64 km, dan hingga 34,5 km di kearah darat. Sebagai pemegang kontrak pengelolaan di dua blok tersebut, operator memiliki kewenangan untuk melakukan eksplorasi dan produksi di blok A yang terdiri dari sumur

Weda'a, Kumbili, dan FetoKmaus yang terletak di distrik Suai. Sedangkan pada pada Blok C yang saat ini sedang dikembangkan adalah daerah Rusa'a di distrik Betano. Seluruh sumur ini berada di darat. Beberapa sumur eksplorasi seperti Weda'a-1, Kumbili-1, dan FetoKmaus-1 telah dilakukan pengeboran dengan indikasi adanya potensi hidrokarbon. Pada tahun 2025.

Dalam kegiatan pengeboran darat, tapak sumur atau *well pad* didefinisikan sebagai area permukaan yang telah direkayasa dan dipersiapkan secara khusus untuk memfasilitasi serangkaian kegiatan eksplorasi, pengeboran, pengujian (*well testing*), hingga produksi hidrokarbon. Secara struktural, *well pad* berfungsi sebagai pusat operasional terintegrasi yang menampung berbagai infrastruktur berat dan kritis, termasuk *rig* pengeboran, tangki penyimpanan fluida (seperti bahan bakar dan cairan kimia), sistem sirkulasi lumpur bor, unit pembangkit listrik, serta fasilitas pendukung pekerja. Desain *well pad* berperan penting sebagai infrastruktur utama yang menampung seluruh aktivitas pengeboran dan menahan potensi tumpahan minyak maupun cairan pengeboran (Iswahyudi et al., 2025; Purba & Nur, 2025; Sefina et al., 2024). Desain *well pad* yang tidak memadai dapat meningkatkan risiko terjadinya migrasi kontaminan ke tanah dan air tanah, terutama pada *area* dengan kemiringan lahan rendah dan kedekatan terhadap pemukiman. Mengingat *well pad* lebih dari sekadar lantai kerja mekanis, *well pad* memegang peranan esensial sebagai perlindungan terhadap polusi lingkungan (Didik Suhariyanto et al., 2025; Putra et al., 2025; Sumang, 2024; Suryani et al., 2025). Mengingat tingginya konsentrasi bahan berbahaya dan beracun (B3) di area tersebut, standar rekayasa tapak sumur mewajibkan adanya integrasi sistem penahanan sekunder. Sistem ini umumnya mencakup tanggul perimeter (*bund wall*), pelapis dasar kedap air, jaringan drainase, dan bak pengontrol polusi (*pollution control pit*), yang didesain secara spesifik untuk mengisolasi, menampung, dan mencegah terlepasnya tumpahan hidrokarbon maupun luapan air hujan terkontaminasi ke lingkungan eksternal. Oleh karena itu, evaluasi teknis terhadap desain *well pad* diperlukan untuk memastikan kapasitas mitigasi *oil spill* sesuai standar internasional.

Penelitian ini berfokus pada evaluasi desain *well pad* eksisting yang dikembangkan operator di lokasi FetoKmaus-2 dengan membandingkannya terhadap berbagai pedoman internasional, seperti *American Petroleum Institute Recommended Practice 51R* (API RP 51R), *Environmental Protection Agency Spill Prevention, Control, and Countermeasure* (EPA-SPCC), dan *International Finance Corporation Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines for Onshore Oil and Gas Development* (IFC). Analisis dilakukan menggunakan skenario *worst-case oil spill* untuk menilai kapasitas sistem penahanan, lapisan kedap air, kemiringan permukaan, serta fasilitas penampungan dalam mengendalikan tumpahan minyak. Penelitian dibatasi pada analisis dampak terhadap tanah, potensi migrasi menuju air tanah, dan estimasi biaya remediasi, tanpa mencakup pemodelan hidrologi maupun transport kontaminan yang lebih kompleks.

Ancaman Katastropik terhadap Populasi Rentan: Lokasi *well pad* FetoKmaus-2 berada di tengah permukiman padat penduduk di Distrik Suai, Timor-Leste. Kegagalan sistem penahanan sekunder berpotensi menyebabkan tumpahan minyak mencemari lingkungan pemukiman, mengancam kesehatan masyarakat, mencemari sumber air bersih, dan menimbulkan kerugian ekonomi serta sosial yang masif. Daerah padat penduduk sangat rentan terhadap dampak pencemaran, seperti yang terjadi pada berbagai kasus banjir dan pencemaran di wilayah urban

Berdasarkan ruang lingkup tersebut, penelitian ini bertujuan mengevaluasi kesesuaian desain teknis *well pad* dalam memitigasi potensi tumpahan minyak, mengestimasi biaya lingkungan yang mungkin timbul, mengidentifikasi desain *well pad* yang lebih ramah lingkungan, serta mengevaluasi prosedur penanggulangan tumpahan minyak pada kondisi *worst-case discharge*. Hasil penelitian diharapkan memberikan kontribusi akademik berupa pendekatan evaluasi desain *well pad* berbasis risiko lingkungan, menjadi referensi dalam pengembangan desain fasilitas pengeboran darat yang lebih aman, serta memberikan masukan bagi perusahaan dan regulator dalam meningkatkan perlindungan lingkungan pada kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi, khususnya di wilayah dengan sensitivitas lingkungan dan sosial yang tinggi.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini mengevaluasi desain *well pad* FetoKmaus-2 di Distrik Suai, Timor Leste, yang direncanakan berada di dekat kawasan permukiman padat. Tujuan utama penelitian adalah menilai kemampuan desain *well pad* dalam mengendalikan skenario tumpahan minyak terburuk (*worst-case spill*) sehingga dapat meminimalkan risiko pencemaran lingkungan. Penelitian menggunakan pendekatan gabungan kuantitatif dan kualitatif melalui empat tahapan, yaitu evaluasi desain teknis berdasarkan standar internasional, analisis *Environmental Cost Benefit Analysis* (ECBA), identifikasi kriteria desain *well pad* yang ramah lingkungan, serta evaluasi prosedur penanggulangan tumpahan minyak. Hasil dari seluruh tahapan tersebut kemudian diintegrasikan untuk memberikan rekomendasi desain yang lebih aman dan sesuai dengan karakteristik lokasi penelitian.

Evaluasi teknis difokuskan pada lima komponen utama *well pad*, yaitu *bund wall*, sistem *liner*, kemiringan permukaan, sistem drainase, dan *pollution control pit* (PCP). Masing-masing komponen dianalisis dengan membandingkan kondisi eksisting terhadap standar internasional seperti API RP 51R, EPA SPCC, dan IFC EHS Guidelines. Penilaian dilakukan untuk mengetahui kemampuan fasilitas dalam menahan volume tumpahan minyak, mencegah infiltrasi ke tanah dan air tanah, mengendalikan limpasan permukaan, serta menampung fluida tercemar selama kejadian hujan ekstrem. Sebagai analisis pendukung, metode ECBA digunakan untuk mengestimasi potensi kerugian lingkungan melalui perhitungan volume tumpahan, tingkat risiko, potensi tanah yang tercemar, biaya remediasi, serta perbandingan antara biaya perbaikan desain dan potensi kerugian apabila sistem mitigasi mengalami kegagalan.

Tahap selanjutnya menyusun kriteria desain *well pad* yang ramah lingkungan berdasarkan prinsip *best available techniques*, meliputi penerapan sistem *zero discharge*, peningkatan kapasitas penahanan, dan pengendalian aliran permukaan menuju fasilitas penampungan. Penelitian juga mengevaluasi kesiapan *oil spill contingency plan* (OSCP), termasuk prosedur tanggap darurat, arah potensi penyebaran tumpahan berdasarkan kondisi topografi, serta efektivitas fasilitas penahanan tambahan di luar *well pad*. Seluruh hasil analisis kemudian diintegrasikan untuk menyusun rekomendasi desain yang lebih aman, ekonomis, dan sesuai dengan kondisi FetoKmaus-2, dengan membandingkan tingkat risiko sebelum dan sesudah redesain sehingga dapat dibuktikan bahwa investasi mitigasi lebih kecil dibandingkan potensi kerugian lingkungan yang mungkin terjadi.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Evaluasi Desain Teknis Penahanan Sekunder (*Well Pad* Eksisting)

Evaluasi terhadap desain teknis *well pad* eksplorasi FetoKmaus 2 eksisting menunjukkan ketidaksesuaian yang signifikan dengan standar internasional seperti US EPA SPCC dan API RP 51R. Komponen penahanan sekunder (*secondary containment*) dievaluasi secara matematis dan fungsional. Meskipun volume *bund wall* yang direncanakan mampu menampung volume gabungan dari tumpahan kegagalan tangki penyimpanan minyak (800 m³) dan air hujan badai rencana 25-tahunan sebesar 1.110 m³, batas waktu penahanan (*holding time*) yang disediakan desain eksisting hanya mencapai 3,2 hari. Durasi ini dikategorikan sangat kritis dan tidak aman untuk skenario semburan (*blowout*) berkelanjutan hingga estimasi 90 hari. Lebih lanjut, ketiadaan lapisan pelapis kedap air (*geomembrane liner*) HDPE standar (1,5–2,0 mm) menyebabkan minyak ringan (ITOPF Kelompok 2) dengan viskositas rendah merembes menembus lapisan perkerasan kerikil setebal 400 mm tanpa hambatan berarti. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa kemiringan permukaan *well pad* FetoKmaus-2 adalah sebesar 1,0% maka desain eksisting berada pada ambang batas minimum yang diizinkan standar API RP 51R yaitu dalam rentang 1 – 3 %. Parit drainase perimeter memiliki kemiringan *sub-critical* (0,15%) dan volume tampung statis yang tidak memadai saat menghadapi volume Worst-Case Discharge (WCD), dan kolam penampung akhir internal (PCP) mengalami defisit volume kapasitas tampung dan hantar, sehingga memicu aliran balik (*backwater*) dan luapan (*overtopping*) jika tumpahan bersamaan dengan curah hujan badai periode ulang 25 tahunan.

Evaluasi Hidrologi dan Geologi

Evaluasi hidrologi dilakukan dengan mengevaluasi karakteristik curah hujan di lokasi FetoKmaus-2. Karakteristik meteorologi merupakan parameter yang paling krusial dalam mengevaluasi batas toleransi dari sistem penahanan sekunder dengan melihat beban hidrologi puncak yang bisa diberikan curah hujan kedalam *well pad*. Untuk memahami tingkat ekstremitas presipitasi di wilayah studi, evaluasi dilakukan terhadap tren curah hujan historis lokal. Berdasarkan data klimatologi dari program *Seeds of Life* (2023), wilayah Suai memiliki beban hidrologis yang sangat masif. akumulasi curah hujan tertinggi secara konsisten terjadi pada periode muson basah, dengan puncak presipitasi tercatat pada bulan Januari (mencapai lebih dari 220 mm per bulan). Berdasarkan dokumen *Second National Communication to UNFCCC* (2014) dan studi iklim regional (Bacon et al., 2014), kawasan pesisir selatan Timor-Leste sangat sensitif terhadap anomali iklim global (ENSO). Selama fase anomali La Nina, intensitas curah hujan dapat melonjak secara drastis hingga 19,1% di atas ambang batas normal. Hal ini berpotensi meningkatkan akumulasi hujan di bulan-bulan puncak secara signifikan dan melipatgandakan frekuensi kejadian curah hujan badai harian (*daily storm events*). parameter kritis untuk kegagalan fasilitas adalah curah hujan maksimum harian (*maximum daily rainfall/24-hour storm event*). Menggunakan parameter riil dari tapak sumur (*well pad*) Feto Kmaus-2 yang memiliki luasan area tangkapan tanggul sebesar 0,74 hektar (7.400 m²), dampak volumetrik dari presipitasi ini menjadi sangat masif. Pada skenario kejadian badai harian ekstrem, tinggi curah hujan harian maksimum menembus 100 hingga 150 mm/hari. Secara matematis, curah hujan setinggi 100 mm (0,1 meter) yang jatuh di atas luasan 7.400 m² akan menyuntikkan tambahan volume fluida ke dalam fasilitas penahanan sebesar 740 m³ secara instan dalam kurun waktu 24 jam. Apabila intensitas badai mencapai 150 mm / hari atau 6,25 mm / jam, volume limpasan tersebut akan melonjak hingga 1.110 m³.

Berdasarkan laporan survei geoteknikal yang dilakukan operator pada tahun 2024, hingga kedalaman 4,0 meter mengungkapkan profil tanah yang akan berinteraksi langsung dengan hidrokarbon apabila terjadi kegagalan sistem penahan. Stratigrafi diawali oleh lapisan topsoil berupa lempung berlumpur setebal 0,3 meter, yang bertransisi menjadi endapan aluvial bermaterial kasar (matriks lanau berpasir, kerikil, hingga bongkahan boulder) sampai kedalaman 2,8 meter. Dalam skenario lepasnya hidrokarbon ke lingkungan (loss of containment), keberadaan lapisan kasar yang relatif poros pada zona transisi ini berpotensi memfasilitasi migrasi lateral tumpahan secara lebih cepat. Namun, pada interval kedalaman 2,8 hingga 4,0 meter, profil tanah berubah secara signifikan menjadi endapan aluvial sangat halus berupa lanau atau lempung berpasir (sandy SILT/CLAY) dengan konsistensi sangat kaku (very stiff). Analisis ini divalidasi secara kuantitatif melalui pengujian permeabilitas in-situ pada rentang kedalaman elevasi galian tapak sumur operasional (2,30 hingga 2,80 meter), yang mencatatkan laju infiltrasi konstan di angka $2,7 \times 10^{-10}$ m/s. Hasil ini sejalan dengan berbagai penelitian terkait migrasi *Non-Aqueous Phase Liquid* (NAPL) pada media berbutir halus, yang menyimpulkan bahwa tanah dengan permeabilitas sangat rendah memiliki tekanan masuk kapiler (*capillary entry pressure*) yang tinggi, sehingga secara efektif mampu menahan laju perkolasi hidrokarbon ke arah vertikal. Lebih lanjut, jika dikomparasikan dengan standar internasional seperti pedoman United States Environmental Protection Agency (US EPA) untuk pelapis tanah liat padat (*compacted clay liner*) pada fasilitas penahan sekunder yang mensyaratkan konduktivitas hidrolis maksimal 1×10^{-9} m/s, permeabilitas alami di FetoKmaus 2 terbukti jauh melampaui standar keamanan tersebut. Berdasarkan data geologi ini, dapat disimpulkan bahwa karakteristik persebaran tumpahan minyak di *well pad* adalah persebaran horizontal daripada migrasi lateral kedalam tanah.

Desain Well Pad Ramah Lingkungan

Berdasarkan hasil evaluasi hidrologi dan geologi yang telah dilakukan, desain infrastruktur eksisting di tapak sumur FetoKmaus-2 terbukti membutuhkan modifikasi rekayasa yang komprehensif. Evaluasi yang telah dilakukan dalam penelitian ini mengonfirmasi bahwa ketiadaan pelapis kedap air, kemiringan lantai yang terlalu landai, serta ketidakmampuan kapasitas volumetrik drainase dan PCP dalam menahan beban kejut hidrolis sehingga berpotensi memicu kegagalan penahanan saat skenario terburuk terjadi.

Untuk memitigasi risiko tersebut, transformasi desain pada tapak sumur ini tidak dirumuskan secara empiris semata, melainkan dirancang secara presisi dengan mengacu pada standar-standar otoritatif yang telah ditetapkan pada awal bab ini. Rekayasa teknis ini mengintegrasikan panduan API RP 51R (2009) untuk manajemen aliran permukaan, regulasi US EPA SPCC (40 CFR Part 112) untuk penentuan kapasitas volumetrik penahanan yang memperhitungkan curah hujan ekstrem, serta pedoman IFC EHS *Guidelines* untuk *onshore oil and gas* (2007) guna menjamin perlindungan mutlak terhadap media bawah permukaan.

Oleh karena itu, rekomendasi desain adaptif ini dirancang sebagai satu kesatuan sistem perlindungan tertutup yang saling terintegrasi. Penjabaran rekomendasi rekayasa teknis ini difokuskan pada lima komponen perbaikan utama, yang meliputi:

1. Rekomendasi desain *bund wall* yang adaptif terhadap anomali iklim.
2. Rekomendasi sistem *liner* untuk proteksi akuifer air tanah.
3. Rekomendasi kemiringan *well pad* (*slope grading*) untuk efisiensi aliran gravitasi.
4. Rekomendasi desain drainase perimeter guna mencegah fenomena arus balik.

5. Rekomendasi rekayasa dimensi dan kapasitas PCP sebagai titik kendali akhir.

Optimalisasi dan pemenuhan standar pada kelima aspek rekayasa infrastruktur ini merupakan prasyarat mutlak untuk mencegah skenario pelimpasan (*overtopping*) dan infiltrasi polutan, sehingga memastikan operasional pengeboran di tengah permukiman padat penduduk Distrik Suai dapat berlangsung dengan tingkat keamanan yang maksimal.

1. Desain *Bund Wall*

Berdasarkan evaluasi kapasitas desain *bund wall* eksisting, desain tanggul dengan ketinggian fisik rata-rata 0,5 meter di atas lantai kerja (*finished grade level*) secara matematis mampu menampung akumulasi beban awal dari skenario pecahnya tangki penyimpan (800 m³) dan presipitasi curah hujan badai 25-tahunan (1.110 m³). Namun, analisis dinamika risiko menunjukkan bahwa margin cadangan volume sebesar 1.310 m³ yang tersisa hanya mampu memberikan *holding time* selama 3,2 hari saat dihadapkan pada skenario tumpahan berkelanjutan (*blowout*) dengan laju 400 m³/hari.

Merujuk pada penelitian efisiensi respons tumpahan (Atherton, 2008), waktu retensi di bawah 5 hari untuk lokasi operasional dengan akses logistik terbatas (seperti Distrik Suai) dikategorikan sangat kritis. Selain itu, regulasi US EPA SPCC (40 CFR 112.8(c)(2)) mewajibkan *secondary containment* untuk memiliki ruang margin kelonggaran yang memadai guna mencegah pelimpasan (*overtopping*) selama masa respons tanggap darurat. Oleh karena itu, modifikasi berupa peninggian struktur *bund wall* mutlak diperlukan untuk menjamin ketersediaan *holding time* minimal 5 hari (120 jam) yang memungkinkan mobilisasi unit *vacuum truck* dan peralatan *oil spill recovery* tiba di lokasi sebelum fluida meluap.

Untuk mencapai target *holding time* minimal 5 hari pada laju semburan 400 m³/hari, kebutuhan volume margin untuk menahan laju *blowout* (V_{blowout}) adalah sebesar 2.000 m³. Target kapasitas penahanan efektif (V_{target}) yang baru, dihitung dengan mengakumulasi beban tumpahan tangki instan (V_{tank}), limpasan hujan 25-tahunan (V_{hujan}), dan volume *blowout* 5 hari:

$$\begin{aligned} V_{\text{target}} &= V_{\text{tank}} + V_{\text{hujan}} + V_{\text{blowout}} \\ V_{\text{target}} &= 800 \text{ m}^3 + 1.110 \text{ m}^3 + 2000 \text{ m}^3 = 3.910 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Dengan memperhitungkan volume okupansi peralatan atau *displacement* (V_{disp}) di dalam *well pad* sebesar 480 m³, maka target kapasitas kotor (*gross capacity*) yang harus dibentuk oleh struktur tanggul adalah:

$$\begin{aligned} V_{\text{target_gross}} &= V_{\text{target}} + V_{\text{disp}} \\ V_{\text{target_gross}} &= 3.910 \text{ m}^3 + 480 \text{ m}^3 = 4.390 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Dengan luasan *area* tangkapan *well pad* (A_{bund}) yang tetap sebesar 7.400 m², ketinggian minimum *bund wall* yang baru (h_{baru}) dapat ditentukan melalui persamaan:

$$\begin{aligned} h_{\text{baru}} &= \frac{V_{\text{target_gross}}}{A_{\text{bund}}} \\ h_{\text{baru}} &= \frac{4.390 \text{ m}^3}{7.400 \text{ m}^2} = 0,593 \text{ meter} \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan di atas, ketinggian teoritis yang dibutuhkan adalah 0,593 meter. Sebagai bentuk penerapan prinsip *As low as reasonably practicable* (ALARP) dan untuk memberikan faktor keamanan tambahan terhadap potensi gelombang permukaan akibat

terpaan angin, direkomendasikan agar tinggi efektif *bund wall* dinaikkan dari 0,5 meter menjadi minimal 0,65 meter (65 cm) dari elevasi *finished grade level*.

Dengan ketinggian desain 0,65 meter, kapasitas kotor tanggul akan meningkat menjadi 4.810 m³. Setelah dikurangi okupansi peralatan (480 m³), kapasitas efektif final mencapai 4.330 m³. Kapasitas baru ini menghasilkan margin cadangan sebesar 2.420 m³ setelah menerima beban kejut awal, yang secara operasional akan memperpanjang *holding time* fasilitas hingga 6,05 hari. Modifikasi dimensi ini memastikan bahwa tapak sumur FetoKmaus-2 telah memenuhi syarat *sufficient freeboard* sesuai pedoman EPA SPCC, sekaligus mengeliminasi risiko pelimpasan fluida ke lingkungan selama fase kritis tanggap darurat.

2. Sistem Liner

Evaluasi sistem *liner* pada desain eksisting mengonfirmasi bahwa sistem penahanan primer eksisting di *well pad* FetoKmaus-2 memiliki kerentanan yang tidak dapat diterima (*unacceptable risk*) akibat ketiadaan lapisan sintesis kedap air. Penggunaan lapisan kerikil setebal 400 mm tanpa alas pelapis terbukti tidak mampu mencegah infiltrasi minyak mentah FetoKmaus-2 (klasifikasi ITOPF Group 2). Dengan viskositas fluida yang sangat rendah (2,16 mm²/dt pada 80°C), hidrokarbon akan dengan cepat meresap melalui rongga kerikil menuju tanah dasar, menciptakan ancaman kontaminasi masif terhadap akuifer dangkal yang menjadi pasokan air bagi permukiman warga dan fasilitas rumah sakit terdekat di Distrik Suai.

Untuk mengeliminasi jalur migrasi vertikal polutan tersebut, modifikasi rekayasa merujuk secara ketat pada IFC *Environmental, Health, and Safety* (EHS) *Guidelines for Onshore Oil and Gas Development* (2007) serta panduan perlindungan air tanah dari API RP 51R (2009). Standar-standar ini mewajibkan implementasi perlindungan berlapis dengan menempatkan material penghalang absolut di bawah zona berisiko tinggi guna menjamin nihil-infiltrasi.

Direkomendasikan pemasangan pelapis sintesis berupa *high-density polyethylene* (HDPE) *geomembrane* dengan ketebalan 1,5 mm hingga 2,0 mm yang digelar secara menyeluruh di atas permukaan tanah asli yang telah dipadatkan, dan tepat di bawah hamparan kerikil 400 mm. Material HDPE dipilih karena memiliki tingkat permeabilitas yang secara praktis mendekati nol, serta resistensi kimiawi yang sangat superior terhadap degradasi senyawa hidrokarbon fraksi ringan yang volatil.

Dalam implementasinya, pelapis HDPE ini wajib dipasang mencakup area berisiko tinggi, khususnya pada zona di bawah *rig substructure*, area *mud tanks*, genset, hingga menjangkau pondasi di bawah 8 unit *bladder tanks*. Sambungan antar lembaran HDPE harus disegel menggunakan teknik *thermal fusion welding* guna mencegah terbentuknya titik lemah atau jalur preferensial baru.

Dengan keberadaan *geomembrane* HDPE ini, fungsi lapisan *gravel* 400 mm akan berubah dari sekadar jalur lolosnya minyak menjadi media retensi sementara yang aman. Saat terjadi tumpahan di lantai kerja, fluida akan masuk ke sela-sela kerikil dan melambat, namun pergerakan vertikalnya akan dihentikan secara absolut oleh lapisan HDPE di bawahnya. Kondisi ini menahan tumpahan tetap berada di dalam sistem penahanan tertutup (*closed-loop*), memudahkan proses pemulihan (penyedotan dengan *vacuum truck*), mencegah pembentukan *plume* pencemaran air tanah, dan memberikan garansi rekayasa terhadap keberlangsungan akses air bersih bagi masyarakat sipil dan rumah sakit di sekitar tapak sumur.

3. Desain Kemiringan *Well Pad*

Evaluasi pada kemiringan dari *well pad* menunjukkan bahwa kemiringan lantai kerja eksisting sebesar 1,0% berada pada ambang batas paling kritis dari standar minimum API RP 51R (2009). Kemiringan yang sangat landai ini memiliki kerentanan operasional yang tinggi, terutama terkait toleransi terhadap penurunan tanah lokal akibat beban statis dari infrastruktur *rig* yang masif. Penurunan tanah sedalam beberapa sentimeter saja pada kemiringan 1,0% akan mengubah profil aliran menjadi cekungan, yang secara langsung memicu retensi atau genangan fluida di *area* kerja.

Terjadinya genangan hidrokarbon di atas lantai kerja memberikan konsekuensi hidrogeologis yang fatal. Berdasarkan studi fundamental migrasi fluida *non-aqueous* oleh Mercer & Cohen (1990), akumulasi genangan *Light Non-Aqueous Phase Liquids* (LNAPL) seperti minyak mentah akan menciptakan tekanan hidrolik lokal. Tekanan ini berfungsi sebagai daya dorong tambahan yang secara signifikan mempercepat laju penetrasi minyak ke bawah permukaan tanah, melampaui perhitungan laju infiltrasi gravitasi standar. Oleh karena itu, membiarkan fluida tergenang sama dengan memperbesar peluang kontaminasi akuifer.

Untuk mencegah fenomena *ponding* dan memperpendek durasi kontak antara fluida tumpahan dengan permukaan *well pad*, direkomendasikan peningkatan profil kemiringan dari 1,0% menjadi minimum 2,0% hingga batas ideal 3,0%. Kemiringan ini harus direkayasa secara radial dari titik pusat (*area Rig Base* dan *Crane Pad*) menuju saluran drainase perimeter.

Secara matematis, dengan jarak horizontal (ΔL) rata-rata sepanjang 20 meter dari pusat ke tepi parit, peningkatan kemiringan menjadi 2,0% akan mendikte perubahan elevasi (Δh) sebesar 0,4 meter (40 cm), dibandingkan desain eksisting yang hanya memiliki beda tinggi 0,2 meter (20 cm). Jika direkayasa ke angka 3,0%, beda tingginya menjadi 0,6 meter (60 cm).

Mengacu pada prinsip hidrologi permukaan (*surface runoff*) dari Chow dkk (1988), penggandaan beda elevasi (Δh) ini akan memberikan gaya pendorong gravitasi yang jauh lebih masif untuk mengalahkan gaya hambat (viskositas) dari minyak mentah dan nilai kekasaran material alas. Peningkatan kemiringan ini, saat diintegrasikan dengan pemasangan *geomembrane liner* yang direkomendasikan sebelumnya, akan menjamin bahwa seluruh fluida tumpahan dan curah hujan badai meluncur cepat memasuki sistem drainase menuju PCP sebelum hidrokarbon memiliki kesempatan untuk menginfiltrasi lantai kerja.

4. Desain Drainase

Berdasarkan evaluasi sistem saluran drainase eksisting (*perimeter ditch*) di FetoKmaus-2 dinyatakan tidak memadai untuk mengelola beban skenario terburuk (*worst case discharge*). Dengan kapasitas volume statis hanya sebesar 170 m³, saluran ini akan mengalami luapan permukaan dalam kurun waktu kurang dari 13 menit ketika dihadapkan pada debit gabungan ekstrem sebesar 818,8 m³/jam. Selain keterbatasan dimensi, masalah utama terletak pada profil kemiringan dasar saluran yang sangat landai (0,19% hingga 0,25%) serta ketiadaan pelapis kedap air pada dasar saluran.

Untuk mengubah saluran drainase menjadi komponen penahanan sekunder yang andal, diperlukan modifikasi rekayasa teknis yang komprehensif. Langkah pertama adalah melakukan optimasi kemiringan dasar saluran. Kemiringan eksisting sebesar 0,19% dikategorikan sebagai *sub-critical slope*, sebuah kondisi yang sangat rentan memicu fenomena arus balik saat saluran menerima debit puncak, sehingga fluida akan meluap sebelum sempat mencapai PCP. Mengacu pada prinsip hidrolika dalam literatur (Chow, 1959), kemiringan saluran harus mampu

menghasilkan kecepatan pembersihan mandiri (*self-cleansing velocity*) pada rentang 0,6 m/dt hingga 0,9 m/dt. Kecepatan ini mutlak diperlukan pada fasilitas migas untuk mencegah pengendapan padatan tersuspensi (seperti sisa lumpur pengeboran) yang berpotensi menyumbat penampang saluran. Oleh karena itu, direkomendasikan peningkatan kemiringan dasar saluran menjadi minimum 0,6% hingga 1,0%.

Langkah kedua adalah rekayasa pelapisan kedap air. Desain eksisting yang berupa saluran tanah terbuka sangat bertentangan dengan prinsip dasar perlindungan lingkungan, karena membiarkan hidrokarbon mengalir di atas tanah telanjang akan memberikan waktu kontak yang memicu infiltrasi vertikal di sepanjang jalur 340 meter tersebut. Sejalan dengan *IFC EHS Guidelines for Onshore Oil and Gas* (2007) yang mewajibkan pencegahan kontaminasi tanah, direkomendasikan agar seluruh permukaan dalam penampang saluran dilapisi secara permanen, baik menggunakan struktur beton bertulang padat yang kedap air, maupun pelapisan menggunakan material *geomembrane* HDPE yang terintegrasi dengan *liner* dari lantai kerja *well pad*.

Langkah ketiga adalah pembesaran dimensi penampang saluran. Mengacu pada panduan desain fasilitas permukaan API RP 51R (2009), dimensi penampang saluran harus didesain untuk menangani aliran puncak dari curah hujan ekstrem tanpa mengalami kondisi penuh hingga bibir saluran. Secara matematis, total debit gabungan (Q_{total}) dari curah hujan ekstrem dan tumpahan adalah sebesar 818,8 m³/jam, yang setara dengan 0,227 m³/detik. Dengan mengasumsikan kecepatan aliran fluida yang bergerak secara konservatif (akibat viskositas campuran minyak mentah dan air) sebesar 0,3 m/dt, maka luas penampang basah saluran yang dibutuhkan dihitung menggunakan persamaan kontinuitas ($A = Q/v$). Hasil perhitungan menunjukkan kebutuhan luas penampang (A) minimum sebesar 0,75 m² (0,227 m³/detik).

Karena luas penampang aliran saluran eksisting hanya sebesar 0,5 m² (berasal dari lebar 1 m dikalikan kedalaman 0,5 m), maka dimensi saluran mutlak harus diperbesar. Peningkatan ini dapat direkayasa dengan merubah dimensi lebar dasar saluran menjadi 1,25 meter dan kedalaman aliran menjadi 0,6 meter. Selain itu, desain ini juga harus ditambahkan dengan tinggi jagaan tambahan (*freeboard*) khusus sebesar 0,2 meter, sehingga total kedalaman fisik saluran menjadi 0,8 meter, guna mengantisipasi turbulensi aliran saat fluida dari lantai kerja menghantam dinding parit tepi. Dengan total luasan fisik 1,0 m² (lebar 1,25 m × kedalaman 0,8 m) dan panjang 340 meter, modifikasi ini akan menggandakan kapasitas statis saluran dari 170 m³ menjadi 340 m³. Kapasitas baru dan pelapisan kedap air ini memberikan fungsi ganda bagi *perimeter ditch*, tidak hanya bertindak sebagai fasilitas evakuasi fluida super-cepat, tetapi juga secara bersamaan berfungsi sebagai penyangga volume transien yang tangguh untuk meredam beban kejut hidrolika awal sebelum fluida ditampung sepenuhnya ke instalasi PCP.

5. Pollution Control Pit (PCP)

Berdasarkan evaluasi terhadap desain fasilitas sistem PCP eksisting dinyatakan tidak memadai untuk mengelola skenario terburuk tumpahan pada fase pengeboran maupun fase *extended well testing* (EWT). Kelemahan sistemik yang paling mencolok terletak pada kapasitas hantar desain (*design flow rate*) melalui pipa pemisah berdiameter 300 mm, yang secara matematis hanya mampu menyalurkan fluida sebesar 177,8 m³/jam. Beban hidrolik ini sangat timpang jika dibandingkan dengan debit puncak gabungan (Q_{total}) sebesar 862,92 m³/jam, yang memastikan terjadinya penumpukan aliran balik masif dan luapan fasilitas dalam kurun waktu kurang dari 3 menit. Selain itu, material penyusun struktur berupa *sand bag*

(kantong pasir) memiliki kerentanan struktural dan kimiawi yang tidak dapat diandalkan untuk menampung genangan hidrokarbon dalam jangka panjang. Oleh karena itu, diperlukan perombakan teknis menyeluruh terhadap sistem PCP.

Langkah pertama dalam perombakan desain adalah penggantian material konstruksi. Mengacu pada panduan manajemen limbah *onshore* dari *American Petroleum Institute* (API RP 51R, 2009), fasilitas retensi tumpahan migas harus dibangun dari material kedap air yang memiliki resistensi kimiawi absolut. Material *sand bag* harus diganti dengan struktur beton bertulang yang dicor secara monolit dan dilapisi cairan pelindung *epoxy* atau terintegrasi dengan *geomembrane liner*. Penggunaan beton padat akan mengeliminasi risiko rembesan lateral, memitigasi degradasi ikatan semen akibat pelarutan hidrokarbon Grup 2 yang berpotensi meruntuhkan dinding PCP saat tergenang penuh, dan menjamin isolasi mutlak dari lingkungan sekitarnya.

Langkah kedua adalah penyesuaian keseimbangan neraca aliran fluida. Desain eksisting yang menyeragamkan ukuran pipa *discharge* berdiameter 300 mm (12 inci) di seluruh unit PCP sangat berisiko memicu efek leher botol. Mengingat area tangkapan *well pad* seluas 7.400 m² terbagi secara spasial, total debit puncak skenario terburuk (Q_{total}) sebesar 862,92 m³/jam akan terdistribusi. PCP #1 (sisi utara) dan PCP #2 (sisi selatan) diproyeksikan masing-masing menerima beban 50% dari total limpasan, yaitu sebesar $Q_{\text{primer}} = 431,46 \text{ m}^3/\text{jam}$ (setara dengan 0,1198 m³/detik). Untuk mencegah antrean aliran, luas penampang minimum pipa keluaran (A_{req}) pada PCP #1 dan PCP #2 dihitung menggunakan persamaan kontinuitas ($A = Q/v$). Dengan asumsi kecepatan aliran gravitasi standar sebesar 0,6 m/dt, maka:

$$A_{\text{req}} = \frac{0,1198 \text{ m}^3/\text{detik}}{0,6 \text{ m/dt}} = 0,1997 \text{ m}^2$$

Berdasarkan kebutuhan penampang seluas 0,1997 m² tersebut, direkomendasikan penggunaan pipa tunggal berukuran nominal 20 inci (diameter luar 0,508 meter). Luas penampang aktual pipa 20 inci adalah $A_{\text{aktual}} = \pi \times (0,254)^2 = 0,202 \text{ m}^2$. Kapasitas hantar pipa ini secara matematis adalah:

$$Q_{\text{desain}} = 0,202 \text{ m}^2 \times 0,6 \text{ m/detik} = 0,121 \text{ m}^3/\text{detik} = 436 \text{ m}^3/\text{jam}$$

Karena kapasitas terpasang (436 m³/jam) lebih besar dari beban yang diterima (431,46 m³/jam), maka satu unit pipa 20 inci sudah memenuhi syarat untuk masing-masing PCP #1 dan PCP #2. Sementara itu, untuk pembuangan akhir pada titik PCP #3 yang menerima akumulasi aliran dari kedua hulu ($Q_{\text{total}} = 862,92 \text{ m}^3/\text{jam}$), desain harus mengadopsi konfigurasi pipa jamak (*manifold*) ganda 20 inci dengan total luas penampang 0,404 m². Konfigurasi ini menghasilkan kapasitas hantar gabungan sebesar 872 m³/jam, memastikan seluruh debit tumpahan dapat dievakuasi tanpa memicu fenomena arus balik.

Langkah ketiga adalah peningkatan dimensi volume fisik kompartemen PCP primer untuk memenuhi kriteria waktu tinggal (*residence time/detention time*) minimal. Desain eksisting PCP #1 dan PCP #2 yang hanya berukuran 3 m x 2 m dengan kedalaman 0,5 m (volume 6 m³) terbukti gagal secara hidrodinamika. Jika dihitung dengan rumus waktu tinggal ($t = V/Q$), beban masuk sebesar 431,46 m³/jam ke dalam volume 6 m³ hanya akan menghasilkan waktu retensi kurang dari 0,8 menit (48 detik). Waktu yang sangat singkat ini menciptakan aliran turbulen parah (*short-circuiting*) yang akan membilas campuran minyak mentah langsung keluar dari kompartemen sebelum pemisahan gravitasi sempat terjadi.

Mengacu pada pedoman desain fasilitas pemisahan limbah cair migas API Publication 421 (1990), sebuah bak penyangga mutlak membutuhkan waktu tinggal minimum antara 3 hingga 5 menit untuk meredam energi kinetik turbulensi dari parit drainase dan mengubahnya menjadi aliran laminar. Untuk mencapai target durasi retensi minimum 5 menit (0,083 jam) pada debit 431,46 m³/jam, maka volume operasional minimum (V_{req}) yang dibutuhkan dihitung sebagai berikut:

$$V_{req} = Q_{primer} \times t$$

$$V_{req} = 431,46 \text{ m}^3/\text{jam} \times 0,083 \text{ jam} = 35,8 \text{ m}^3$$

Untuk mengakomodasi kebutuhan volume 35,8 m³ tersebut dengan asumsi batas kedalaman genangan efektif ($h_{operasi}$) yang realistis di lapangan sebesar 1,5 meter, maka luas area permukaan yang dibutuhkan adalah 23,8 m² (35,8 m³ / 1,5 m). Oleh karena itu, rekomendasi dimensi struktural untuk PCP #1 dan PCP #2 adalah panjang 5 meter, lebar 5 meter, dan kedalaman fisik total 2,0 meter. Kedalaman total 2,0 meter ini dibagi menjadi dua peruntukan rekayasa, 1,5 meter dialokasikan sebagai kedalaman genangan efektif, dan sisanya 0,5 meter dialokasikan sebagai tinggi jagaan tambahan (*freeboard*) untuk mengantisipasi gelombang turbulensi. Dengan merujuk pada batas kedalaman efektif 1,5 meter tersebut, desain tiga dimensi ini secara matematis akan menghasilkan kapasitas volume penyangga operasional yang mumpuni sebesar 37,5 m³ per unit.

Pembesaran dimensi menjadi 5 meter x 5 meter dan kedalaman efektif 1,5 meter ini memberikan justifikasi teknis yang absolut karena secara matematis mampu menghasilkan waktu retensi sebesar 5,2 menit, di mana angka ini telah memenuhi syarat minimum operasional berdasarkan pedoman API Publication 421. Perpanjangan durasi retensi ini secara langsung akan menurunkan kecepatan limpasan secara drastis, menciptakan kondisi hidrolika yang tenang sehingga memberikan ruang waktu yang memadai bagi endapan padat (*suspended solids*) untuk berpresipitasi ke dasar kompartemen. Pada saat yang bersamaan, kondisi laminar ini memungkinkan fraksi hidrokarbon ringan mulai terpisah dari air melalui gaya gravitasi sebelum fluida tersebut dialirkan menuju fasilitas hilir. Di samping keandalan hidrolika tersebut, dari perspektif rancang bangun fasilitas, luasan 5 meter x 5 meter ini merupakan dimensi spasial maksimal yang masih dapat ditoleransi di dalam tapak *well pad* karena tidak mengintervensi atau mengokupansi area manuver kritis dari *rig substructure*.

Secara keseluruhan, baik unit PCP primer maupun terminal direkomendasikan untuk dibangun dengan total kedalaman struktural 2,0 meter. Dimensi ini mengalokasikan 1,5 meter sebagai kedalaman genangan efektif guna memenuhi target volume retensi fungsional, serta mengalokasikan 0,5-meter sebagai tinggi jagaan untuk mengantisipasi turbulensi dan lonjakan gelombang hidrolika (*splash-over*) saat debit puncak memasuki kompartemen.

Perbandingan Risiko Sebelum dan Sesudah Redesain

Untuk mengukur efektivitas intervensi desain secara objektif, evaluasi komparatif dilakukan menggunakan dua pendekatan utama, yaitu evaluasi tingkat bahaya menggunakan matriks penilaian risiko *environmental impact statement* (EIS) berbasis standar *International Finance Corporation* (IFC), serta evaluasi kelayakan finansial menggunakan pendekatan *Environmental Cost Benefit Analysis* (ECBA). Berdasarkan matriks risiko lingkungan, infrastruktur eksisting sebelum redesain menunjukkan kerentanan fungsional yang fatal dengan nilai peluang (*likelihood*) berada pada level 4 (*definite*) dan signifikansi dampak (*significance*)

pada level 4 (*high/permanent*). Tingkat risiko awal ini menghasilkan skor 16 atau masuk dalam kategori *major (unacceptable)* akibat ketiadaan pelapis kedap air dan ancaman langsung luapan fluida terhadap permukiman serta fasilitas vital seperti rumah sakit.

Setelah implementasi desain usulan, yang meliputi pembesaran volume parit, pemasangan *geomembrane* HDPE, redesain kemiringan *well pad* dan rekayasa beton bertulang pada unit PCP, secara drastis mengubah parameter matriks tersebut. Peluang kejadian berhasil diturunkan menjadi level 1 (*improbable*) karena fasilitas telah dikalibrasi untuk menahan presipitasi ekstrem, sementara signifikansi dampak menurun menjadi level 1 (*site-specific/low*) karena keberadaan pelapis menjamin nihil-infiltrasi (*zero-infiltration*). Tingkat risiko akhir ini berhasil direduksi secara ekstrem menjadi skor 1 (kategori *negligible* atau *minor*), yang sepenuhnya memenuhi kriteria *as low as reasonably practicable* (ALARP).

Selain mereduksi risiko secara keteknikan, modifikasi desain ini memberikan rasio manfaat-biaya (*cost-benefit ratio*) yang sangat menguntungkan bagi keberlangsungan bisnis perusahaan. Konsep ini sejalan dengan teori ekonomi lingkungan yang dikemukakan oleh Fauzi (2004) yang menegaskan bahwa biaya pencegahan (*preventive cost*) pada fase perencanaan proyek selalu jauh lebih efisien secara keekonomian dibandingkan dengan biaya pemulihan akibat degradasi lingkungan. Mempertahankan desain eksisting akan memaparkan operasi pada ancaman liabilitas finansial yang masif, di mana berdasarkan kalkulasi dengan menggunakan pendekatan ECBA, total akumulasi kerugian dari biaya pemulihan lingkungan, kompensasi krisis air warga, dan denda regulasi akibat tumpahan diestimasi menembus angka lebih dari Rp 11,4 Miliar, belum termasuk dampak kerkan reputasi. Di sisi lain, rekomendasi desain adaptif hanya membutuhkan pengeluaran belanja modal awal. Berdasarkan estimasi rekayasa sipil kasar, total biaya modifikasi yang mencakup pengadaan dan instalasi pelapis *geomembrane* HDPE seluas $\pm 8.000 \text{ m}^2$, pengecoran beton bertulang untuk ketiga unit PCP, rekayasa mekanikal *manifold* 20 inci, serta mobilisasi alat berat untuk pekerjaan kemiringan tanah diperkirakan hanya berada pada kisaran Rp 1,5 hingga Rp 2,5 Miliar. Komparasi finansial ini membuktikan bahwa biaya investasi redesain sangatlah ekonomis, karena hanya merepresentasikan sekitar 13% hingga 21% dari total potensi kerugian akibat bencana lingkungan (biaya remediasi dan liabilitas). Proporsi penghematan ini sangat relevan dengan studi empiris kebencanaan fasilitas migas darat oleh Etkin (2001), yang menyimpulkan bahwa pengeluaran kapital rekayasa untuk fasilitas mitigasi sekunder di awal proyek secara konsisten membatalkan beban eksponensial dari biaya remediasi fisik, kompensasi sosial, dan biaya litigasi hukum pasca-insiden. Secara keseluruhan, integrasi dari kedua pendekatan ini menyimpulkan bahwa rekomendasi redesain *well pad* FetoKmaus-2 bukan sekadar pemenuhan standar regulasi teknis, melainkan strategi perlindungan aset finansial perusahaan yang paling rasional untuk mencegah kerugian katastrofik.

Evaluasi Kesiapan Operasional (*Oil Spill Contingency Plan*)

Berdasarkan hasil evaluasi kapasitas penahanan sekunder (*secondary containment*), desan infrastruktur fasilitas *well pad* FetoKmaus-2 eksisting dinyatakan tidak mampu menahan beban hidrolika dari skenario tumpahan terburuk (*worst-case discharge*). Luapan fluida hidrokarbon dari PCP yang diestimasi terjadi dalam kurun waktu kurang dari 3 menit pertama akan langsung memenuhi area *well pad* dan pada hari ke empat akan melakukan pelepasan ke lingkungan sekitar jika volume tumpahan dinamis tidak bisa dikendalikan. Dalam konteks rekayasa keselamatan proses, ketika lapis pertahanan infrastruktur fisik gagal

berfungsi, maka integritas perlindungan lingkungan sepenuhnya bergantung pada keandalan sistem pertahanan prosedural dan taktis, yaitu Dokumen Rencana Tanggap Darurat Tumpahan Minyak (OSCP). Oleh karena itu, evaluasi komprehensif terhadap kesiapan operasional ini menjadi mutlak diperlukan. Evaluasi ini mencakup dua parameter krusial: analisis pemodelan lintasan tumpahan (*spill trajectory*) untuk memetakan sebaran fluida di luar area *well pad*, serta audit terhadap kapasitas respons taktis dari peralatan dan personel yang disiagakan di lapangan.

1. Evaluasi *Spill Trajectory* Di luar *Well Pad*

Evaluasi lintasan tumpahan pada fasilitas FetoKmaus-2 dilakukan dengan melakukan evaluasi terhadap dokumen OSCP eksisting milik operator.



Gambar 1. Oil Spill Trajectory Diluar Well Pad FetoKmaus 2

Sumber: Diadaptasi dari *Site Spesifik Oil Spill Contingency Plan (OSCP) FetoKmaus-2*, Operator Blok A, Distrik Suai, Timor-Leste (2025).

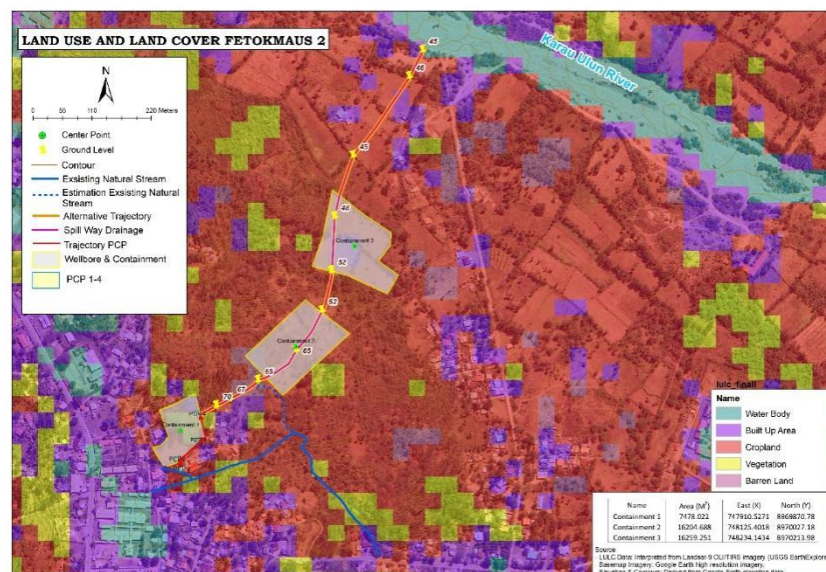
Dalam dokumen OSCP operator sebagaimana divisualisasikan pada Gambar 1, fluida tumpahan minyak direncanakan akan mengalir ke arah selatan melalui parit alami menuju drainase publik di Jalan Tabaklot, untuk kemudian mengalir ke arah timur di sepanjang jalan Feto Kmaus-1 hingga akhirnya bermuara di Sungai Karau Ulun. Namun, verifikasi topografi, pengukuran elevasi dan observasi lapangan membuktikan bahwa aliran air justru terhalang oleh kenaikan daratan (mencapai 32 meter di atas permukaan laut) setelah persimpangan, sehingga rute evakuasi menuju Sungai Karau Ulun tersebut secara hidrolika akan terhalang dengan perbedaan kontur tanah dan ketinggian. Alih-alih menuju sungai, lintasan gravitasi aktual justru akan mengarahkan tumpahan minyak memotong ke arah selatan, yang secara langsung menerjang kawasan permukiman, area pertokoan, dan fasilitas pemerintahan sebelum mencapai wilayah Suai Loro yang berdekatan dengan Sungai Karau Ulun. Kesalahan dalam pemodelan lintasan ini semakin diperparah oleh desain penempatan *Containment 2* dan *Containment 3*; kedua fasilitas penahanan sekunder tersebut secara tidak logis diposisikan pada elevasi topografi yang jauh lebih tinggi (sekitar 60 meter di atas permukaan laut) dibandingkan lembah aliran alami, sehingga fluida tumpahan tidak akan pernah bisa dialirkan ke area penahanan tersebut secara gravitasi.

Temuan kritis dari observasi lapangan yang memperlihatkan bahwa parit alami (*natural channel*) yang difungsikan sebagai jalur lintasan tumpahan nyatanya memiliki kontur dasar

yang sangat tidak rata. Di berbagai titik lintasan, saluran ini mengalami anomali elevasi dan terblokir secara fisik oleh penumpukan sedimentasi masif. Kondisi rintangan topografis ini dipastikan akan menciptakan efek leher botol (*bottleneck*) yang memaksa fluida hidrokarbon berkecepatan tinggi tertahan, membentuk genangan-genangan retensi, dan memicu fenomena arus balik. Mengingat parit alami ini membelah langsung kawasan permukiman yang sangat padat, akumulasi genangan hidrokarbon tersebut memiliki potensi luapan seketika yang akan langsung merendam pekarangan dan menembus struktur rumah warga sebelum tim tanggap darurat mampu melakukan usaha penahanan dan pembersihan.

Kegagalan fungsional saluran evakuasi pada topografi urban ini sangat koheren dengan literatur hidrologi rekayasa di Indonesia yang dikemukakan oleh Suripin (2004) yang menyimpulkan bahwa perubahan elevasi dasar saluran dan blokade sedimen pada parit terbuka akan secara instan menghancurkan kapasitas hantar fluida, mengubah jalur evakuasi menjadi titik nol luapan bencana lateral ke area permukiman di sekitarnya. Kegagalan proyeksi rute dan kesiapan infrastruktur ini membuktikan bahwa strategi mitigasi pasif di luar *well pad* yang direncanakan saat ini sangat rentan, sehingga menuntut adanya redesain taktis dalam dokumen OSCP FetoKmaus-2 guna menjamin proteksi absolut bagi komunitas lokal.

Menyikapi temuan potensi kegagalan pada rute eksisting tersebut, pada redesain, lintasan tumpahan dalam revisi OSCP mutlak harus dialihkan. Rekomendasi pengalihan rute ini didasarkan pada analisis geospasial *land use and land cover* (LULC) menggunakan perangkat lunak ArcGIS.



Gambar 2. Oil Spill Trajectory Diluar Well Pad FetoKmaus-2

Sumber: Hasil analisis penulis menggunakan ArcGIS berdasarkan data topografi, tutupan lahan (Land Use Land Cover/LULC), dan lokasi Well Pad FetoKmaus-2 (2025).

Berdasarkan peta LULC rancangan usulan pada Gambar 2, lintasan tumpahan minyak ke arah timur laut terbukti merupakan jalur mitigasi yang paling memadai dan rasional karena menawarkan koridor pelarian alami yang secara eksklusif membelah area lahan pertanian dan vegetasi, sehingga sepenuhnya menghindari zona permukiman padat penduduk yang

terkonsentrasi di sebelah selatan dan timur fasilitas well pad FetoKmaus 2. Secara topografis, rute alternatif menuju Sungai Karau Ulun ini memiliki gradien kemiringan gravitasi yang sangat ideal dan konsisten menurun dari elevasi 70 meter di sekitar tapak *well pad*, melewati titik-titik penampungan berjenjang pada elevasi 65, 62, 52, hingga bermuara di elevasi 45 meter. Pendekatan tata ruang alir yang menjauhi zona permukiman ini selaras dengan pedoman teknis keselamatan wilayah oleh Kodoatie dan Sjarief (2010) dalam literatur Tata Ruang Air, yang mensyaratkan bahwa saluran pelimpah darurat berisiko tinggi harus dikembangkan pada koridor tutupan lahan non-struktural yang memiliki kapasitas asimilasi penyerapan alami guna meminimalisasi eskalasi kerugian material masyarakat. Melalui penetapan lintasan timur laut yang terintegrasi dengan kriteria LULC ini, manajemen kesiapsiagaan FetoKmaus-2 dapat menjamin bahwa skenario tumpahan terburuk akan dievakuasi menjauhi area rentan secara presisi dan aman secara hidrodinamika.

2. Evaluasi Prosedur Tanggap Darurat Tumpahan Minyak

Evaluasi terhadap kesiapan prosedural dan taktis di lapangan merujuk pada dokumen *Site Specific Oil Spill Contingency Plan* FetoKmaus-2 milik operator. Secara manajerial, dokumen ini telah menetapkan struktur *incident management system* (IMS) yang komprehensif, dengan pembagian komando yang jelas antara *on-scene commander* (HSE Representative) di lapangan dan *incident commander* (Operations Manager) di tingkat pusat. Dokumen ini mengklasifikasikan skala respons ke dalam tiga tingkatan: Tier 1 untuk tumpahan di bawah 5 m³, Tier 2 untuk tumpahan antara 5 hingga 100 m³, dan Tier 3 untuk tumpahan masif di atas 100 m³. Meskipun kerangka manajerial ini secara teori telah memenuhi standar industri, evaluasi kritis terhadap skenario implementasi taktis mengungkap adanya kelemahan operasional yang sangat fatal.

Kelemahan paling krusial dalam OSCP ini menjadi nyata ketika diintegrasikan dengan hasil evaluasi kapasitas penahanan sekunder fisik (*secondary containment*). Dalam skenario operasionalnya, dokumen OSCP sangat mengandalkan fungsi PCP dan parit *well pad* sebagai garis pertahanan pertama (*Tier 1*) untuk menahan fluida tumpahan sementara tim lapangan menunggu kedatangan armada truk vakum dan alat berat. Namun, evaluasi hidrolika telah membuktikan secara matematis bahwa infrastruktur eksisting tersebut akan mengalami kegagalan fungsi total (*overtopping*) hanya dalam kurun waktu kurang dari 3 menit saat menghadapi beban puncak tumpahan. Kegagalan instan pada penahanan fisik ini secara langsung menghancurkan asumsi waktu jeda (*buffer time*) yang direncanakan di dalam OSCP.

Dalam kerangka rekayasa keselamatan, ketergantungan pada intervensi prosedur manual setelah hancurnya penahanan fisik merupakan kondisi yang sangat berisiko. Hal ini ditegaskan secara akademis oleh Crowl dan Louvar (2011) yang menyatakan bahwa ketika lapisan perlindungan fisik pasif (seperti tanggul penahan) gagal meredam laju pelepasan di titik awal, maka lapisan perlindungan aktif prosedural (seperti mobilisasi tim tanggap darurat dan alat berat) akan mengalami penurunan keandalan operasional yang drastis akibat habisnya waktu krusial untuk melakukan intersepsi.

Kondisi kehilangan waktu krusial ini diperparah oleh kontradiksi data kecepatan respons di dalam dokumen OSCP itu sendiri. Strategi mitigasi utama yang diandalkan operator jika fluida lolos ke parit kering adalah dengan membangun tanggul penahan tanah (*berms*) di titik *Containment 2* dan *Containment 3*. Berdasarkan perhitungan kecepatan rambat di dalam dokumen OSCP yang dikembangkan operator, tumpahan diproyeksikan akan mencapai titik

Containment 2 hanya dalam waktu 3,33 jam. Namun, protokol mobilisasi pada dokumen yang sama secara eksplisit mengakui bahwa bulldoser dari kontraktor eksternal membutuhkan waktu tunggu sekitar 3 hingga 5 hari untuk proses mobilisasi dan konstruksi tanggul di FetoKmaus-2. Kesenjangan waktu yang masif ini, di mana tumpahan minyak bergerak dalam hitungan jam sementara alat pencegat tiba dalam hitungan hari, memastikan bahwa strategi intersepsi darurat ini akan gagal.

Kegagalan berlapis ini, di mana infrastruktur fisik gagal seketika dan prosedur mitigasi terlambat merespons, selaras dengan parameter kegagalan sistem yang diuraikan oleh *Center for Chemical Process Safety* (CCPS) (2001) dalam standar panduan *Layer of Protection Analysis: Simplified Process Risk Assessment*. CCPS mensyaratkan bahwa setiap Lapisan Perlindungan Independen (*Independent Protection Layer/ IPL*), yang dalam hal ini adalah intervensi tanggap darurat, mutlak harus memiliki waktu inisiasi yang jauh lebih cepat dibandingkan waktu eskalasi dampak. Dengan waktu tempuh rambatan tumpahan sebesar 3,33 jam yang berbanding terbalik dengan waktu penyediaan alat berat yang mencapai hitungan hari, prosedur mitigasi pada dokumen OSCP eksisting terbukti tidak memenuhi kriteria IPL dan dipastikan akan berujung pada insiden pelepasan hidrokarbon yang tidak terkendali ke lingkungan warga.

Lebih jauh lagi, klaim asumsi waktu tempuh rambatan tumpahan sebesar 3,33 jam untuk mencapai *Containment 2* (dengan asumsi kecepatan rambat statis 0,02 m/dt) memerlukan koreksi kritis jika disandingkan dengan parameter karakteristik fluida dan geoteknik tapak sumur. Berdasarkan proyeksi fluida pada fasilitas FetoKmaus-2, hidrokarbon yang diproduksi diklasifikasikan sebagai minyak ringan (*light crude oil*) ITOPF Kelompok 2 dengan rentang 35° hingga 45° API dan *specific gravity* rendah sebesar 0,8498. Karakteristik fluida ini memiliki viskositas kinematik yang sangat rendah, sehingga gaya gesek internal fluida sangat minim dan memungkinkannya mengalir dengan sangat cepat di atas permukaan miring.

Kecepatan aliran minyak ringan ini akan terakselerasi secara eksponensial akibat kondisi tanah di lembah parit kering yang didominasi oleh material *clayey silty sand & gravel*. Laporan investigasi geoteknik mengonfirmasi bahwa material lempung berlanau ini memiliki tingkat permeabilitas yang sangat rendah, yakni berada pada angka $2,7 \times 10^{-10}$ m/dt. Nilai konduktivitas hidrolika yang mengindikasikan kondisi kedap air ini berarti bahwa fluida tumpahan hampir tidak akan mengalami penetrasi atau infiltrasi ke dalam pori-pori tanah. Akibat ketiadaan gaya penahan dari proses absorpsi tanah tersebut, seluruh volume hidrokarbon yang tumpah akan berubah 100% menjadi limpasan permukaan.

Kondisi ini menjadi lebih buruk apabila skenario *worst case discharge* terjadi bersamaan dengan presipitasi hujan ekstrem. Keberadaan genangan air hujan di sepanjang parit alami akan menutupi kekasaran permukaan tanah, menciptakan lapisan lubrikasi hidrodinamis di mana minyak ringan tersebut akan mengapung dan meluncur di atas permukaan air dengan kecepatan yang jauh melampaui asumsi dasar 0,02 m/dt. Oleh karena itu, estimasi waktu tempuh 3,33 jam dari fasilitas menuju *Containment 2* terbukti merupakan kalkulasi yang terlampau optimis. Dalam realitas skenario terburuk, rambatan fluida racun tersebut akan mencapai area rentan dalam waktu yang jauh lebih singkat, membuat strategi mobilisasi alat berat reaktif (berbasis hari) yang diajukan dalam dokumen OSCP tidak memadai dan tidak dapat diandalkan secara teknis.

Sebagai rekomendasi perbaikan agar dokumen OSCP ini layak secara taktis, operator mutlak harus mengubah strategi dari reaktif menjadi proaktif. Infrastruktur penahanan tersier seperti *Containment 2* dan *Containment 3* harus dikonstruksi secara permanen sebelum fase tajak sumur dimulai. Alternatif lainnya, minimal satu unit bulldoser dan truk vakum berkapasitas tinggi harus ditetapkan dalam status siaga penuh di dalam area tapak sumur selama fase operasi kritis berlangsung, guna menjamin intersepsi fisik dapat dieksekusi sebelum jendela waktu 3,33 jam terlampaui.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil evaluasi rekayasa teknis, pemodelan hidrogeologi, analisis ekonomi lingkungan, dan kajian terhadap rencana tanggap darurat, dapat disimpulkan bahwa desain *well pad* FetoKmaus-2 yang ada saat ini belum memenuhi standar perlindungan lingkungan dan memiliki risiko tinggi terhadap kegagalan pengendalian tumpahan minyak. Kapasitas *bund wall*, sistem drainase, PCP, serta tidak adanya lapisan kedap air (HDPE *geomembrane*) menyebabkan fasilitas tidak mampu menahan maupun mengendalikan skenario *blowout* dan curah hujan ekstrem, sehingga berpotensi menimbulkan pencemaran lingkungan serta kerugian ekonomi hingga sekitar Rp11,41 miliar. Nilai tersebut jauh lebih besar dibandingkan biaya investasi redesain fasilitas yang diperkirakan hanya Rp1,5– Rp. 2,5 miliar, sehingga tindakan pencegahan terbukti lebih ekonomis daripada penanganan dampak setelah kejadian. Oleh karena itu, diperlukan redesain menyeluruh melalui peninggian *bund wall*, pemasangan HDPE *geomembrane*, perbaikan kemiringan *well pad*, peningkatan kapasitas sistem drainase dan PCP, serta revisi OSCP dengan pendekatan yang lebih proaktif. Perusahaan disarankan menerapkan seluruh rekomendasi teknis sebelum operasi pengeboran dimulai, regulator perlu memperketat persyaratan evaluasi lingkungan dengan pendekatan skenario terburuk dan pemodelan spasial yang lebih komprehensif, sedangkan penelitian selanjutnya disarankan menggunakan pemodelan hidrogeologi tiga dimensi dan perangkat lunak simulasi tumpahan minyak yang lebih canggih untuk memperoleh prediksi penyebaran kontaminan yang lebih akurat.

REFERENSI

- American Petroleum Institute. (2009). *API recommended practice 51R: Environmental protection for onshore oil and gas production operations and leases* (1st ed.). API Publishing Services.
- Atherton, W., Gilchrist, A., & Taylor, J. (2008). The modelling of a catastrophic failure of a storage tank. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 21(5), 514–521. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2008.02.008>
- Bacon, E., et al. (2014). *The impact of ENSO on rainfall in Timor-Leste*. Timor-Leste Studies Association.
- Chow, V. T. (1959). *Open-channel hydraulics*. McGraw-Hill.
- Chow, V. T., Maidment, D. R., & Mays, L. W. (1988). *Applied hydrology*. McGraw-Hill.
- Craig, J., & Quagliaroli, F. (2020). The oil & gas upstream cycle: Exploration activity. *EPJ Web of Conferences*, 233, Article 00008. <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600008>
- Crowl, D. A., & Louvar, J. F. (2011). *Chemical process safety: Fundamentals with applications* (3rd ed.). Prentice Hall.
- Etkin, D. S. (2001). Estimating cleanup costs for oil spills. *International Oil Spill Conference Proceedings*, 2001(1), 35–39. <https://doi.org/10.7901/2169-3358-1999-1-35>
- Fauzi, A. (2004). *Ekonomi sumber daya alam dan lingkungan: Teori dan aplikasi*. PT

- Gramedia Pustaka Utama.
- Hasid, H. Z., Noor, A., & Kurniawan, E. (2022). *Ekonomi sumber daya alam dalam lensa pembangunan ekonomi*. Cipta Media Nusantara.
- Iswahyudi, S., Paryanto, P., & Susanty, A. (2025). Analisis peran mudlogging geologist dalam pengawasan dan pengelolaan data pengeboran sumur panas bumi. *Jurnal Profesi Insinyur Indonesia*, 3(1), 10–18.
- Kodoatie, R. J., & Sjarief, R. (2010). *Tata ruang air*. Penerbit Andi.
- Mercer, J. W., & Cohen, R. M. (1990). A review of immiscible fluids in the subsurface: Properties, models, characterization and remediation. *Journal of Contaminant Hydrology*, 6(2), 107–163. [https://doi.org/10.1016/0169-7722\(90\)90043-G](https://doi.org/10.1016/0169-7722(90)90043-G)
- Purba, V. A., & Nur, D. H. (2025). Pengeboran sumur Kampung Baru Sengkang sebagai solusi penyediaan air bersih bagi masyarakat. *Teknik Sipil Arsitektur: Jurnal Penelitian dan Pengabdian Masyarakat*, 1(1), 25–35.
- Putra, I. L., Junus, M., & Maulana, N. (2025). *Kesehatan keselamatan kerja dan keberlanjutan lingkungan*. Naga Pustaka.
- Seeds of Life. (2013). *Map of annual rainfall and temperature in Timor-Leste*. <http://seedsoflifetimor.org/wp-content/uploads/2013/01/Rainfall-Map-With-Graphs.pdf>
- Sefina, A. D., Noverianti, U. M., & Mumtaza, Y. I. (2024). Implikasi aktivitas pengeboran minyak dan gas dalam kajian ekonomi politik [Implications of oil and gas drilling activities in political economic study].
- Sumang, A. Z. (2024). *Kajian aspek sosial dalam pengelolaan lingkungan hidup terhadap rencana pembangunan kawasan industri Takalar (Studi kasus masyarakat pesisir dan nelayan Kecamatan Mangarabombang, Kabupaten Takalar)* [Tesis, Universitas Hasanuddin].
- Suripin. (2004). *Sistem drainase perkotaan yang berkelanjutan*. Penerbit Andi.
- Suryani, A., Salim, A. A., Baali, Y., Sulistiyorini, D., Yunus, A., & Siregar, Y. A. (2025). *Kesehatan lingkungan: Prinsip, risiko, dan pengelolaan*. Yayasan Tri Edukasi Ilmiah.
- Syehnul, D. (2025). *Optimalisasi green hydrogen dalam pengelolaan transisi energi yang berkeadilan perspektif Al-Qur'an* [Tesis, Universitas PTIQ Jakarta].
- Suhariyanto, D., Tahir, U., RA, W., Zuwanda, Z. S., Nurahman, D., Herniati, H., Harpa, A., & Kadir, T. (2025). *Hukum perlindungan lingkungan: Menegakkan keadilan ekologis*. PT Nawala Gama Education.
- Handayani, W., Yaacob, M. D. Z., Mandasari, V., Majid, N., Utomo, S., & SM, M. M. (2025). *Manajemen operasional berkelanjutan: Mengintegrasikan lingkungan, sosial, dan ekonomi*. Thalibul Ilmi Publishing & Education.