



Analisis Keandalan Inspeksi Menara Rig dalam Operasi Pengeboran Minyak dan Gas

Frenky Satria

Magister Terapan K3, Sekolah Vokasi, Universitas Gadjah Mada, Indonesia

Email: satria.ghse@gmail.com

Alamat: Jl. Bulaksumur, Caturtunggal, Depok, Sleman Regency, Special Region of Yogyakarta 55281

*Penulis Korespondensi

Abstract. Preventing accidents during drilling and well service operations is a constant and primary concern for every company or contractor operating in the upstream business. Accident analyses often identify a number of causative factors and/or anomalies, where equipment-related items play a significant role. This article concentrates on the rig inspection process as a consistent method for detecting equipment-related anomalies before operations commence. These inspections allow necessary repairs to be made in a timely manner, thereby limiting the occurrence of accidents after the rig becomes operational. When thorough and systematic rig inspections are performed, the percentage of accidents where equipment failure is the primary cause remains very low. However, the factor of equipment condition contributing to accidents still persists in a significant number of cases. Drilling rig mast inspection is a crucial component in maintaining the safety and efficiency of drilling operations. This inspection process aims to detect structural anomalies and equipment conditions that could affect rig performance. In this study, we analyze the inspection methods applied to rig masts, including visual inspection, non-destructive testing, and condition monitoring. The results of these inspections are expected to identify potential risks and enable necessary repairs before operations begin. Through the implementation of systematic and standardized inspection procedures, companies can reduce the likelihood of accidents and equipment failures, thereby enhancing workplace safety. This study also discusses the importance of training for inspection personnel to ensure they possess the necessary knowledge and skills to detect potential problems that may arise. Thus, drilling rig mast inspection contributes not only to safety but also to overall operational efficiency.

Keywords: API RP 4G Standard; Inspection Methods; Non-Destructive Testing; Operational efficiency; Rig Mast Inspection.

Abstrak. Mencegah terjadinya kecelakaan dalam operasi pengeboran dan layanan sumur adalah perhatian yang konstan dan utama bagi setiap perusahaan atau kontraktor yang beroperasi dalam bisnis hulu. Analisis kecelakaan sering mengidentifikasi sejumlah faktor penyebab dan/atau anomali, di mana item terkait peralatan memainkan peran yang signifikan. Artikel ini berkonsentrasi pada proses inspeksi rig sebagai metode yang konsisten untuk mendeteksi anomali terkait peralatan sebelum operasi dimulai. Inspeksi ini memungkinkan perbaikan yang diperlukan dilakukan tepat waktu, sehingga membatasi terjadinya kecelakaan setelah rig beroperasi. Ketika inspeksi rig yang mendalam dan sistematis dilakukan, persentase kecelakaan di mana kegagalan peralatan adalah penyebab utama tetap sangat rendah. Namun, faktor kondisi peralatan yang berkontribusi terhadap kecelakaan masih tetap ada dalam sejumlah besar kasus. Inspeksi menara rig pengeboran merupakan komponen krusial dalam menjaga keselamatan dan efisiensi operasi pengeboran. Proses inspeksi ini bertujuan untuk mendeteksi anomali struktural dan kondisi peralatan yang dapat mempengaruhi kinerja rig. Dalam penelitian ini, kami menganalisis metode inspeksi yang diterapkan pada menara rig, termasuk pemeriksaan visual, pengujian non-destruktif, dan pemantauan kondisi. Hasil dari inspeksi ini diharapkan dapat mengidentifikasi potensi risiko dan memungkinkan perbaikan yang diperlukan sebelum operasi dimulai. Melalui penerapan prosedur inspeksi yang sistematis dan terstandarisasi, perusahaan dapat mengurangi kemungkinan kecelakaan dan kegagalan peralatan, serta meningkatkan keselamatan kerja. Penelitian ini juga membahas pentingnya pelatihan bagi personel yang melakukan inspeksi untuk memastikan bahwa mereka memiliki pengetahuan dan keterampilan yang diperlukan dalam mendeteksi masalah yang mungkin timbul. Dengan demikian, inspeksi menara rig pengeboran tidak hanya berkontribusi pada keselamatan, tetapi juga pada efisiensi operasional secara keseluruhan.

Kata kunci: API RP 4G Standard; Inspeksi Menara Rig; Metode inspeksi; Pemantauan kondisi; Pengujian Non-Destruktif.

1. LATAR BELAKANG

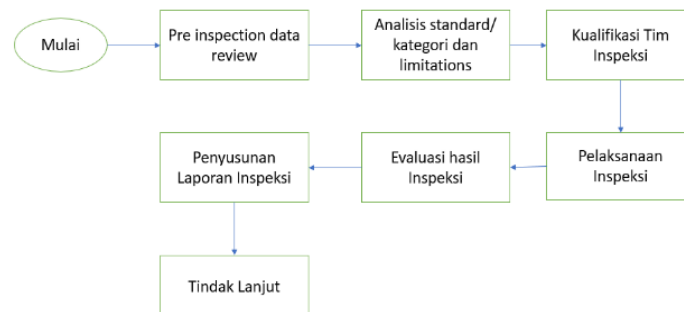
Saat Melakukan Inspeksi API/4G Standar yang digunakan diidentifikasi sebagai praktik "rekomendasi" saja (API, 2014). Jika tidak ada program inspeksi internal yang ditetapkan oleh produsen tertentu, informasi dan formulir yang disediakan dalam standar ini dimaksudkan untuk digunakan sebagai bantuan dan kerangka kerja. Tujuan prosedur ini adalah untuk menetapkan praktik dan program pelatihan khusus untuk Drillmec, Inc. saja.

Kriteria penerimaan dan persyaratan dalam prosedur ini didasarkan pada pengalaman manufaktur sebagai penyedia global untuk struktur dan aspek servis sumur pengeboran yang mengikuti standar domestik dan internasional (Meyer, 2010; Schlumberger, 2015).

Standar yang digunakan meliputi AWS D1.1, AISC, ASTM, TC-1A, Spec 8A, Spec 9A, RP 9B dan API 4F. Pedoman toleransi yang digunakan oleh Drillmec, Inc. mungkin atau mungkin tidak mencerminkan pedoman yang digunakan oleh produsen tertentu. Pedoman toleransi akan digunakan dan dijadikan acuan oleh Drillmec, Inc. untuk semua inspeksi 4G, kecuali jika diinstruksikan sebaliknya oleh klien.

2. METODE PENELITIAN

Prosedur Penelitian (*Flowchart*)



Gambar 1. Tahapan Alur Penelitian.

Kualifikasi Personel yang Melakukan Inspeksi

Personel yang melakukan Inspeksi 4G untuk Drillmec, Inc. harus memenuhi syarat dalam satu atau lebih cara atau disiplin, yaitu seorang Insinyur Profesional Terdaftar, memiliki sertifikat pelatihan yang diakui berdasarkan program pelatihan inspeksi yang terdokumentasi dari pabrikan, seorang inspektur pengelasan bersertifikat AWS dengan materi pelajaran terdokumentasi tambahan, seorang inspektur pengelasan asosiasi bersertifikat AWS dengan materi pelajaran terdokumentasi tambahan, dan seseorang yang melalui pengetahuan, pelatihan, atau pengalaman telah berhasil menunjukkan kemampuan untuk menyelesaikan atau memecahkan masalah yang berkaitan dengan materi fabrikasi dan atau inspeksi logam. (ISO,

2013)

Tinjauan Data Pra-Inspeksi

Sebelum melakukan inspeksi, permintaan untuk tinjauan data yang ada harus dilakukan. Pengguna/pemilik harus menjaga dan menyimpan file peralatan yang berisi informasi penting mengenai tiang atau substruktur yang akan diinspeksi. Catatan ini dapat digunakan terutama untuk menetapkan identifikasi yang jelas dari struktur yang akan diinspeksi (pabrikan asli, nomor seri, peringkat) dan riwayat apa pun yang mungkin mencakup area yang menjadi perhatian yang mungkin diberi fokus tambahan (Baker, 2016).

Dokumen yang termasuk dalam kategori ini adalah gambar perakitan dan area kritis, prosedur internal termasuk kriteria penerimaan, dokumentasi perbaikan dan atau modifikasi, foto perbaikan dan atau modifikasi, catatan uji performa, catatan Inspeksi Kategori III dan IV, prosedur las, kualifikasi tukang las, metode dan hasil NDE, kualifikasi teknisi NDE, MTR, persyaratan penahanan jika berlaku termasuk pola yang direkomendasikan, informasi plat nama (yang harus mencakup pabrik, nomor seri, kapasitas beban kait statis, dan jumlah kabel yang dirangkai)

Kategori dan Batasan Inspeksi

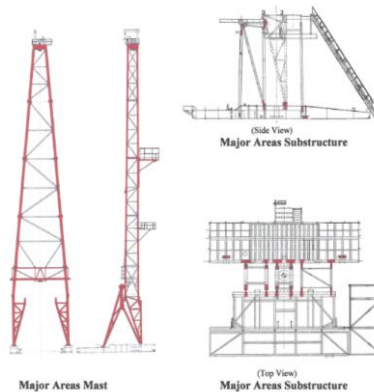
Kategori I dan II Inspeksi Didefinisikan oleh standar API/4G. Umumnya dilakukan oleh personel rig yang ditunjuk oleh pemilik atau pengguna. Tidak akan dilakukan oleh inspektur Drillmec, Inc. Kategori III dan IV Inspeksi, Didefinisikan oleh standar API/4G. Ruang lingkupnya terbatas pada deteksi cacat seperti retak, kerusakan mekanis, korosi, atau keausan pada struktur rekayasa yang ada dalam kerangka kerja berikut: (1) Inspeksi visual CAT III-A: Inspeksi visual semua komponen dan anggota yang menahan beban untuk menentukan kondisi tiang/derik atau substruktur (API, 2014; Ghosh & Saha, 2018). (2) Inspeksi visual CAT IV-A 100%: Inspeksi visual 100% dari semua las termasuk pembongkaran dan pembersihan struktur sejauh yang diperlukan untuk melakukan NDE semua area kritis yang ditentukan dan ketika berlaku, pemeriksaan ultrasonik untuk semua anggota tubular atau tertutup.

Cacat yang dilaporkan selama inspeksi Kategori III dan IV didasarkan pada kriteria penerimaan Drillmec, Inc. yang ditetapkan dalam prosedur ini, kecuali jika diinstruksikan lain oleh klien. Inspeksi Drillmec, Inc. *tidak* akan menyertakan penentuan oleh Inspektur terkait validasi desain asli atau kapasitas struktural dari modifikasi yang dilakukan pada struktur yang ada. Kerusakan yang ditemukan diklasifikasikan menjadi 3 kategori. (1) Mayor: Distorsi geometris atau kerusakan struktural yang signifikan pada komponen pembawa beban utama, termasuk rakitan pengangkat, kaki utama, titik engsel, katrol, atau poros katrol, mahkota, dan

sambungan pin (BSEE, 2019; NIOSH, 2016). (2) Sekunder: Kerusakan atau distorsi pada komponen yang tidak menahan beban utama, termasuk gerts dan pengaku diagonal. (3) Minor: Kerusakan atau distorsi pada peralatan tambahan, seperti tangga, papan monyet, jalan kaki, gantungan penjepit, dll.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Objek Penelitian



Gambar 2. Desain Menara Rig Pengeboran Minyak.

Posisi Tiang dan Derek Selama Inspeksi

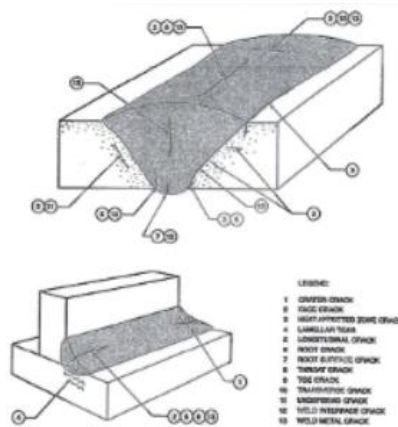
Inspeksi Kategori III hanya dapat dilakukan pada tiang dan derek dalam posisi horizontal agar dapat mengakses las dan semua komponen bantalan beban. Inspeksi Kategori IV hanya dapat dilakukan pada tiang dan derek dalam posisi horizontal agar dapat mengakses semua las dan peralatan tambahan. Selain itu, disarankan agar tiang atau derek di-sandblast dan dapat dilapisi dengan jenis pelapis seng untuk mencegah korosi permukaan selama paparan logam yang tidak terlindungi. Modifikasi yang bergantung pada lokasi dapat diperiksa dengan tiang atau derek dalam posisi tegak tetapi tidak akan dianggap sebagai inspeksi kategori III atau IV.

Weld Inspeksi dan Penerimaan weld kriteria

Inspeksi visual pada las di semua baja dapat dimulai segera setelah las selesai mendingin ke suhu ruang. Pengecualian untuk baja yang termasuk dalam ASTM A 514, A517, A709 Grade 100 dan 100W, baja Tahan Tarik Tinggi yang harus diperiksa secara visual tidak kurang dari 48 jam setelah penyelesaian las.

Kriteria inspeksi las untuk Drillmec, Inc. akan didasarkan pada kategori diskontinuitas yang ditetapkan oleh AWS D1.1/D1.1M 2006 Visual Inspection Acceptance Criteria, yaitu retakan, penggabungan logam las/bahan dasar, penampang crater, profil las yang tidak cukup, undercut, dan porositas.

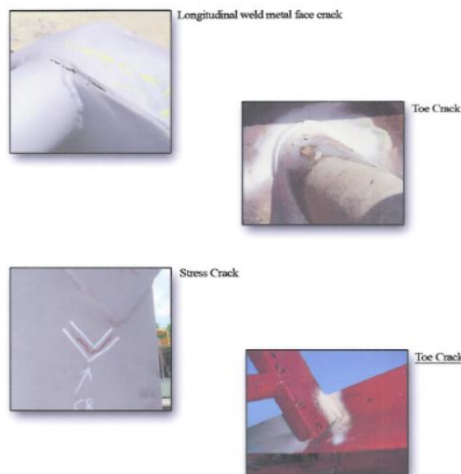
Setiap retakan tidak dapat diterima, terlepas dari ukuran atau lokasinya.



Gambar 3. Contoh Cacat Las: Fusi Yang Tidak Lengkap (Incomplete Fusion).

Fusion menyeluruh harus terjadi di antara lapisan logam las dan di antara logam las dan logam dasar. Fusi yang tidak lengkap adalah diskontinuitas las di mana fusi tidak terjadi di antara logam las dan permukaan fusi atau manik-manik las yang berdekatan. Hal ini biasanya disebabkan oleh teknik pengelasan yang tidak tepat, persiapan logam dasar yang tidak tepat, atau desain sambungan yang tidak tepat, tetapi dapat mencakup panas pengelasan yang tidak mencukupi atau kurangnya akses ke semua permukaan fusi.

Contoh Retakan



Gambar 4. Contoh Cacat Las: Retakan Kawah (Crater Crack).

Semua kawah harus diisi untuk memberikan ukuran las yang ditentukan, kecuali untuk ujung-ujung las fillet intermiten di luar panjang efektifnya. Retakan kawah terjadi di ujung las ketika las diakhiri dengan tidak benar dan paling sering ditemukan pada material dengan koefisien ekspansi termal yang tinggi, seperti baja tahan karat austenitik.

Kecuali ditentukan lain, semua permukaan kontak yang dapat diakses harus digabungkan dengan las fillet 45 derajat yang kontinu. Ukuran las harus 1/16" lebih kecil dari anggota yang lebih ringan dari sambungan hingga ketebalan 5/16" dan 1/8" lebih kecil dari anggota yang lebih ringan dari sambungan hingga ketebalan 3/4".

Untuk tujuan kriteria penerimaan internal Drillmec, Inc., ukuran las fillet dalam setiap bagian kontinu dari las tidak boleh kurang atau lebih dari 20% dari ukuran nominal las dan tidak boleh melebihi 10% dari panjang las.

Kapasitas las, meskipun pada akhirnya merupakan penentuan akhir dari Insinyur, harus didasarkan pada metode yang diterima untuk menentukan kapasitas dan secara umum harus mengikuti kriteria tabel berikut untuk sambungan pin dan dimensi las seperti yang ditunjukkan di bawah ini.

Weld Size (in)	1/16	1/8	3/16	1/2	3/4
1/16 (1.6)	.93k/in	1.31k/in	1.86k/in	2.63k/in	3.11k/in
1/8 (3.2)	1.86k/in	2.63k/in	3.71k/in	5.26k/in	6.22k/in
3/16 (4.8)	2.79k/in	3.94k/in	5.57k/in	7.89k/in	9.33k/in
1/4 (6.4)	3.71k/in	5.26k/in	7.43k/in	10.53k/in	12.44k/in
5/16 (8.0)	4.64k/in	6.56k/in	9.28k/in	13.14k/in	15.51k/in
3/8 (9.5)	5.57k/in	7.89k/in	11.14k/in	15.75k/in	18.58k/in
7/16 (11.1)	6.50k/in	9.19k/in	12.99k/in	18.36k/in	21.65k/in
1/2 (12.7)	7.43k/in	10.53k/in	14.85k/in	20.97k/in	24.22k/in
9/16 (14.3)	8.36k/in	11.81k/in	16.70k/in	23.58k/in	27.79k/in
5/8 (16.0)	9.28k/in	13.14k/in	18.56k/in	26.19k/in	30.36k/in
11/16 (17.4)	10.21k/in	14.44k/in	20.42k/in	28.80k/in	32.93k/in
3/4 (19.0)	11.14k/in	15.75k/in	22.27k/in	31.41k/in	35.50k/in
13/16 (20.6)	12.07k/in	17.06k/in	24.13k/in	34.02k/in	38.07k/in
7/8 (22.2)	12.99k/in	18.36k/in	25.99k/in	36.63k/in	40.64k/in
15/16 (23.8)	13.92k/in	19.69k/in	27.84k/in	39.24k/in	43.21k/in
1" (25.4)	14.85k/in	21.0k/in	29.70k/in	41.85k/in	45.78k/in

Gambar 5. Kapasitas Las Untuk Sambungan Pin.

Pin Connection Design for Fixed Connections									
DESIGN OF PIN CONNECTIONS BASED ON PIN DIMENSIONS									
PIN DIMENSIONS	WELD SIZE	WELD TYPE	WELD LENGTH	WELD AREA	WELD VOLUME	WELD WEIGHT	WELD STRENGTH	WELD DEFLECTION	WELD FATIGUE
1/16	1/16	1/16	1/16	1/16	1/16	1/16	1/16	1/16	1/16
1/8	1/8	1/8	1/8	1/8	1/8	1/8	1/8	1/8	1/8
3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16
1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4
5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16
3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8
7/16	7/16	7/16	7/16	7/16	7/16	7/16	7/16	7/16	7/16
1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
5/8	5/8	5/8	5/8	5/8	5/8	5/8	5/8	5/8	5/8
3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
7/8	7/8	7/8	7/8	7/8	7/8	7/8	7/8	7/8	7/8
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Gambar 6. Dimensi Las Yang Direkomendasikan.

Undercut untuk material kurang dari 1" (25mm) tidak boleh melebihi 1/32" (1mm) untuk panjang akumulasi hingga 2" dalam setiap 12" panjang las kontinu. Undercut untuk material sama dengan atau lebih besar dari 1" (25.4mm) tidak boleh melebihi 1/16" untuk setiap panjang las. Untuk las fillet, tidak diperbolehkan adanya porositas lebih dari 1/8" diameter (3.2mm) atau jumlah semua lubang dengan diameter 1/32" (1mm) atau lebih besar tidak boleh melebihi 3/8" (10mm) dalam setiap inci linier las dan tidak boleh melebihi 3/4" (20mm) lebih dari 12" (300mm) panjang las.

Inspeksi Perbaikan dan Modifikasi

Kriteria penerimaan inspeksi untuk perbaikan dan modifikasi harus didasarkan pada pedoman Praktik Rekomendasi API 4G. Pengelasan perbaikan harus dilakukan dengan menggunakan prosedur pengelasan yang disetujui oleh tukang las yang memenuhi syarat untuk melakukan prosedur pengelasan spesifik tersebut.

Komponen yang menampilkan deviasi harus dilaporkan dan dipertimbangkan untuk diperbaiki/diganti, di antaranya kaki, 1/4 inci (6,4 mm) lengkung dalam 10 kaki (3,048 m), penyangga, 1/2 inci (12,7 mm) lengkung 10 kaki (3,048 m), keselarasan keseluruhan pada struktur 3/4 inci (19,0 mm), diameter pin 1/16 inci (1,6 mm) di bawah ukuran, diameter lubang pin, kurang dari 3 inci (76,2 mm) ukuran berlebihan maksimum 3/16 inci (4,8 mm), diameter lubang pin, 3 inci atau lebih besar 1/4 inci (6,4 mm) ukuran berlebihan maksimum, korosi lebih dari 10% pengurangan di area penampang melintang kink tajam atau menekuk di area lokal, sambungan longgar atau kelengkapan, baut, pin, atau kunci pengaman yang hilang, anggota yang hilang, katrol, rol yang tidak berputar bebas, memiliki retakan, potongan garis, atau potongan alur yang melebihi 1,75 X diameter garis, dan paparan panas yang melebihi 500 F (260 C).



Gambar 7. Contoh Kerusakan Mekanis Dan Perbaikan Pada Komponen Inspeksi dan NDE

Pemeriksaan non-destruktif, saat dilakukan, harus dilakukan menggunakan prosedur yang telah ditinjau dan disetujui oleh ASNT, atau setara, Pemeriksa Tingkat III. Personil yang melakukan NDE, minimal, harus bersertifikat sebagai Teknisi Tingkat II.

Semua las kritis harus diperiksa secara visual 100%. 20% dari las kritis harus diperiksa menggunakan partikel magnetik (MP) atau pengujian penetrasi cair (LP). Inspektur diizinkan untuk memilih area untuk cakupan inspeksi secara acak. Area yang diperiksa harus mencakup area las dan area yang berdekatan hingga 3 inci (76 mm) di kedua sisi las. Area tersebut harus dipindai 100%.

Las yang terkena MT dan PT, selain inspeksi visual, harus dievaluasi berdasarkan persyaratan yang berlaku untuk inspeksi visual. Las yang terkena pemeriksaan UT, selain inspeksi visual, harus dievaluasi berdasarkan kriteria penerimaan sebagaimana ditentukan dalam AWS D1.1, Tabel 6.2 Sambungan Non-Tubular Berbeban Statis. Las yang terkena pemeriksaan RT, selain inspeksi visual. Harus dievaluasi berdasarkan kriteria penerimaan sebagaimana ditentukan dalam AWS D1.

Jika diketahui, semua las penetrasi penuh atau sebagian yang diberi beban tarik hingga 70% atau lebih dari tegangan yang diizinkan, sebagaimana ditentukan oleh desain, harus diperiksa secara ultrasonik atau radiografi. Persyaratan dokumentasi, untuk NDE yang dilakukan, harus menyertakan salinan sertifikasi Tingkat II untuk teknisi yang melakukan NDE dan tanda tangan MT, PT UT, atau laporan RT, yang menunjukkan area yang diperiksa dan membuat penentuan mengenai status lulus atau gagal area yang diperiksa. Di lingkungan korosif (kelembaban, garam, H₂S dll.), aktivitas inspeksi harus mencakup Pemeriksaan Ultrason

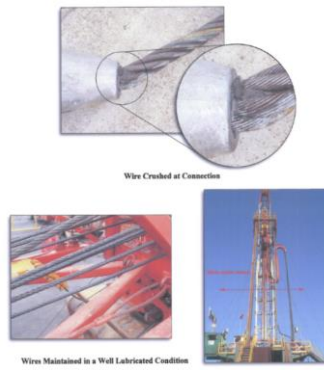
Inspeksi Pad Eyes, Lifting Eyes, dan Koneksi Pin

Pad eyes harus diidentifikasi dengan rating SWL. Lubang harus dikerjakan dengan mesin, las harus diperiksa menggunakan proses NDT. Kontak permukaan ujung kaki, pada koneksi pin, untuk bagian tiang, harus dijaga minimal 85%.



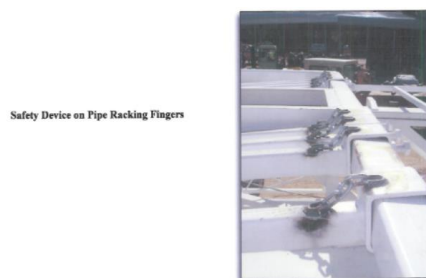
Gambar 8. Inspeksi Visual Pada Pad Eye Dan Sambungan Pin Inspeksi raising line, Guy-line dan Wire rope

Tali kawat yang digunakan sebagai tali penyangga, tali penyelamat, dan tali gantung harus dijaga dalam kondisi terlumasi dengan baik dan dihilangkan dari layanan ketika salah satu dari kondisi berikut ada: tiga (3) kawat putus ditemukan dalam satu (1) panjang bentangan, dua (2) kawat putus ditemukan di ujung sambungan pada lembah untaian, korosi atau karat terlihat, kawat berkarat terlihat di ujung sambungan, sambungan ujung terkorosi, retak, bengkok, aus, atau diterapkan secara tidak tepat, dan bukti adanya simpul, penghancuran, pemotongan, pengerjaan dingin, atau sangkar burung terlihat.



Gambar 9. Kondisi Wire Rope Yang Menunjukkan Tanda-Tanda Aus Dan Putusnya Kawat
Inspeksi Racking Platform

Jari-jari rak pipa harus lurus dan dijamin dengan perangkat pengaman. Platform kerja harus terbuat dari bahan anti selip. Platform rak mungkin terbuat dari baja berkekuatan tinggi khusus, perawatan harus dilakukan untuk memastikan bahwa bahan yang serupa digunakan dalam perbaikan dan penggantian.



Gambar 10. Inspeksi Pada Rak Pipa (Racking Platform) Dan Material Anti-Selip Inspeksi
Substruktur

Inspektur harus memperhatikan bahwa area kritis dari sebuah substruktur adalah area yang berhubungan dengan meja putar, balok putar, koneksi pin, sepatu, dan spreader. Area-area tersebut, serta penyangga set-back, menopang sebagian besar beban dan dianggap penting bagi substruktur.



Gambar 11. Area Kritis Substruktur Rig Yang Menjadi Fokus Inspeksi. Dokumen dan
Catatan Persyaratan

Persyaratan dokumentasi harus terdiri dari bukti objektif yang mendukung semua pekerjaan yang dilakukan, termasuk kualifikasi untuk personel yang melakukan pekerjaan tersebut dan verifikasi bahan dan prosedur yang digunakan dalam modifikasi atau perbaikan struktur yang dimaksud.

Prosedur pengelasan yang telah lolos pra-kualifikasi berdasarkan kepatuhan terhadap semua persyaratan yang berlaku dari Bagian 3 AWS D1.1 Standar untuk Kode Pengelasan Struktural, "Prequalification of WPS", akan dibebaskan dari pengujian kualifikasi. WPS yang tidak memenuhi persyaratan Bagian 3 harus memenuhi syarat dengan pengujian sesuai dengan Bagian 4 AWS D1.1 Standar "Kualifikasi". Welder harus menyerahkan bukti tertulis kualifikasi untuk prosedur khusus yang digunakan dalam perbaikan atau modifikasi struktur yang dimaksud.

Pemeriksaan non-destruktif, baik dilakukan oleh pihak ketiga di luar maupun internal, harus dilakukan menggunakan prosedur yang telah ditinjau dan disetujui oleh seorang penguji ASNT-TC-1A Level III, atau penguji yang memenuhi syarat untuk standar yang diakui oleh ASNT.

Prosedur harus memenuhi persyaratan API 4F Standar, Bagian 10.4.3.1, sehubungan dengan area pemeriksaan. "Area pemeriksaan harus mencakup area las dan area yang berdekatan hingga 3" (76,2 mm) dari las. Area tersebut harus dipindai 100%." Personel yang melakukan pemeriksaan non-destruktif harus menyerahkan sertifikat yang menunjukkan minimal seorang Teknisi Level II.

Laporan non-destruktif yang diajukan harus menunjukkan metode non-destruktif yang digunakan, area yang diperiksa, dan status lulus/gagal. Laporan uji material, yang menunjukkan identifikasi, karakteristik, dan nomor panas dari material dan/atau pengencang yang digunakan untuk modifikasi atau penggantian, juga harus dianggap relevan dengan laporan. Setiap sertifikasi kepatuhan untuk kalibrasi, pengujian, peringkat, pelapisan, dll. juga harus dianggap relevan dengan laporan akhir.

Persyaratan Kalibrasi

Peralatan yang digunakan untuk memeriksa, menguji, atau meneliti bahan atau peralatan lainnya harus diidentifikasi, dikontrol, dikalibrasi, dan disesuaikan pada interval tertentu sesuai dengan prosedur dokumen manufaktur atau konsisten dengan standar industri yang diakui.

Alat dan Peralatan yang Berguna

Karena inspeksi sering dilakukan segera setelah peledakan pasir dari suatu struktur, sikat berbulu kasar merupakan alat yang praktis untuk dimiliki agar tersedia guna menyikat debu berlebih agar dapat memvisualisasikan secara lebih baik seluruh las. Penanda logam berwarna

cerah berguna untuk mengidentifikasi ketidakkontinuan yang terletak dan juga berfungsi sebagai cara untuk menunjukkan area yang membutuhkan pemeriksaan non-destruktif lebih lanjut.

Penggunaan cermin teleskopik genggam dapat membantu untuk inspeksi lasan yang sulit dijangkau atau berada di area yang sulit dilihat. Pengukur pita terkalibrasi merupakan alat penting dan harus selalu disertakan dalam peralatan inspektur. Karena inspeksi sering dilakukan oleh satu inspektur, magnet dan tali dapat menjadi alat yang berguna untuk memungkinkan inspektur menentukan lendutan balok pada rentang tertentu tanpa memerlukan bantuan orang lain.

Karena pengukuran linier seringkali direferensikan ke garis tengah diameter yang diberikan atau ke garis tengah sumur, bandul timbangan merupakan alat yang berguna untuk membangun titik referensi yang diperluas untuk garis pengukuran yang saling berpotongan. Tolok fillet digunakan untuk menentukan profil las yang konsisten di area tertentu. Kaliper digunakan untuk pengukuran deformasi pin dan sambungan pin yang tepat serta pengukuran tepat lainnya yang diperlukan untuk menentukan kesesuaian dengan persyaratan.

Tolok alur digunakan untuk menentukan jumlah deformasi yang terjadi pada alur yang sesuai pada puli. Tes kekerasan Brinell dapat berguna dalam menentukan area terpengaruh panas pada area di mana pengelasan atau perbaikan telah dilakukan secara ekstensif. Tes ultrasonik digunakan untuk menentukan korosi internal pada anggota tubular style. Tes pelapisan digunakan untuk menentukan ketebalan yang diperlukan dari pelapisan epoxy atau zinc.



Gambar 12. Peralatan Inspeksi

Etika dan Inspektur

Inspektur harus dipercayai untuk melindungi kesehatan, keselamatan, properti, dan kesejahteraan individu, klien, atau anggota masyarakat lainnya yang mungkin secara masuk akal termasuk interaksi apa pun dengan keputusan terkait kondisi struktur yang diinspeksi. Inspektur harus segera memberi tahu klien tentang kondisi apa pun yang mungkin membahayakan kesehatan, keselamatan, properti, atau kesejahteraan anggota mana pun yang

mungkin secara masuk akal termasuk interaksi apa pun dengan struktur yang diinspeksi.

Inspektur harus melaporkan dengan cara yang objektif dan jujur, dan berupaya untuk membuat pihak-pihak yang terkena dampak mengetahui kekhawatiran profesional inspektur mengenai konsekuensi dari masalah apa pun yang ditemukan selama inspeksi. Inspektur harus berpraktik hanya di bidang keahlian mereka dan tidak boleh melakukan teknik apa pun yang tidak memenuhi syarat oleh pendidikan atau pengalaman mereka untuk melakukannya. Namun, inspektur dapat menerima tugas yang mencakup verifikasi tahap di luar bidang keahlian inspektur jika tahap lain tersebut ditinjau dan disetujui oleh konsultan, asosiasi, atau karyawan yang berkualifikasi secara hukum.

Inspektur harus menjaga kerahasiaan klien dan menggunakan kehati-hatian yang wajar untuk mencegah pengungkapan atau penggunaan informasi pribadi yang tidak sah mengenai klien. Inspektur tidak boleh menerima kompensasi langsung atau tidak langsung untuk membuat pernyataan palsu atau menyesatkan mengenai inspeksi yang dilakukan pada struktur.

Discontinuity Category and Inspection Criteria	Statically Loaded Nontubular Connections	Cyclically Loaded Nontubular Connections	Tubular Connections (All Levels)
(1) Crack Penetration Any crack shall be unacceptable, regardless of size or location.	X	X	X
(2) Weld/Heat-Affected Metal Fusion Through faults shall exist between adjacent layers of weld metal and between weld metal and base metal.	X	X	X
(3) Crater Cracks All craters shall be filled to provide the specified weld size, except for the ends of intermittent fillet welds outside of their effective length.	X	X	X
(4) Weld Profiles Weld profiles shall be in accordance with 5.24.	X	X	X
(5) Thickness of Inspection Visual inspection of welds in all metals may begin immediately after the completed welds have cooled to ambient temperature. Acceptance criteria for ASTM A 516, A 517, and A 709 Grade 100 and 100 W metals shall be based on visual inspection performed not less than 60 hours after completion of the weld.	X	X	X
(6) Underlaid Welds The size of a fillet weld in any continuous weld may be less than the specified nominal size (L) without correction by the following amounts (U): L specified nominal weld size, in. (mm) U allowable decrease from L, in. (mm) $\leq 3/16$ (13) 1/4 (6) $\leq 1/2$ (13) 1/4 (6)	X	X	X
In all cases, the underlaid portion of the weld shall not exceed 10% of the weld length. On welds or flange welds on girders, underlaid shall be prohibited at the end for a length equal to twice the width of the flange.			
(7) Undercut (A) For material less than 1 in. (25 mm) thick, undercut shall not exceed 1/32 in. (1 mm), with the following exception: undercut shall not exceed 1/16 in. (2 mm) for any circumferential length up to 2 in. (50 mm) in any 12 in. (300 mm) length of weld. (B) For material greater than 1 in. (25 mm) thick, undercut shall not exceed 1/16 in. (2 mm) for any length of weld. (C) For primary members, undercut shall be no more than 0.01 in. (0.25 mm) deep when the weld is transverse to tensile stress under any design loading condition. Undercut shall be no more than 1/32 in. (1 mm) deep for all other cases.	X		
(8) Porosity (A) CJP groove welds in butt joints transverse to the direction of compressive tensile stress shall have no visible piping porosity. For all other groove welds and for fillet welds, the size of the visible piping porosity (1/32 in. (1 mm) or greater in diameter shall not exceed 30 in. (10 mm) in any linear inch of weld and shall not exceed 10 in. (25 mm) in any 12 in. (300 mm) length of weld. (B) The frequency of piping porosity in fillet welds shall not exceed one in each 8 in. (200 mm) of weld length and the maximum diameter shall not exceed 1/32 in. (1 mm). (C) For fillet welds connecting stiffeners to webs, the size of the diameter of piping porosity shall not exceed 3/16 in. (5 mm) in any linear inch of weld and shall not exceed 3/16 in. (5 mm) in any 12 in. (300 mm) length of weld. (D) CJP groove welds in butt joints transverse to the direction of compressive tensile stress shall have no piping porosity. For all other groove welds, the frequency of piping porosity shall not exceed one in 4 in. (100 mm) of length and the maximum diameter shall not exceed 3/32 in. (2.5 mm).	X		
(9) CJP Groove Welds The frequency of piping porosity in fillet welds shall not exceed one in each 8 in. (200 mm) of weld length and the maximum diameter shall not exceed 1/32 in. (1 mm). (A) For fillet welds connecting stiffeners to webs, the size of the diameter of piping porosity shall not exceed 3/16 in. (5 mm) in any linear inch of weld and shall not exceed 3/16 in. (5 mm) in any 12 in. (300 mm) length of weld. (B) The frequency of piping porosity in fillet welds shall not exceed one in each 8 in. (200 mm) of weld length and the maximum diameter shall not exceed 1/32 in. (1 mm). (C) For fillet welds connecting stiffeners to webs, the size of the diameter of piping porosity shall not exceed 3/16 in. (5 mm) in any linear inch of weld and shall not exceed 3/16 in. (5 mm) in any 12 in. (300 mm) length of weld. (D) CJP groove welds in butt joints transverse to the direction of compressive tensile stress shall have no piping porosity. For all other groove welds, the frequency of piping porosity shall not exceed one in 4 in. (100 mm) of length and the maximum diameter shall not exceed 3/32 in. (2.5 mm).	X	X	X

Note: For "X" indicates applicability for the connection type; a shaded area indicates non-applicability.

SECTION 6. INSPECTION

AWS D1.1/D1.1M:2008

Table 6.2
UT Acceptance-Rejection Criteria (Statically Loaded Nontubular Connections) (see 6.13.1)

Discontinuity Severity Class	Weld Size* in. (mm) and Search Unit Angle											
	5/16 through 3/4 [16-20]	3/4 through 1-1/2 [20-38]	1-1/2 through 2-1/2 [38-65]	2-1/2 through 4 [65-100]	4 through 8 [100-200]							
	70°	70°	70°	60°	45°	70°	60°	45°	70°	60°	45°	
Class A	+3 A, lower	+2 A, lower	-2 A, lower	+1 A, lower	+3 A, lower	-3 A, lower	-2 A, lower	0 A, lower	-7 A, lower	-4 A, lower	-1 A, lower	
Class B	+6	+3	-1	+2	+6	-4	-1	+1	-6	-3	0	
			0	+3	+5	-3	0	+2	-5	-2	+1	
Class C	+7	+4	+1	+4	+6	-2	+1	+3	-4	+1	+2	
			+2	+5	+7	+2	+2	+4	+2	+2	+3	
Class D	+8	+2	+3	+5	+8	+3	+3	+5	+3	+3	+4	
	8 up	8 up	8 up	8 up	8 up	8 up	8 up	8 up	8 up	8 up	8 up	

* Weld size in butt joints shall be the nominal thickness of the thinner of the two parts being joined.

Notes:

- Class B and C discontinuities shall be repaired by or less than L, being the length of the larger discontinuity, except that when two or more such discontinuities are not separated by at least 2L, the combined length of discontinuities and their separation distance is equal to or less than the maximum allowable length under the provisions of Class B or C; the discontinuity shall be considered a single acceptable discontinuity.
- Class B and C discontinuities shall not begin at a distance less than 2L from weld ends carrying primary tensile stress. L being the discontinuity length.
- Discontinuity detected at "scanning level" in the root face area of CJP double groove weld joints shall be evaluated using an indicating rating 1 dB more sensitive than described in 5.28.4.5 when such welds are designated as "stress sensitive" on the drawing reviewed 4 dB from the indication using "U". This shall not apply if the weld joint is backgrounded or sound metal to remove the root face and MT used to verify that the root face has been removed.
- ESW or ESW: Discontinuity detected at "scanning level" which exceed 2 in. (50 mm) in length shall be suspected as being piping porosity and shall be further evaluated with radiography.
- For indications that remain on the display as the search unit is moved, refer to 6.13.1.

Class A (large discontinuities):

Any indication in this category shall be rejected regardless of length.

Class B (medium discontinuities):

Any indication in this category having a length greater than 3/4 in. (20 mm) shall be rejected.

Class C (small discontinuities):

Any indication in this category having a length greater than 2 in. (50 mm) shall be rejected.

Class D (minor discontinuities):

Any indication in this category shall be accepted regardless of length or location in the weld.

Sound path* in. (mm)	Above Zero Reference, dB
through 2-1/2 [65 mm]	14
> 2-1/2 through 5 [65-125 mm]	19
> 5 through 10 [125-250 mm]	29
> 10 through 12 [250-300 mm]	39

* The correct return to sound path thickness: NOT material thickness.

Gambar 15. Formulir Laporan Inspeksi Visual

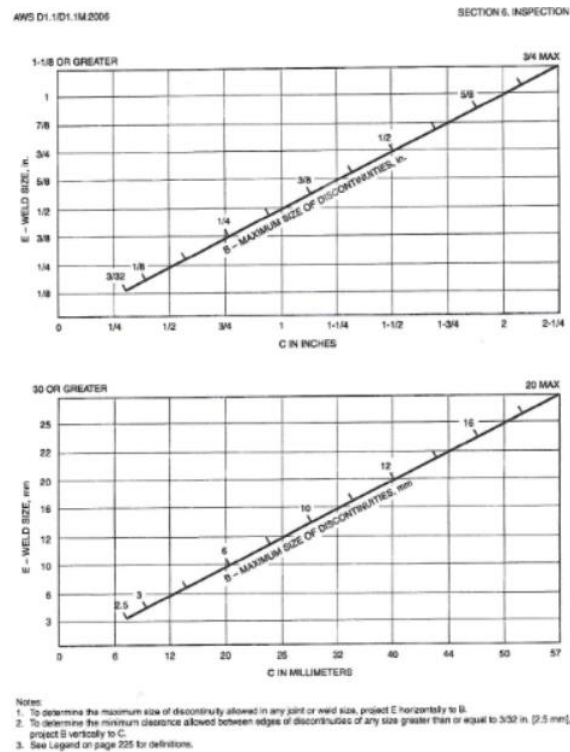


Figure 6.1—Weld Quality Requirements for Elongated Discontinuities as Determined by RT for Statically Loaded Nontubular Structures (see 6.12.1.1)

Gambar 16. Acceptance Criteria for Elongated Discontinuities.

Pembahasan

Hasil dan pembahasan Non-Destructive Testing (NDT) menggunakan API RP 4G berfokus pada prosedur inspeksi dan pemeliharaan peralatan pengeboran dan struktur terkait. API RP 4G menetapkan pedoman untuk memastikan bahwa semua komponen dapat di inspeksi tanpa merusak fungsinya. Berikut adalah beberapa poin penting mengenai hasil dan pembahasan NDT menggunakan API RP 4G:

Tujuan NDT dalam API RP 4G

Tujuan NDT dalam API RP 4G adalah memastikan integritas struktural peralatan pengeboran, mendeteksi cacat atau kerusakan yang tidak terlihat secara visual, dan meminimalkan risiko kegagalan peralatan yang dapat menyebabkan kecelakaan.

Metode NDT yang Digunakan

Metode NDT yang Digunakan adalah Ultrasonic Testing (UT): Menggunakan gelombang suara untuk mendeteksi cacat dalam material, Magnetic Particle Testing (MT): Menggunakan partikel magnetik untuk menemukan retakan di permukaan logam, dan Dye Penetrant Testing (PT): Menggunakan cairan penetran untuk mengidentifikasi cacat permukaan.

Prosedur dan Standar

Prosedur dan standar yang diikuti adalah yang ditetapkan dalam API RP 4G untuk setiap metode NDT. Melakukan pelatihan dan sertifikasi bagi teknisi NDT untuk memastikan kompetensi. Mencatat dan melaporkan hasil inspeksi.

Hasil yang Diharapkan

Hasil yang diharapkan adalah Identifikasi dini terhadap potensi masalah yang dapat mempengaruhi operasi. Peningkatan keselamatan kerja dan pengurangan biaya pemeliharaan, dan Peningkatan umur pakai peralatan melalui pemeliharaan yang tepat.

NAME OF MATERIAL : BOTTOM MAIST		MATL : Carbon Steel	PROCEDURE NO : ASTM E 709
SERIAL NUMBER : -		TEMP. : AMBIENT	ACC. CRITERIA : See Standard of Acceptance Criteria Table
SIZE / CAPACITY : -			
SURFACE PREPARATION : ☐ AS-WELDED ☐ MACHINING ☐ AS-ROLLED ☐ BLASTING ☐ AS-FORGED ☐ WIRE BRUSHING ☐ GRINDING			
STAGE OF EXAMINATION : ☐ BEFORE PWHT ☐ AFTER PWHT ☐ BEFORE HYDROTEST ☐ AFTER HYDROTEST ☐ N/A			
MAGNETIZATION TECHNIQUES ☐ Coil ☐ YOKE Serial No : 26468 CAL Date : 31-May-2023 DUE Date : 30-May-2024		EXAMINATION MEDIUM ☐ DRY VISIBLE ☐ WET VISIBLE ☐ WET FLUORESCENT MATERIAL : TRADE NAME : EXP : CLEANER : OKOSHI E-72, 210629 6/29/2026 CONTRAST : OKOSHI M-47, 210626 4/9/2028 MAGNETIC PARTICLE : COLOUR : CONCENTRATION LEVEL :	
MAGNETIZATION CURRENTS : CALIBRATION BLOCK : Serial No : 22367 Weight : 10 lbs		MAGNETIZATION CURRENTS : CALIBRATION BLOCK : Serial No : 22367 Weight : 10 lbs	
Drawing / Sketch / Photograph		Drawing / Sketch / Photograph	
COMMENT : Wet method Magnetic Particle Inspection (MPI) was performed to the material listed above, found no indication.		COMMENT : Wet method Magnetic Particle Inspection (MPI) was performed to the material listed above, found no indication.	
INSPECTION RESULT ACCEPTED		INSPECTION RESULT ACCEPTED	

Gambar 17. Hasil NDT/ MPI Menara

NAME OF MATERIAL : SUBSTRUCTURE		MATL : Carbon Steel	PROCEDURE NO : ASTM E 709
SERIAL NUMBER : -		TEMP. : AMBIENT	ACC. CRITERIA : See Standard of Acceptance Criteria Table
SIZE / CAPACITY : -			
SURFACE PREPARATION : ☐ AS-WELDED ☐ MACHINING ☐ AS-ROLLED ☐ BLASTING ☐ AS-FORGED ☐ WIRE BRUSHING ☐ GRINDING			
STAGE OF EXAMINATION : ☐ BEFORE PWHT ☐ AFTER PWHT ☐ BEFORE HYDROTEST ☐ AFTER HYDROTEST ☐ N/A			
MAGNETIZATION TECHNIQUES ☐ Coil ☐ YOKE Serial No : 26468 CAL Date : 31-May-2023 DUE Date : 30-May-2024		EXAMINATION MEDIUM ☐ DRY VISIBLE ☐ WET VISIBLE ☐ WET FLUORESCENT MATERIAL : TRADE NAME : EXP : CLEANER : OKOSHI E-72, 210629 6/29/2026 CONTRAST : OKOSHI M-47, 210626 4/9/2028 MAGNETIC PARTICLE : COLOUR : CONCENTRATION LEVEL :	
MAGNETIZATION CURRENTS : CALIBRATION BLOCK : Serial No : 22367 Weight : 10 lbs		MAGNETIZATION CURRENTS : CALIBRATION BLOCK : Serial No : 22367 Weight : 10 lbs	
Drawing / Sketch / Photograph		Drawing / Sketch / Photograph	
COMMENT : Wet method Magnetic Particle Inspection (MPI) was performed to the material listed above, found no indication.		COMMENT : Wet method Magnetic Particle Inspection (MPI) was performed to the material listed above, found no indication.	
INSPECTION RESULT ACCEPTED		INSPECTION RESULT ACCEPTED	

Gambar 18. Hasil NDT/ MPI Substructure

4. KESIMPULAN DAN SARAN

Pengujian Non-Destruktif (NDT) yang dilaksanakan sesuai standar API RP 4G merupakan alat vital untuk menjamin integritas dan keselamatan peralatan pengeboran, serta menjadi komponen kunci dalam strategi pemeliharaan proaktif. Penerapan berbagai metodologi NDT seperti Ultrasonic Testing, Magnetic Particle Testing, dan Dye Penetrant Testing memberikan fleksibilitas untuk memeriksa berbagai material dan kondisi secara efektif. Ketaatan pada prosedur terstandarisasi dalam API RP 4G menjamin konsistensi dan akurasi inspeksi, serta memerlukan pelatihan teknisi yang tepat untuk menjaga kualitas dan keandalan. Penerapan yang efektif ini memberikan manfaat ekonomi dan keselamatan yang signifikan dengan mendeteksi cacat yang tidak terlihat dan kegagalan potensial secara dini, sehingga mencegah kecelakaan fatal dan mengurangi biaya pemeliharaan jangka panjang dengan menghindari perbaikan darurat yang mahal atau penggantian peralatan.

Untuk perbaikan berkelanjutan, diperlukan pengembangan teknik NDT dan pelatihan teknisi yang berkelanjutan, serta evaluasi rutin terhadap prosedur yang ada untuk memastikan relevansi dan keefektifannya dalam menghadapi tantangan lapangan yang baru. Selain itu, mengintegrasikan NDT dengan teknologi digital seperti pemantauan berbasis sensor dan perangkat lunak analisis data canggih dapat meningkatkan efisiensi dan akurasi inspeksi, sementara kolaborasi dan komunikasi yang kuat antara tim teknik, manajemen, dan pihak terkait lainnya memperkuat budaya keselamatan dan meningkatkan respons terhadap masalah yang terdeteksi. Kepatuhan ketat terhadap regulasi dan standar industri menunjukkan komitmen terhadap keselamatan dan kualitas. Pada akhirnya, pendekatan NDT yang sistematis dan terstandarisasi, didukung oleh evaluasi program dan umpan balik secara berkala, meningkatkan keandalan operasional, mengurangi risiko, serta berkontribusi pada keberlanjutan dan efisiensi operasi pengeboran secara keseluruhan, dengan berfungsi sebagai bagian integral dari kerangka manajemen risiko dan pemeliharaan yang lebih luas.

DAFTAR REFERENSI

- API (American Petroleum Institute). (2014). API Recommended Practice 4G: Recommended practice for the inspection of drilling structures. American Petroleum Institute.
- API (American Petroleum Institute). (2017). API RP 7G-2: Recommended practice for inspection of drill stem elements. American Petroleum Institute.
- ASTM International. (2019). ASTM E165/E165M-20: Standard guide for liquid penetrant testing. ASTM International.

- ASTM International. (2020). ASTM E1444/E1444M-20: Standard guide for magnetic particle testing. ASTM International.
- Baker, R. C. (2016). Non-destructive testing in the oil and gas industry: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 156–165. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.04.021>
- Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE). (2019). Safety and environmental management systems: A guide for the oil and gas industry. BSEE.
- Ghosh, A., & Saha, A. (2018). Advances in non-destructive testing techniques for oil and gas applications. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), 275–295. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2018.091234>
- ISO (International Organization for Standardization). (2013). ISO 9712: Non-destructive testing—Qualification and certification of NDT personnel. ISO.
- Liu, Y., & Zhang, X. (2020). Application of ultrasonic testing in the inspection of drilling equipment. *Journal of Non-Destructive Testing*, 25(4), 45–52.
- Meyer, R. J. (2010). *Drilling engineering*. Gulf Professional Publishing.
- National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH). (2016). Preventing falls from elevation in oil and gas exploration and production: A guide for workers. U.S. Department of Health and Human Services.
- Schlumberger. (2015). *Drilling engineering: A complete handbook*. Schlumberger.
- Smith, J. P., & Brown, L. K. (2019). Rig inspection practices and safety performance in offshore drilling operations. *Journal of Energy Safety and Technology*, 12(2), 89–104. <https://doi.org/10.1016/j.esat.2019.04.003>
- Thomas, G. H., & White, R. D. (2021). Condition monitoring approaches for drilling rig structures: A reliability perspective. *Energy Engineering Journal*, 118(3), 211–228. <https://doi.org/10.1080/01998595.2021.1874562>
- Zhang, W., & Li, H. (2022). Safety risk assessment of drilling rigs using integrated inspection and predictive maintenance. *Journal of Petroleum Technology*, 74(6), 66–75. <https://doi.org/10.2118/jpt-2022-06-066>