MODEL RENCANA JAMINAN TEKNIK PROYEK AKTIVASI LAPANGAN MIGAS DI LAPANGAN XY INDONESIA

Mutadi[1]
1 Lecturer in Engineering Faculty, UniversitasTujuh Belas Agustus 45 Cirebon, JalanPerjuangan West Java 45135, Indonesia
Email korespondensi Author : mutadiimas@gmail.com
: mutadi@untagcirebon.ac.id

ABSTRAK

Platform LES merupakan salah satu lapangan PERSEROAN yang terletak di wilayah KLA dan berjarak sekitar 9 km dari Platform KLB. Struktur ini pertama kali ditemukan pada tahun 1994 oleh sumur eksplorasi (LESA-1) dan dilanjutkan dengan sumur terdelineasi (LESA-2). Produksi pertama dilakukan pada tahun 2001 dan mencapai puncaknya pada tahun 2002. Platform LES yang ada saat ini dalam kondisi shut-in sejak tahun 2017 karena kebocoran pipa LES 3-fase 12" yang ada ke KLB. Evaluasi komprehensif GGR untuk platform LES telah dilakukan dan menunjukkan bahwa terdapat cadangan di Lapangan LES.

PERSEROAN bermaksud untuk membangun kembali Platform LES untuk menopang produksi minyak dan gas di Offshore North West Java (ONWJ) melalui pengembangan di platform LES. Untuk jaringan pipa, PERSEROAN berencana untuk mengganti jaringan pipa dengan jaringan pipa LES – KLB 3-fase yang baru untuk menyalurkan produksi dari kedua LES infill dan mengaktifkan kembali sumur-sumur yang ada ke platform KLB. Fluida produksi dari Anjungan LES akan dikirim ke Anjungan KLB menggunakan jaringan pipa 3 fasa 10" baru sepanjang 9 km. Di Anjungan KLB, fluida akan dicampur dengan fluida produksi dari Sumur KLB, Anjungan YYA, Anjungan KLD, dan Anjungan KKNA. Gas produksi dari Anjungan KLB akan dikirim ke MMC melalui KLXB dan fluida produksi akan dikirim ke LIMA Flow-station melalui Anjungan KLA. Untuk topside, akan dilakukan reaktivasi anjungan LES, modifikasi anjungan pada KLA dan KLB. Selanjutnya, untuk meningkatkan produksi minyak dan gas, akan dilakukan reaktivasi dua (2) sumur infill (LESA-5 dan LESA-6) dan tiga (3) sumur existing (LESA-1, LESA-2, dan LESA-4). Laju produksi anjungan LES adalah 14,7 MMSCD, 139,3 BOPD, dan 2002,7 BWPD..

Kata kunci *:* seminar, nasional, aktivasi, produksi, jaminan, teknik

ABSTRACT

LES Platform is one of COMPANY field which located at KLA area and about 9 km from KLB Platform. This structure was first discovered in 1994 by an exploration well (LESA-1) and continued with delineated well (LESA-2). The first production was conducted on 2001 and reached its peak on 2002. The existing LES Platform is currently in shut-in condition from 2017 due to the existing pipeline 12" 3-phase LES to KLB leak. GGR comprehensive evaluation for LES platform has been conducted and it shows that there are reserves in LES Field.

COMPANY intends to redevelop LES Platform to sustain the oil and gas production at Offshore North West Java (ONWJ) by development at LES platform. For pipeline, COMPANY plans to replace the pipeline with new 3-phase LES – KLB pipeline to deliver production from both LES infill and reactivate existing wells to the KLB platform. Production fluid from LES Platform will be sent to KLB Platform using new 10" 3-phase pipeline about 9 km. At KLB Platform, the fluid will be mixed with production fluid from KLB Wells, YYA Platform, KLD Platform, and KKNA Platform. Production gas from KLB Platform will be sent to MMC via KLXB and production liquid will be sent to LIMA Flow-station via KLA Platform. For topside, there will be platform reactivation of LES, platform modification on KLA and KLB. Furthermore, to enhance oil and gas production, there will be two (2) infill wells (LESA-5 and LESA-6) and three (3) existing wells reactivation (LESA-1, LESA-2, and LESA-4), The production rate of LES platform is 14.7 MMSCD, 139.3 BOPD and 2002.7 BWPD

***Key Word** : seminar, nasional, reactivation, production, assurance, engineer*

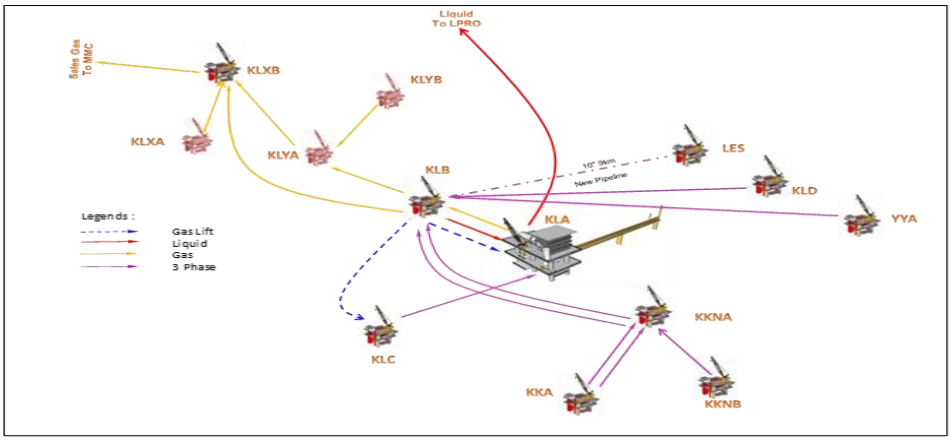
 ISSN: xxxxx

PENDAHULUAN

Platform LES merupakan salah satu lapangan PERSEROAN yang terletak di wilayah KLA dan berjarak sekitar 9 km dari Platform KLB. Struktur ini pertama kali ditemukan pada tahun 1994 oleh sumur eksplorasi (LESA-1) dan dilanjutkan dengan sumur terdelineasi (LESA-2). Produksi pertama dilakukan pada tahun 2001 dan mencapai puncaknya pada tahun 2002. Platform LES yang ada saat ini dalam kondisi shut-in sejak tahun 2017 karena kebocoran pipa LES 3-fase 12" yang ada ke KLB. Evaluasi komprehensif GGR untuk platform LES telah dilakukan dan menunjukkan bahwa terdapat cadangan di Lapangan LES.

PERSEROAN bermaksud untuk membangun kembali Platform LES untuk menopang produksi minyak dan gas di Offshore North West Java (ONWJ) melalui pengembangan di platform LES. Untuk jaringan pipa, PERSEROAN berencana untuk mengganti jaringan pipa dengan jaringan pipa LES – KLB 3-fase yang baru untuk menyalurkan produksi dari kedua LES infill dan mengaktifkan kembali sumur-sumur yang ada ke platform KLB. Fluida produksi dari Anjungan LES akan dikirim ke Anjungan KLB menggunakan jaringan pipa 3 fasa 10" baru sepanjang 9 km. Di Anjungan KLB, fluida akan dicampur dengan fluida produksi dari Sumur KLB, Anjungan YYA, Anjungan KLD, dan Anjungan KKNA. Gas produksi dari Anjungan KLB akan dikirim ke MMC melalui KLXB dan fluida produksi akan dikirim ke LIMA Flow-station melalui Anjungan KLA. Untuk topside, akan dilakukan reaktivasi anjungan LES, modifikasi anjungan pada KLA dan KLB. Selanjutnya, untuk meningkatkan produksi minyak dan gas, akan dilakukan reaktivasi dua (2) sumur infill (LESA-5 dan LESA-6) dan tiga (3) sumur existing (LESA-1, LESA-2, dan LESA-4). Laju produksi anjungan LES adalah 14,7 MMSCD, 139,3 BOPD, dan 2002,7 BWPD. Lapangan proyek dapat dilihat pada Gambar 1.

Gambar 1 Lapangan Migas XY



METODE

Jaminan Teknik

Peran utama Tim Rekayasa Proyek adalah memastikan bahwa masalah teknis Pengembangan Lapangan LES memenuhi standar PERUSAHAAN dan sejalan dengan tujuan bisnis PERUSAHAAN.

Akuntabilitas untuk penyampaian lingkup pekerjaan rekayasa sebagaimana disebutkan dalam Master Deliverable Register dari Kontraktor EPCI. Tim Rekayasa Proyek mempertahankan akuntabilitas untuk menyampaikan tujuan proyek secara internal kepada PERUSAHAAN

Organisasi terpadu antara PERUSAHAAN dan kontraktor merupakan faktor kunci untuk menghasilkan proyek yang sukses. Untuk tujuan ini, tim Teknik Proyek akan menerapkan strategi organisasi berikut.

1. Menempatkan anggota tim Teknik Proyek utama di lokasi kerja utama Kontraktor DED yang sesuai. Manajer Teknik CTR mengawasi Sub-CTR, teknisi khusus yang disediakan untuk proyek tersebut. Teknisi yang ditugaskan pada proyek tersebut menggunakan waktu penuh untuk proyek ini dan fungsi teknik untuk mendukung operasi.
2. Penyederhanaan dan peningkatan siklus rekayasa dan peninjauan dengan memungkinkan para insinyur disiplin PERUSAHAAN untuk berintegrasi dengan fungsi desain Kontraktor
3. Buat pertemuan teknik tata muka terintegrasi untuk mengelola masalah lintas disiplin dan batas.
4. Melibatkan personel operasi dan konstruksi dalam memberikan desain detail untuk mencapai desain yang aman dan andal.
5. Proses jaminan DED dilakukan dengan melakukan Intern Discipline Review (IDR) di PT.X, dimana setiap disiplin ilmu terdapat level senior engineer atau lead engineer yang menjamin dokumen sebelum di deliver sudah melalui proses assurance.

Prinsip-prinsip organisasi utama lainnya adalah sebagai berikut:

- Peran dan tanggung jawab tim dan anggota tim harus jelas,
- Jalur komunikasi pelaporan harus jelas,
- Setiap insinyur disiplin ilmu akan memiliki satu titik kontak untuk memastikan konsistensi dan menghindari kebingungan.

Peran dan Tanggung Jawab Utama

Manajer Teknik didelegasikan sebagai pimpinan teknik proyek dengan tanggung jawab menyeluruh untuk memastikan keseluruhan desain proyek disampaikan secara kohesif untuk lingkup pekerjaan proyek pengembangan, dan sesuai dengan spesifikasi PERUSAHAAN serta Kode dan Standar yang relevan. Ia akan memimpin tim inti yang terdiri dari para insinyur disiplin yang akan memberikan jaminan teknis untuk proyek dalam tahap pelaksanaan. Rincian tanggung jawabnya adalah sebagai berikut:

- Sebagai titik kontak tunggal untuk semua aktivitas teknik
- Memantau kemajuan teknik dan menjadi bagian dari tim manajemen proyek
- Menetapkan dan mengendalikan cakupan pekerjaan teknik termasuk manajemen perubahan

• Memastikan konsistensi antardisiplin dari hasil yang diberikan
• Mengelola perintah perubahan teknik dengan kontraktor
• Berkoordinasi dengan operasi, integritas, sub-permukaan, pengeboran, dan kelompok lain sesuai kebutuhan.
• Mengusulkan penyimpangan teknis dari spesifikasi Perusahaan ke Departemen Fungsi Ahli Teknis dan Manajer Teknik.

Metode tatap muka antara CTR dan Sub-Kontraktor adalah semua dokumen yang dikirimkan oleh Sub-Kontraktor, melalui kontrol dokumen, harus diperiksa oleh Manajer Teknik Kontraktor, sebelum dikirimkan ke Manajer Perusahaan..

Insinyur Disiplin (Umum) : meliputi Proses, Keselamatan Proses, Instrumen/Kontrol, Listrik, Mekanik, Perpipaan, dan Struktur, melapor kepada Kepala Teknik dengan tanggung jawab menyeluruh atas jaminan teknis lingkup pekerjaan brownfield. Insinyur akan memberikan keahlian dan jaminan teknik selama fase DED, evaluasi penawaran teknis, dan berinteraksi dengan kelompok lain sebagaimana dinyatakan pada paragraf di atas.

HASIL

Tujuan dari proses peninjauan teknik adalah untuk mendapatkan kualitas teknik terbaik untuk Proyek Pengembangan Lapangan LES. Proses peninjauan ini didukung oleh tim teknik yang berkualifikasi yang telah didelegasikan dari Fungsi Teknik. Kepala Teknik untuk proyek Pengembangan Lapangan LES telah didelegasikan dari Manajer Teknik dalam organisasi fungsi untuk memimpin proses peninjauan dengan target kualitas teknik dan jadwal terbaik..

Tanggung jawab untuk menyerahkan paket pekerjaan rekayasa bergantung pada Subkontraktor DED. Setidaknya ada satu Subkontraktor rekayasa yang mendukung proyek pengembangan Lapangan LES: PT.X

Kontraktor DED akan memulai desain rekayasa berdasarkan dokumen DSP dan Appraise & Select dari tahap sebelumnya dalam proses CVP. Kontraktor akan mengembangkan daftar hasil kerja dan menyerahkannya kepada PERUSAHAAN berdasarkan jadwal. Tim Rekayasa Proyek PERUSAHAAN akan meninjau dan menyetujui desain rekayasa dan membantu tim proyek untuk mengembangkan dokumen tender EPCI..

Tim teknik proyek harus dan wajib melakukan pemeriksaan antardisiplin untuk memastikan tinjauan multidisiplin untuk dokumentasi yang diperlukan. Proses persetujuan akan mengikuti proses RACI.

Tahap Penilaian & Pemilihan dokumen proyek telah selesai untuk Proyek Pengembangan Lapangan LES. DSP Penilaian & Pemilihan sebagai bagian dari proses CVP telah ditandatangani sebagai dasar referensi Tahap Pendefinisian dan tahap DED.

Pada Tahap DED akan ada tiga siklus dokumen yang diterbitkan dari Kontraktor DED kepada Perusahaan, yaitu sebagai berikut:

a. Diterbitkan untuk Ditinjau (IFR)

b. Diterbitkan untuk Disetujui (IFA)

c. Disetujui untuk Konstruksi (AFC)

Beberapa dokumen yang tidak termasuk dalam dokumen Penawaran akan menggunakan “Issued for Information (IFI)” sebagai dokumen akhir dari Kontraktor DED

Ada beberapa proses assurance yang harus dilakukan setiap fase dalam periode pelaksanaan. Aktivitas yang ditunjukkan di bawah ini adalah proses assurance minimum yang harus dilakukan oleh Tim Proyek dan kontraktornya untuk memastikan tinjauan teknik yang komprehensif.

a. Tinjauan PID

b. Tinjauan tata letak dan rencana plot

c. Lokakarya Pemodelan 3D

d. Tinjauan sejawat

e. Lokakarya tinjauan keselamatan (HAZOP/HAZID)

f. PSR (Tinjauan Keselamatan Proyek)

Tindakan yang dihasilkan dari tinjauan tersebut akan didaftarkan dan ditutup sebagai bagian dari daftar tindakan Proyek.

Komunikasi yang jelas, tepat waktu, dan tidak ambigu akan menjadi kunci keberhasilan penyampaian Proyek Pengembangan Lapangan LES. Fokusnya adalah komunikasi yang terbuka dan jujur antara semua pihak sehingga ketika masalah muncul, masalah tersebut dapat ditangani sebelum berdampak pada keberhasilan penyampaian proyek.

Desain Proyek Pengembangan Lapangan LES mengikuti spesifikasi PERUSAHAAN yang telah dibahas dalam Spesifikasi Perusahaan dan Proyek. Setiap penyimpangan dari spesifikasi Perusahaan/Proyek harus ditangani oleh Kontraktor dan ditinjau oleh Tim Rekayasa Proyek. Tim Rekayasa Proyek akan meminta saran dari Fungsi Teknis Rekayasa terkait. Pengesahan penyimpangan rekayasa harus diperoleh dari Otoritas Rekayasa yang didelegasikan kepada Insinyur Utama Perusahaan dan Pimpinan Proyek di Perusahaan, dan otoritas lain jika diperlukan.

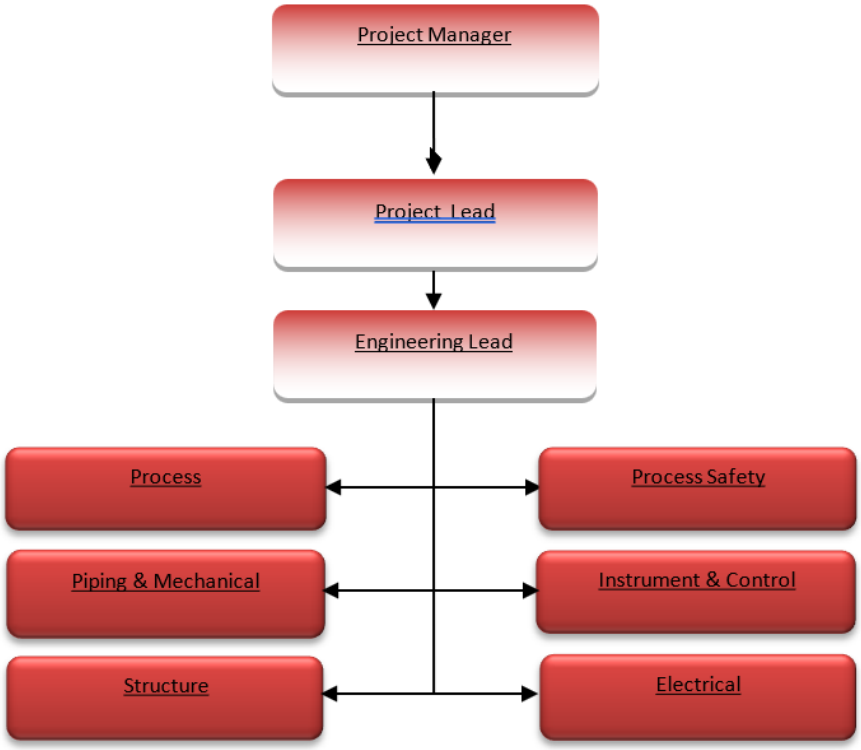
Paket Pendukung Keputusan (DSP) dari Tahap Penilaian & Pemilihan telah dicatat sebagai dasar desain DED. Pilihan DSP yang dipilih diusulkan untuk dirinci sebagai desain dalam tahap DED. Namun, proyek menyadari bahwa cakupan dan dasar terkadang perlu diubah atau dimodifikasi saat proyek beralih ke kondisi aktual atau permintaan pemangku kepentingan lainnya.

Manajemen Perubahan (MoC) adalah proses untuk mengevaluasi dan mengelola setiap modifikasi pada Appraise & Select DSP, termasuk desain, dan mengusulkan strategi operasi. MoC akan mengidentifikasi bahaya dan mengevaluasi risiko modifikasi yang diusulkan dan akan dicatat dalam formulir MoC sebagaimana disebutkan dalam Lampiran E. Pemrakarsa MoC dapat berasal dari Tim Proyek internal Perusahaan atau Kontraktor DED. Jika terjadi penyimpangan dari spesifikasi Perusahaan, MoC akan ditinjau ke

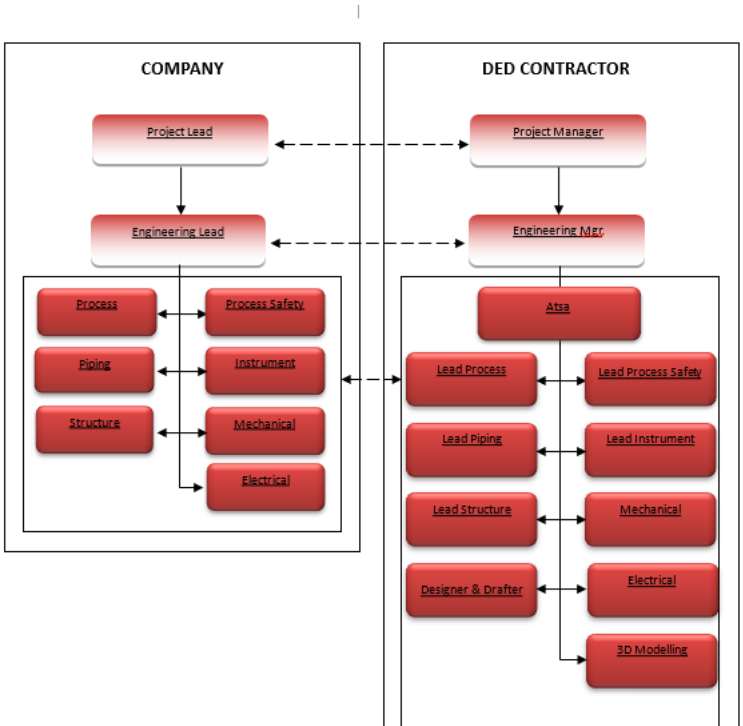
 ISSN: xxxxx

departemen fungsi atau ahli teknis terkait. Pengesahan akhir MoC adalah Manajer Proyek Perusahaan.

Perubahan keseluruhan pada basis baku yang ditunjukkan pada DSP Penilaian & Pemilihan akan kemudian dicatat dalam DSP pada Tahap Pendefinisian.



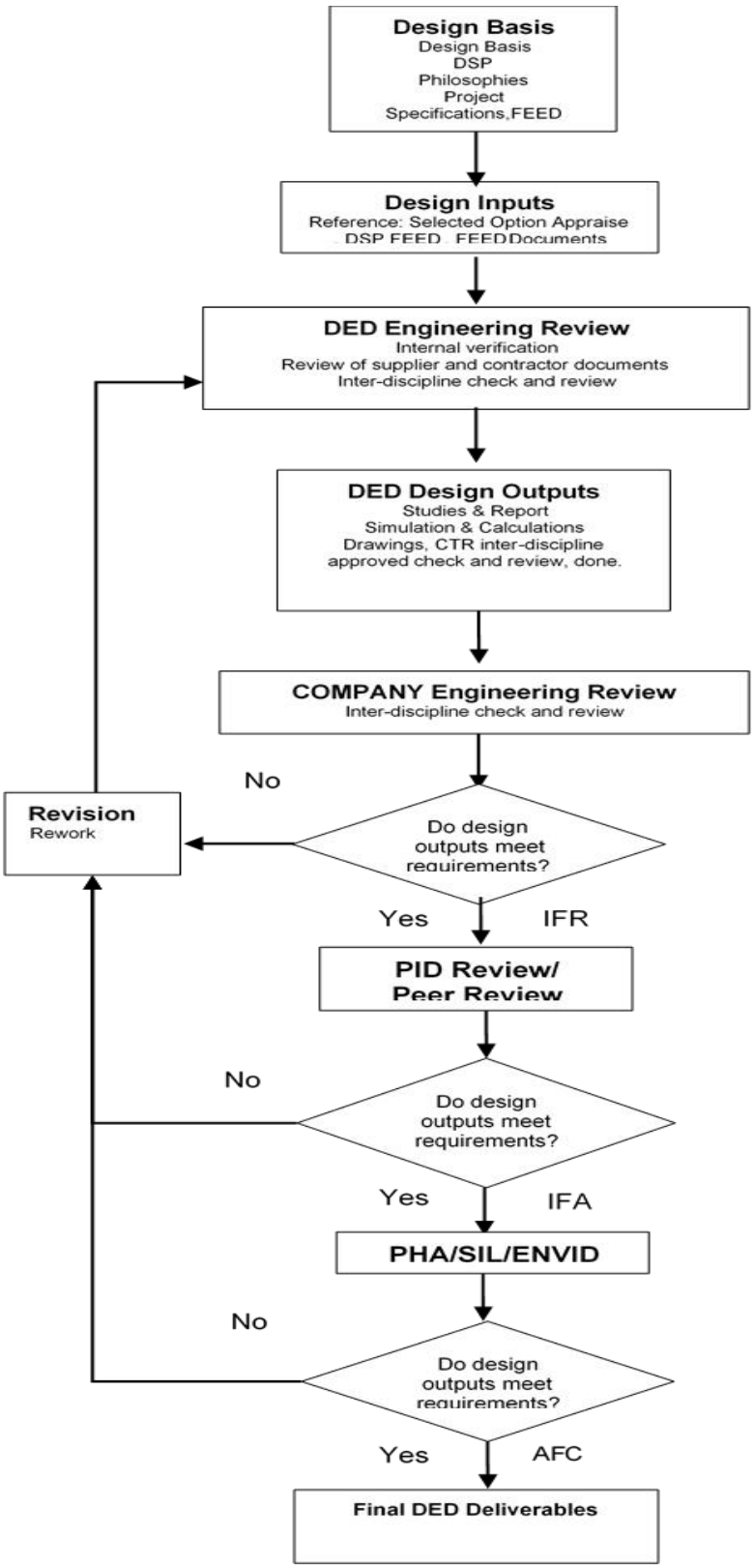
Gambar 2. Prose persetujuan Teknik di Perusahaan



 ISSN: xxxxx

Gambar 3. Proses Koordinasi persetujuan Teknik antar Perusahaan dan Kontraktor

Gambar 4. Bagan Alir Proses DED



KESIMPULAN

Simpulan memberikan jawaban atas permasalahan yang dikemukakan di pendahuluan. Pada artikel ilmiah hasil penelitian, yang dimaksud dengan simpulan adalah rumusan atau jawaban atas pertanyaan penelitian berdasarkan hasil-hasil penelitian yang dikemukakan secara ringkas. Simpulan disajikan dalam bentuk paragraf. Pada artikel ilmiah hasil kajian,simpulan dirumuskan berdasarkan hasil analisis pemecahan masalah. Simpulan disajikan dalam bentuk paragraf. Dibagian akhir simpulan perlu dituliskan implikasi dan pengembangan hasil temuan yang ditemukan.

Tujuan dari dokumen ini adalah untuk memberikan dasar rencana penjaminan teknik untuk Proyek Reaktivasi Lapangan Migas XY Indonesia. Dasar desain meliputi proses , proses safety, Mekanikal, Piping, Elektrikal, Instrument dan Struktur

Maksud dari dokumen ini adalah untuk menguraikan parameter proses utama untuk membentuk sebuah dasar untuk desain rencana jaminan teknik, yang tidak akan digunakan sebagai dokumen real-time. Juga, kriteria desain rencana jaminan Teknik mencakup informasi rinci dari semua data input, asumsi, dan grafik yang digunakan dalam desain.

Proses lifting migas melaui sumur produksi melaui test header, test sparator, production header flow line dan pie line menuju terminal untuk diolah lebih lanjut di Lapangan Migas XY di Indonesia. Study mengenai material balance, Spesifik gravity, pressure, temperature dikaji dan distudy secara akurat dengan rencana jaminan Teknik.

Proses Safety memberikan jaminan selama produksi dan operasi semua peralatan dapat dikendalikan dan dioperasikan denga naman. Emergency dan proses evakuasi serta keamanan seluruh equipment melalui study dan pemilihan yang di jamin melalui rencana jaminan Teknik.

Mekanikal melalui study dan Analisa dan pemilihan alat yang tepat melalui rencana jaminan Teknik yang akurat, sehingga peralatan utama seperti , pompa, system drainase, pig launcher, pig receiver sudah dikaji dan di study selama proses rekayasa dengan jaminan Teknik yang akurat.

Piping dikaji dan distudy untuk desain size pipa , spesifikasi , desain uji tekanan, katup pengaman dan seluruh keperluan piping diteliti secara akurat melalui proses jaminan Teknik.

Elektrikal, didisain dengan menggunakan solar panel sebagai tenaga power untuk menghidupkan Remote Terminal Unit atau RTU dan Lampu Navigasi untuk keamanan platform dari tabrakan oleh kapal laut, dikaji secara akurat melaui rencana jaminan Teknik. Tenaga solar panel di desain menghasilkan tenaga 166 W yang akan digunakan untuk RTU 90 Watt dan NavAid 60 Watt, sisanya digunakan untuk equipment filed instrument.

Instrument, untuk emnggerakan system ESD Shut Down System digunakan PMS Proses Monitoring System, WMS Wellhead Monitoring System dan RTU Remote Terminal Unit, dan segala peralatan instrument lapangan, dikaji secara akurat melalui rencana jaminan Teknik sehingga menghasilkan system produksi yang handal.

Struktur dilakukan kajian yang akurat melalui rencana jaminan Teknik, sehingga diperoleh desain struktur yang mampu untuk berdirinya bangunan lepas pantai yang dilengkapi dengan segala peralatan produksi dan safety.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Ahyari, Agus. (2016). Manajemen Produksi Pengendalian Produksi. Yogyakarta : BPFE

[2] Assauri, Sofjan. (2008). Manajemen Produksi dan Operasi. Lembaga Penerbit Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. Jakarta.

[3] Heizer, Barry. (2016). Kualitas Produk. Edisi Sebelas. Jakarta : Salemba Empat.

[4] Rusdiana, M.M. (2014). Manajemen Operasi. Bandung : CV Pustaka Setia

[5] Sugiyono. (2017). Metode Penelitian Kuantitatif, Kualitatif, Dan R & D. Bandung : Alfabeta

[6] American Institute of Chemical Engineering. "Layer of Protection Analysis Simplified Process Risk Assessment". USA. 2001.

[7] American Petroleum Institute. "API STD 520, Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries". USA. 2008.

[8] American Petroleum Institute. "API STD 2000, Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks". USA. 2009.

[9] Chemical Engineering Magazine Team. "Chemical Engineering Magazine ed. February 2013 page 35, Sizing Pressure-Relief Valves". Access Intelegence. USA 2013