BAND III · EXPERTENHANDBUCH

OFFSHORE OIL & GAS

DAS GROSSE EXPERTENHANDBUCH

Asset Integrity, Decommissioning, Digitalisierung und Zukunftssysteme



HANS-JÜRGEN GÖBEL

10.000 STUNDEN OFFSHORE-PRAXIS

KOSTENLOSE LESEPROBE

RECHTLICHE ANGABEN

Impressum und wichtiger Hinweis

Digitale Shop-Ausgabe 2026 · Band III

Autor, Herausgeber und verantwortlich für den Inhalt
Hans-Jürgen Göbel | Otzbergstraße 7 | 64832 Babenhausen | Deutschland
kontakt@goebel-ebooks.de | www.goebel-ebooks.de

Copyright

© 2026 Hans-Jürgen Göbel. Alle Rechte vorbehalten. Das Werk einschließlich aller Texte, Tabellen, Grafiken und Abbildungen ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der gesetzlichen Grenzen des Urheberrechts bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung des Rechteinhabers.

Redaktion und Abbildungen

Autor und fachliche Verantwortung: Hans-Jürgen Göbel. Abbildungen und vereinfachte Modelle dienen der Erklärung; sie sind keine freigegebenen Konstruktions- oder Betriebsunterlagen. Marken- und Produktnamen können geschützte Kennzeichen ihrer jeweiligen Rechteinhaber sein.

Fachlicher und sicherheitsrechtlicher Hinweis

Dieses Fachbuch dient der Information und Weiterbildung. Es ersetzt weder zertifizierte Ausbildung noch Gefährdungsbeurteilungen, Herstellerunterlagen, Betreiberanforderungen oder freigegebene Arbeits- und Sicherheitsverfahren. Offshore-Arbeiten dürfen nur von qualifizierten und autorisierten Personen durchgeführt werden. Die Inhalte sind keine Arbeitsfreigabe.

Aktualität und externe Links

Grundlage ist die 1. Auflage 2026 (Faktenstand laut Buchvorlage: August 2026). Die Anpassung als Shop-Ausgabe umfasst Impressum, Navigation und Empfehlungen; sie ist keine fachliche Neubewertung der Kapitel. Vor praktischer Anwendung sind aktuelle Gesetze, Normen und projektspezifische Originalunterlagen zu prüfen. Externe Inhalte können sich ändern und liegen in der Verantwortung ihrer jeweiligen Anbieter.

Hinweis zur PDF-Ausgabe

Diese PDF ist für den persönlichen Gebrauch des Käufers bestimmt. Gesetzlich erlaubte Nutzungen bleiben unberührt. Inhaltsverzeichnis, PDF-Lesezeichen sowie Kontakt- und Shoplinks sind anklickbar. Die Seitenzählung der Buchvorlage bleibt erhalten. Ein Klick auf den Seitenfuß führt zurück zum Inhaltsverzeichnis.

KOSTENLOSE LESEPROBE

Einblick in Band III

Asset Integrity, Decommissioning, Digitalisierung und Zukunftssysteme

Diese Leseprobe enthält ausgewählte Originalseiten der digitalen Shop-Ausgabe und das vollständige Kapitel 38 über Asset Integrity Management, Inspektionsstrategien und risikobasierte Instandhaltung.

Die Vollausgabe umfasst 321 Seiten und 23 Kapitel. Die auf den Originalseiten gedruckten Buchseitenzahlen bleiben erhalten. Die PDF-Seitenzählung dieser Leseprobe weicht davon ab.

Direkt zum gewünschten Abschnitt

Inhaltsverzeichnis der Vollausgabe →

Haftungs- und Sicherheitshinweis →

Persönliches Vorwort →

Über den Autor →

Einführung in Band III →

Kapitel 38 vollständig lesen →

Die Inhaltsübersicht zeigt den gesamten Band. Einträge außerhalb der Leseprobe führen zur Abschlussseite mit dem Link zur Vollausgabe. Ein Klick auf den Seitenfuß bringt dich zu dieser Übersicht zurück.

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

INHALT

VORSPANN

Haftungs- und Sicherheitshinweis 8
Widmung 9
Persönliches Vorwort 10
Der Autor 12
Warum dieses Buch? 13
So benutzt Du dieses Handbuch 14
Einführung: Vom sicheren Weiterbetrieb zur Zukunftsfähigkeit 16

TEIL VIII · ASSET INTEGRITY, INSPEKTION UND INSTANDHALTUNG

38 Asset Integrity Management, Inspektionsstrategien und risikobasierte Instandhaltung 18
39 Korrosionsmanagement, Werkstoffauswahl, Beschichtungssysteme und kathodischer Schutz 31
40 Prüfplanung, zerstörungsfreie Prüfung und digitale Zustandsüberwachung 44
41 Instandhaltungsstrategien, Reliability, Turnaround-Planung und Ersatzteilmanagement 57
42 Lebensdauerverlängerung, Brownfield-Modifikationen und technische Requalifizierung 70

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

INHALT

TEIL IX · STILLLEGUNG, RÜCKBAU UND NACHNUTZUNG

43 Stilllegungsstrategie, Decommissioning-Planung und regulatorische Vorbereitung 83
44 Well Plug and Abandonment: dauerhafte Barrieren und Verifikationsmethoden 95
45 Anlagenreinigung, Trennung, Demontage und Offshore-Rückbauausführung 107
46 Materialkreisläufe, Onshore-Demontage, Recycling, Entsorgung und Umweltmonitoring 120
47 Nachnutzung von Offshore-Infrastruktur für Offshore-Wind, CCS und Wasserstoff 133

TEIL X · DIGITALISIERUNG, TRANSFORMATION UND OFFSHORE-ZUKUNFT

48 Digitale Transformation, Datenarchitektur und digitaler Zwilling im Offshore Asset Lifecycle 146
49 Automatisierung, Robotik, autonome Inspektion, ROV, AUV und Drohnensysteme 158
50 Predictive Maintenance, KI, Condition Monitoring und Reliability Analytics 170
51 OT-Cybersecurity, funktionale Sicherheit und Resilienz vernetzter Offshore-Systeme 182
52 Remote Operations, unbemannte Offshore-Anlagen und integrierte Leitstände 194
53 Elektrifizierung, emissionsarme Energieversorgung und neue Offshore-Energiesysteme 206
54 Klimatische, ökologische und regulatorische Zukunftsanforderungen an Offshore-Projekte 218

INHALT · FORTSETZUNG

Inhaltsverzeichnis

TEIL X · FORTSETZUNG

55 Integrierte Projektökonomie, Investitionsentscheidungen und kommerzielle Risikosteuerung 230

56 Führung, Kompetenz, Organisationsmodelle und Human Performance in Offshore-Projekten 242

57 Integrierte Projekt-Assurance, Independent Review und Executive Decision Gates 254

58 Strategische Zukunftsbilder, Technologie-Roadmaps und Transformationspfade der Offshore-Industrie 266

59 Der integrierte Offshore-Masterplan: Von der Projektidee bis zum sicheren Lifecycle Close-out 278

60 Executive Summary, Gesamtcheckliste und persönliche Offshore-Praxisbilanz 290

BUCHNAVIGATION · NACHWERK

Abkürzungsverzeichnis 302

Deutsch–Englisch-Glossar 305

Einheiten und Umrechnungstabellen 311

Abschlusswort des Autors 312

Danksagung 313

Abschluss des Gesamtwerks 314

Über den Autor 315

Weitere Bücher und Fachwissen 316

Aktualitäts- und Sicherheitshinweis 317

Stichwortregister 318

© 2026 Hans-Jürgen Göbel | PDF-E-Book-Shopausgabe | Seite 7

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

VOR DEM LESEN

Haftungs- und Sicherheitshinweis

Wichtig: Dieses Buch vermittelt Fachwissen. Es ist keine Betriebsanweisung und keine Freigabe zur Durchführung gefährlicher Arbeiten.

Offshore-Arbeiten verbinden hohe Drücke, brennbare Medien, schwere Lasten, elektrische Energie, maritime Bewegung, begrenzte Fluchtwege und komplexe menschliche Schnittstellen. Rückbau und Brownfield-Arbeiten ergänzen unbekannte Zustände, Restenergien und veränderte Tragpfade.

Alle beschriebenen Methoden, Systeme, Prüfungen und Entscheidungsmodelle sind im jeweiligen Projekt gegen geltendes Recht, Betreiberanforderungen, Herstellerunterlagen, Klassenvorgaben, Safety Case, Risikoanalysen und freigegebene Arbeitsunterlagen zu prüfen.

Normen, Regelwerke, technische Standards und behördliche Anforderungen können sich ändern. Maßgeblich ist stets der zum Zeitpunkt der Anwendung gültige und für Standort, Anlage, Flaggenstaat und Küstenstaat verbindliche Stand.

Bei Widersprüchen zwischen diesem Buch und einer verbindlichen projektspezifischen Vorgabe gilt ausnahmslos die genehmigte Vorgabe. Im Zweifel wird die Arbeit angehalten, bis eine belastbare Klärung und Freigabe vorliegt.

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

PERSÖNLICHES VORWORT

Integrität beweist sich über den gesamten Lebenszyklus

Eine Offshore-Anlage ist nicht deshalb sicher, weil sie gestern funktioniert hat. Alterung, Korrosion, Ermüdung, veränderte Betriebsweisen und unvollständige Daten verändern die technische Wahrheit jeden Tag. Weiterbetrieb braucht deshalb mehr als Routine: Er braucht belastbare Zustandsinformationen, klare Grenzen und Entscheidungen, die auch unter wirtschaftlichem Druck standhalten.

In rund 10.000 Stunden Offshore-Praxis habe ich erlebt, dass Integrität selten an einer einzigen Messung hängt. Entscheidend ist die Kette aus Auslegungsbasis, Schadensmechanismus, Prüfqualität, Trend, Engineering-Bewertung, Maßnahme und wirksamer Rückmeldung in den Betrieb.

Band III beginnt mit Asset Integrity und führt über Korrosionsmanagement, Prüfung, Reliability und Lebensdauerverlängerung zur Stilllegung. Danach weitet er den Blick: auf Rückbau, Kreislaufwirtschaft, Nachnutzung, Digitalisierung, autonome Systeme, KI, Cybersecurity, Elektrifizierung und die strategische Zukunft der Offshore-Industrie.

Mein Anspruch bleibt unverändert: Fachwissen soll nicht nur beeindrucken. Es soll Entscheidungen besser, Schnittstellen klarer und Risiken sichtbar machen.

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

PERSÖNLICHES VORWORT · FORTSETZUNG

Zukunft entsteht nicht durch Technik allein

Digitale Zwillinge, Robotik, Remote Operations und künstliche Intelligenz eröffnen enorme Möglichkeiten. Doch ein Algorithmus trägt keine technische Verantwortung. Datenqualität, Modellgrenzen, Cyberresilienz, menschliche Kompetenz und unabhängige Assurance bleiben unverzichtbar.

Auch die Energiewende macht vorhandene Erfahrung nicht wertlos. Sie verändert ihren Einsatz. Offshore-Wind, CCS, Wasserstoff, Elektrifizierung und die Nachnutzung bestehender Infrastruktur verlangen dieselbe Disziplin bei Werkstoffen, Barrieren, Marine Operations, Qualität und Lebenszyklusentscheidungen.

Dieses Buch versteht Decommissioning nicht als nachträgliche Entsorgung, sondern als planbare Projektphase. Es versteht Digitalisierung nicht als Selbstzweck, sondern als Mittel für bessere Entscheidungen. Und es versteht Führung nicht als Organigramm, sondern als Verantwortung für klare Grenzen, kompetente Teams und konsequentes Lernen.

Wenn Band III dazu beiträgt, eine Weiterbetriebsentscheidung belastbarer, einen Rückbau sicherer oder einen Transformationspfad realistischer zu machen, erfüllt er seinen Zweck.

Hans-Jürgen Göbel

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

DER AUTOR

Hans-Jürgen Göbel



Autor · Qualitätsingenieur · Offshore-Praktiker · Unternehmer

Hans-Jürgen Göbel verbindet langjährige praktische Offshore-Erfahrung mit technischem Qualitätsmanagement, Inspektion, Projektarbeit und unternehmerischer Verantwortung. Rund 10.000 Stunden Offshore-Praxis prägen seinen Blick auf Technik, Sicherheit und nachvollziehbare Entscheidungen.

Als Berufstaucher, Qualitätsfachmann und Praktiker arbeitete er an den Schnittstellen von Menschen, Anlagen, Dokumentation und technischer Integrität. Gemeinsam mit seiner Frau Margit baute er die Maritime GmbH auf. Seine Erfahrung reicht von anspruchsvollen Offshore-Einsätzen bis zur Bewertung von Fertigung, Ausrüstung, Abläufen und Qualitätsnachweisen.

In seinen Büchern übersetzt er komplexe Zusammenhänge in verständliche, belastbare Orientierung. Sein Anspruch: Risiken weder dramatisieren noch verharmlosen – sondern zeigen, welche Fragen Fachleute stellen und welche Nachweise eine Entscheidung tragen müssen.

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

EINFÜHRUNG

Vom sicheren Weiterbetrieb zur Zukunftsfähigkeit

Eine Offshore-Anlage durchläuft keinen linearen Weg von neu zu alt. Betrieb, Änderungen, Reparaturen, Lastwechsel, Korrosion und technologische Erneuerung verändern ihren Zustand fortlaufend. Asset Integrity Management macht diese Entwicklung messbar und entscheidbar.

Inspektionsstrategien müssen die tatsächlichen Schadensmechanismen erreichen. Korrosionsschutz, Werkstoffwahl, Beschichtungen und kathodischer Schutz wirken nur als abgestimmtes System. Zerstörungsfreie Prüfung liefert Daten, doch erst qualifizierte Verfahren, bekannte Unsicherheit und Engineering-Bewertung erzeugen einen Integritätsnachweis.

Lebensdauerverlängerung ist keine Kalenderentscheidung. Sie verlangt Requalifizierung von Basisdaten, Lasten, Barrieren, Sicherheitsfunktionen und betrieblichen Grenzen. Brownfield-Modifikationen müssen bestehende Risiken beherrschen und neue Wechselwirkungen kontrollieren.

Wenn das Produktionsende erreicht ist, beginnt ein eigenständiges Großprojekt. Stilllegung, P&A, Reinigung, Demontage, Recycling, Umweltmonitoring und mögliche Nachnutzung brauchen frühe Strategie, regulatorische Klarheit und realistische Rückstellungen.

OFFSHORE OIL & GAS | BAND III

EINFÜHRUNG · FORTSETZUNG

Drei Teile – ein geschlossener Lebenszyklus

Teil VIII · Asset Integrity, Inspektion und Instandhaltung

führt von AIM und Korrosionsmanagement über Prüfplanung und Reliability bis zu Lebensdauerverlängerung und technischer Requalifizierung.

Teil IX · Stilllegung, Rückbau und Nachnutzung

behandelt Decommissioning-Strategie, dauerhafte Bohrlochbarrieren, Offshore- und Onshore-Rückbau, Kreislaufwirtschaft, Umweltmonitoring und neue Nutzungsoptionen.

Teil X · Digitalisierung, Transformation und Offshore-Zukunft

verbindet Datenarchitektur, Robotik, KI, Cybersecurity, Remote Operations, Elektrifizierung, Projektökonomie, Führung, Assurance und strategische Roadmaps.

Die zentrale Frage dieses Bandes lautet nicht: Welche neue Technologie ist verfügbar? Sie lautet: Ist der gesamte Lebenszyklus unter den tatsächlichen Bedingungen technisch, menschlich, regulatorisch und wirtschaftlich nachweisbar beherrscht?

TEIL VIII · ASSET INTEGRITY, INSPEKTION UND INSTANDHALTUNG

Kapitel 38

Asset Integrity Management, Inspektionsstrategien und risikobasierte Instandhaltung



Abbildung 1: Zustandsbasierte Offshore-Inspektion mit UT-Messung und digitalem Anomalienabgleich.

KERNPRINZIP Ein bestandenes Einzelprüfergebnis beweist nicht die Integrität des Assets. Erst das Zusammenspiel aus Auslegungsbasis, Schadensmechanismen, Messqualität, Trend, Barrieren, Restlebensdauer und wirksamen Maßnahmen schafft eine belastbare Weiterbetriebsentscheidung.

Praxiswissen aus rund 10.000 Offshore-Stunden · Faktenstand: 11. August 2026

38.1 Kapitelziel, Abgrenzung und Grundverständnis

Kapitel 37 hat den kontrollierten Übergang vom Ereignis in Recovery und Wiederanlauf beschrieben. Kapitel 38 beginnt mit der technischen Frage, die vor und nach jedem Wiederanlauf beantwortet werden muss: Ist das Asset innerhalb seiner bekannten Grenzen sicher, dicht, tragfähig und funktionsfähig? Asset Integrity Management (AIM) verbindet Auslegung, Betrieb, Inspektion, Wartung, Engineering und Managemententscheidungen zu einem nachweisbaren Lebenszyklus.

Drei Ebenen – ein Integritätsnachweis

- Design Integrity beschreibt, ob Werkstoff, Geometrie, Lastannahmen, Schutzsysteme und Performance Standards für den vorgesehenen Dienst geeignet sind.

- Technical Integrity beschreibt den aktuellen Zustand von Struktur, Druckhülle, Schutzsystemen und sicherheitskritischen Funktionen.
- Operational Integrity stellt sicher, dass Betrieb, Instandhaltung und Veränderungen innerhalb der nachgewiesenen Grenzen bleiben.

Die Ebenen sind voneinander abhängig. Eine korrekt ausgelegte Leitung verliert Integrität durch Korrosion, Ermüdung oder Fehlbetrieb. Eine gute Messung bleibt wertlos, wenn Schadensmechanismus, Messort oder Akzeptanzkriterium falsch sind. AIM macht diese Abhängigkeiten sichtbar und ordnet jeder Entscheidung Daten, Verantwortliche, Frist und Restrisiko zu.

ABGRENZUNG Reliability fragt, ob eine Funktion bei Bedarf verfügbar ist. Integrity fragt, ob das Asset seinen Stoff, seine Last und seine Sicherheitsfunktion beherrscht. Maintenance führt Arbeiten aus. Inspection liefert Zustandsinformationen. Engineering bewertet deren technische Bedeutung. Keine Disziplin kann allein die Betriebsfreigabe erklären.

Die operative Wahrheit

Im Feld zählt nicht, wie viele Prüfberichte geschlossen wurden, sondern ob die relevanten Gefährdungen erkannt und beherrscht sind. Jede Integritätsaussage benötigt ein eindeutig identifiziertes Asset, gültige Basisdaten, erwartete Schadensmechanismen, geeignete Prüftechnik, bewertete Unsicherheit, Trend und dokumentierte Akzeptanz.

38.2 AIM-Governance, SCE/SECE und Verantwortlichkeiten

AIM beginnt mit klarer Governance. Der Betreiber definiert Policy, Standards, technische Autoritäten, Eskalationswege und Akzeptanzgrenzen. Das Safety Case bzw. die Major-Accident-Bewertung identifiziert Safety- und Environment-Critical Elements (SCE/SECE). Für jedes Element beschreiben Performance Standards die geforderte Funktion, Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, Überlebensfähigkeit und Abhängigkeiten.

Vier Rollen im geschlossenen System

- Asset Owner: verantwortet Risiko, Ressourcen, Prioritäten und die formale Betriebsentscheidung.
- Technical Authority: bestätigt technische Basis, Abweichungsbewertung, FFS, Reparaturkonzept und Grenzen.
- Inspection/Integrity Engineer: entwickelt Strategie, bewertet Datenqualität, Trends, Anomalien und Restlebensdauer.
- Operations/Maintenance: hält Betriebsfenster ein, meldet Veränderungen und setzt freigegebene Maßnahmen kontrolliert um.

Unabhängigkeit und Eskalation

Prüffirma, Instandhaltung und Produktion liefern wichtige Informationen, dürfen aber ihre eigene Abweichung nicht ohne technische Bewertung schließen. Bei SCE/SECE-Degradation werden Funktion, Kompensation, Expositionsdauer und kumuliertes Risiko sichtbar geführt. Ein Backlog wird nach Risiko priorisiert, nicht nach organisatorischem Komfort.

PRAXISREGEL Produktionsdruck verändert weder Wanddicke noch Bruchmechanik. Wenn Daten fehlen, darf Unsicherheit nicht als positiver Zustand verbucht werden. Die Entscheidung lautet dann: zusätzliche Prüfung, konservative Einschränkung, Reparatur oder Stillsetzung.

Management of Change und technische Übergabe

Änderungen an Medium, Temperatur, Druck, Chemie, Durchsatz, Stützabständen, Schutzsystemen, Softwarelogik oder Inspektionszugang durchlaufen MOC. Die Integritätsorganisation prüft neue Schadensmechanismen und aktualisiert Register, RBI, Zeichnungen, Prüfpläne, Ersatzteile und Performance Standards. Erst die vollständige Datenrückgabe schließt die Änderung.

38.3 Datenbasis, Asset Register und Integrity Lifecycle

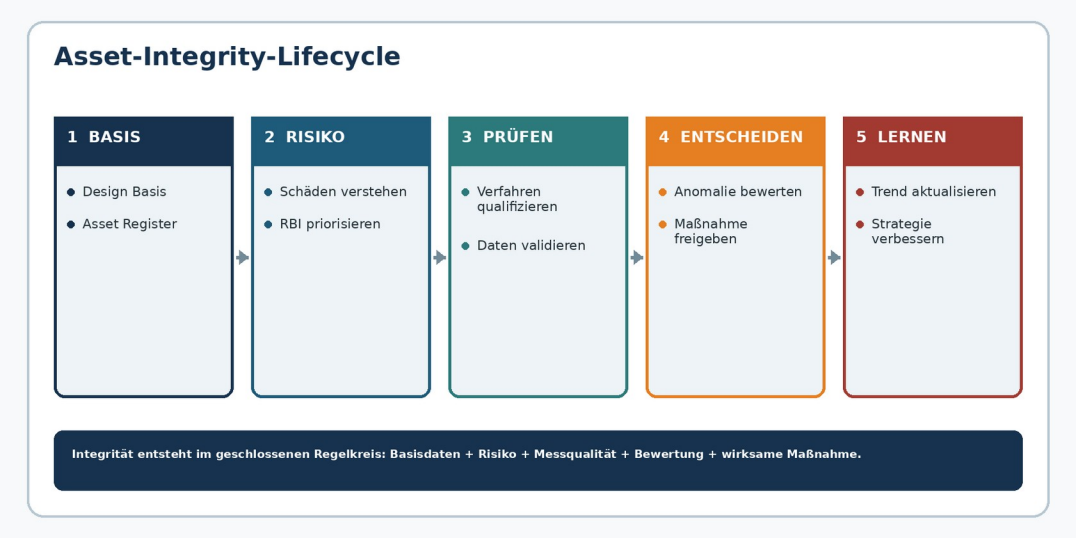


Abbildung 2: Vom belastbaren Basisdatensatz zur lernenden Integritätsstrategie.

Eine belastbare Datenbasis verbindet Tag, System, Funktion, Werkstoff, Spezifikation, Druck-/Temperaturgrenzen, Korrosionszugabe, Herstell- und Prüfunterlagen, Änderungen, Betriebsdaten, Inspektionshistorie, Anomalien und Reparaturen. Fehlende oder widersprüchliche Daten werden als Unsicherheit klassifiziert; sie verschwinden nicht hinter einem grünen Dashboard.

Datenqualität vor Datenmenge

Ein Messpunkt ohne eindeutige Position, Oberfläche, Verfahren, Kalibrierung und Vorwert ist nur eingeschränkt trendfähig. Anlagenkennzeichen, Isometrie, CML/TML, Schweißnahtnummer, Koordinaten und Foto müssen zusammenpassen. Plausibilitätsprüfungen erkennen Einheitenfehler, vertauschte Tags, unrealistische Sprünge und Copy-paste-Daten.

> **MINIMUM-DATENSATZ Was wurde geprüft? Wo exakt? Mit welchem Verfahren, Gerät und Kalibrierstandard? Unter welchen Oberflächen- und Betriebsbedingungen? Welcher Messwert und welche Unsicherheit gelten? Wie lautet Akzeptanz, Trend, Anomalieklasse, nächste Maßnahme und verantwortliche Freigabe?**

38.4 Risikobasierte Inspektion und Instandhaltungsstrategie

Risk-Based Inspection (RBI) ordnet Prüfressourcen dorthin, wo Versagenswahrscheinlichkeit und Konsequenz das höchste Risiko erzeugen. Die Methode ersetzt weder Engineering noch

gesetzliche Mindestprüfungen. Sie schafft eine nachvollziehbare Verbindung zwischen Schadensmechanismen, Inspektionswirksamkeit, Barrieren, Intervall und Entscheidungsbedarf.

RBI als geschlossener Nachweis

- Systemgrenzen, Inventar, Betriebszustände, Werkstoffe und Konsequenzbereiche vollständig festlegen.
- Plausible Schadensmechanismen, Eintrittswahrscheinlichkeit, Unsicherheit und vorhandene Barrieren bewerten.
- Prüfverfahren, Abdeckung, Zugänglichkeit und Probability of Detection dem Mechanismus zuordnen.
- Risiko, Intervall und Umfang durch zuständige technische Autorität genehmigen und bei Änderungen revalidieren.

Qualitative, semi-quantitative und quantitative RBI können geeignet sein. Entscheidend ist nicht die mathematische Eleganz, sondern die Qualität der Eingaben und die Empfindlichkeit gegenüber Unsicherheit. Ein niedriges berechnetes Risiko ist nicht belastbar, wenn Material, Medium, Wanddicke oder Korrosionsrate nur angenommen wurden.

Inspektion und Maintenance verbinden

RBI-Ergebnisse steuern CML/TML, NDT-Verfahren, Turnaround-Umfang, Online-Monitoring, Korrosionsproben, Chemieprogramme und Ersatzteilstrategie. Maintenance-Historie liefert zugleich Hinweise auf Leckagen, wiederkehrende Dichtungsprobleme, Vibration, Ablagerung und schwer zugängliche Schadensorte.

> **RBI-REGEL Ein verlängertes Intervall braucht nachweisbare Risikoreduktion oder belastbare Zustandsdaten. „Bei der letzten Prüfung war nichts“ ist ohne Prüfwirkung, Abdeckung und aktuelle Exposition kein technischer Nachweis.**

Revalidierungsauslöser

RBI wird bei Prozessänderung, Alarmtrend, Korrosionschemie-Abweichung, Fund, Leckage, Reparatur, höherer Last, neuer Schadensinformation, Stillstand, Restart oder Erreichen einer definierten Zeitgrenze aktualisiert. Eine periodische Revision ersetzt nicht die ereignisbezogene Revalidierung.

38.5 Schadensmechanismen und Integrity Operating Windows

Schäden entstehen aus Werkstoff, Umgebung, Belastung und Zeit. Typische Mechanismen sind allgemeine und lokale Korrosion, Erosion, CUI, MIC, CO2-/H2S-Korrosion, Chlorid-SCC, Wasserstoffschäden, Ermüdung, spröder Bruch, Kriechen, Verschleiß und Überlast. Jede Strategie benennt Mechanismus, gefährdete Orte, Initiierungsbedingungen, Wachstumsmodell und geeignete Detektion.

Grenzen nach Mechanismus auswählen

- Korrosion/Erosion: Wasseranteil, Geschwindigkeit, Feststoffe, Temperatur, pH, Inhibitorleistung und Wanddickentrend.
- CUI: Temperaturbereich, Isolationszustand, Wasserpfade, Beschichtung, Geometrie und Öffnungshistorie.
- Ermüdung/Vibration: Lastkollektive, Eigenfrequenzen, Supports, Small-Bore-Verbindungen, Zyklen und Rissdetektion.

- SCC/Wasserstoff: Werkstoffhärte, Spannung, Medium, Temperatur, kathodischer Schutz und Schweißzustand.
- Struktur/Subsea: Wellen- und Betriebslasten, Scour, Freespannung, Marine Growth, CP, Kollision und geotechnische Veränderung.

Integrity Operating Windows (IOW) übersetzen Schadenswissen in überwachte Betriebsgrenzen. Warn- und Alarmstufen lösen definierte Untersuchungen aus. Eine Überschreitung wird nicht nur zurückgesetzt: Dauer, Höhe, betroffene Assets, Schadensfolge und erforderliche Nachprüfung werden bewertet.

> **IOW-ENTSCHEIDUNG Vor Weiterbetrieb müssen Exposition, mögliche Schadensbeschleunigung, vorhandene Daten, Kompensation und Zeitpunkt der Verifikation bestätigt sein. Ein normalisierter Prozesswert heilt keinen bereits entstandenen Werkstoffschaden.**

Korrosionsmanagement als Teamaufgabe

Process, Chemistry, Operations, Inspection und Materials Engineering führen ein gemeinsames Corrosion Control Document. Chemikalienverbrauch allein beweist keine Wirksamkeit. Entscheidend sind Injektion am richtigen Ort, Verteilung, Monitoring, Rücklaufdaten und der korrespondierende Materialtrend.

38.6 Risikomodell, Barrieren und Entscheidungslogik

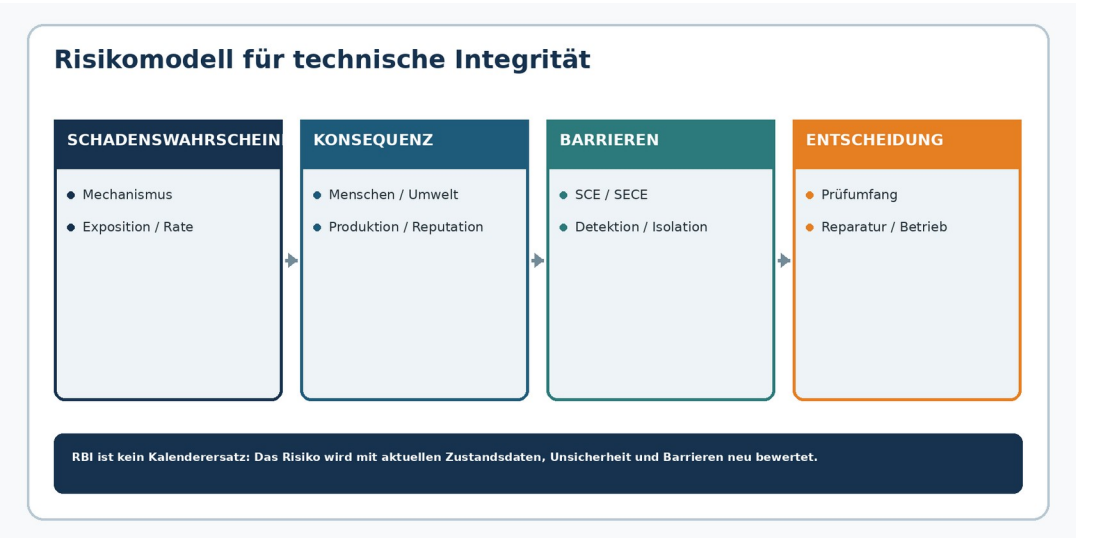


Abbildung 3: Wahrscheinlichkeit, Konsequenz, Barrieren und Maßnahmen als gemeinsames Entscheidungsmodell.

Das Risikomodell verbindet technische Versagenswahrscheinlichkeit mit Sicherheits-, Umwelt-, Produktions- und Reputationsfolgen. Barrieren wie Detektion, Isolation, Druckentlastung, Drainage, Brandschutz und Notabschaltung können Konsequenzen reduzieren, ersetzen aber die Integrität der Primärhülle nicht. Degradierte Barrieren werden kumulativ betrachtet.

Von der Risikozahl zur Entscheidung

- Likelihood basiert auf Mechanismus, Exposition, Alter, Zustand, Prüfwirkung, Unsicherheit und Vergleichsdaten.

- Consequence berücksichtigt Inventar, Druck, Toxizität, Zündpotenzial, Lage, Besetzung, Umweltpfad und Wiederherstellungszeit.
- Barrier Status zeigt Funktion, Teststatus, gemeinsame Fehlerursachen und zeitlich begrenzte Kompensationen.
- Decision Record dokumentiert Annahmen, Alternativen, Restrisiko, Freigabe, Ablaufdatum und Revalidierungsauslöser.

ENTSCHEIDUNGSREGEL Eine Matrixfarbe ist keine Genehmigung. Hinter jeder Risikoklasse stehen technische Akzeptanzkriterien, zuständige Autorität, maximale Expositionszeit und konkrete Aktion. Unsicherheit kann eine höhere Kategorie oder zusätzliche Prüfung erzwingen.

38.7 Prüfverfahren, NDT-Qualität und Messunsicherheit

Die Prüftechnik wird aus Schadensmechanismus, Geometrie, Werkstoff, Oberfläche, Zugänglichkeit und erforderlicher Nachweisgrenze gewählt. VT, UT, PAUT, TOFD, RT/DR, MT, PT, Eddy Current, MFL, Thermografie, Guided Wave, ACPD, ACFM und Leak Testing besitzen unterschiedliche Stärken und Grenzen. Ein Verfahren ist nur geeignet, wenn es den erwarteten Fehler am relevanten Ort mit ausreichender Wahrscheinlichkeit findet.

Prüfqualität technisch absichern

- Verfahren: schriftliche, qualifizierte Anweisung mit Prüfvolumen, Empfindlichkeit, Referenzkörper und Akzeptanz.
- Personal: nach einschlägigem Schema qualifiziert, für Verfahren und Produkt erfahren und unabhängig beaufsichtigt.
- Ausrüstung: identifiziert, kalibriert, funktionsgeprüft und für Temperatur, Oberfläche und Explosionsschutz geeignet.
- Daten: Rohdaten, Scans, Bilder, Koordinaten, Einstellungen, Unsicherheit und Abweichungen revisionssicher speichern.

Probability of Detection ist keine feste Geräteeigenschaft. Sie hängt von Fehlerart, Größe, Orientierung, Oberfläche, Zugang, Scanplan und Prüfer ab. Wiederholbarkeit wird durch Referenzpunkte und vergleichbare Bedingungen verbessert. Abweichende Messungen werden untersucht, nicht automatisch gemittelt.

Validierung und unabhängige Review

Kritische Befunde erhalten Datenreview, Plausibilitätsprüfung und bei Bedarf ein unabhängiges Bestätigungsverfahren. Reparaturbereiche werden vor, während und nach der Arbeit geprüft. Prüfgrenzen und nicht zugängliche Zonen werden im Bericht sichtbar, damit Abdeckung nicht mit Vollständigkeit verwechselt wird.

MESSWAHRHEIT Ein Wert ohne Messunsicherheit und Lokalisierung ist keine belastbare Restlebensdauerbasis. Der Engineering-Wert kann konservativ vom angezeigten Gerätewert abweichen.

Human Factors in der Inspektion

Zeitdruck, schlechte Vorbereitung, Schichtende, Lärm, Kälte, Zugangsprobleme und Erwartungsbias beeinflussen die Qualität. Pre-job Brief, saubere Oberfläche, kontrollierte Scanabdeckung, Pausen und Peer Review sind deshalb technische Barrieren – keine Verwaltungsdetails.

38.8 Strukturen, Drucksysteme, Pipelines und Subsea-Anlagen

Asset Integrity folgt gemeinsamen Prinzipien, benötigt aber systemspezifische Modelle. Tragstrukturen werden über Lastpfade, Ermüdung, Korrosion, Schweißdetails, Anoden, Marine Growth, Scour und Schäden aus Anprall bewertet. Drucksysteme benötigen Mindestwanddicke, lokale Metallverlust- und Rissbewertung, Flansch-/Ventilzustand sowie Schutz gegen Überdruck.

Systembezogene Prüfstrategie

- Topside Piping: CML/TML, Dead Legs, Injection Points, Low Points, CUI-Hotspots und Small-Bore-Verbindungen.
- Pressure Vessels: Innen-/Außenoberfläche, Einbauten, Düsen, Supports, Lining, PSV-Schnittstelle und Prozesshistorie.
- Structures: Splash Zone, Nodes, Weld Details, Grout, J-Tubes, Risers, Conductors und lasttragende Supports.
- Pipelines/Subsea: ILI, ROV, CP, Freespannung, Buckling, Dent/Gouge, Landfall, Tie-ins und geotechnische Lage.
- Rotating Equipment: Vibration, Öl-/Partikelanalyse, Temperatur, Alignment, Dichtsystem und Schutzfunktionen.

Systemgrenzen verhindern Lücken: Rohrleitung endet nicht am Flansch, Struktur nicht am Wasser und Subsea nicht am Riser Hang-off. Übergänge zwischen Disziplinen, Lieferanten und Datenbanken erhalten eindeutige Owner.

Fitness-for-Service und Restlebensdauer

FFS bewertet, ob ein bekanntes Merkmal unter definierten Lasten weiter betrieben werden kann. Die Stufe richtet sich nach Komplexität und Datenlage. Ergebnis sind zulässige Bedingungen, Monitoring, nächste Prüfung, Reparaturtermin und Auslöser für Neubewertung – nicht die Behauptung, das Bauteil sei wieder neuwertig.

> **STOPPREGEL Leckage, instabile Rissanzeige, Unterschreitung kritischer Dicke, unbekannter Hochrisiko-Mechanismus, Verlust tragender Funktion oder ausgefallene erforderliche Barriere erzwingen sofortige Eskalation und gegebenenfalls sicheren Shutdown.**

Schnittstellen und Laständerungen

Zusätzliche Topsides-Lasten, neue Leitungsführungen, temporäre Supports, Marine Growth, geänderte Well Loads oder andere Betriebsdrücke werden nicht lokal freigegeben. Das Gesamtmodell und angrenzende Komponenten sind zu prüfen.

38.9 Anomalien, Reparaturen und Quality Gates

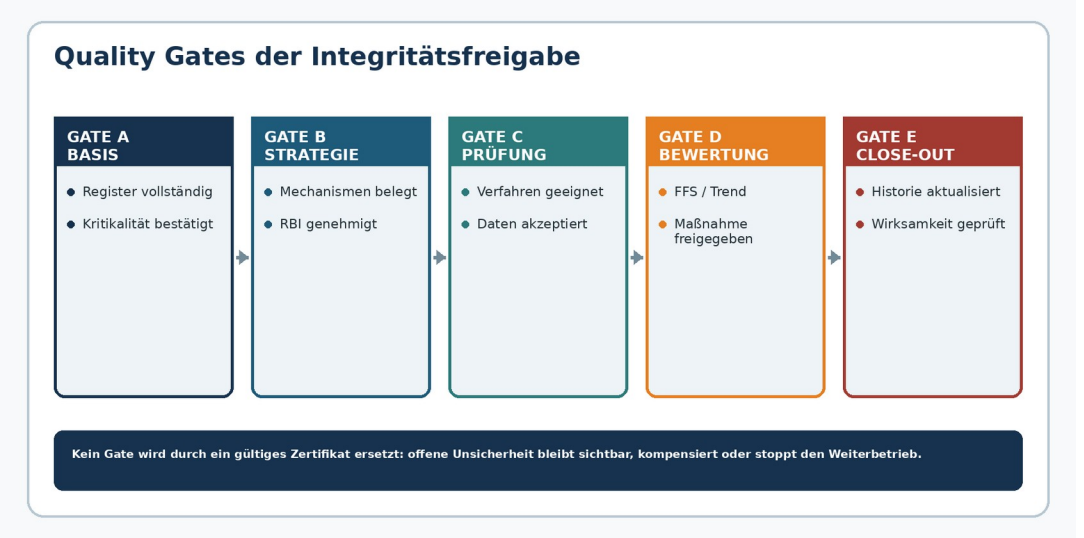


Abbildung 4: Fünf Quality Gates von der Integritätsbasis bis zum wirksamen Close-out.

Eine Anomalie wird von der Erkennung bis zum Abschluss eindeutig verfolgt. Sofortmaßnahmen schützen Menschen und Anlage; Engineering bewertet Bedeutung und Restrisiko. Der Workflow unterscheidet Observation, Indication, Defect und Failure. Nicht jede Anzeige ist unzulässig, aber jede relevante Anzeige braucht Klassifikation und Disposition.

Vier Dispositionswege

- Accept as is: Akzeptanzkriterium, Datenbasis, Betriebsgrenze und Reviewdatum dokumentieren.
- Monitor: Verfahren, Messpunkt, Frequenz, Alarmtrend und Eskalationsschwelle festlegen.
- Repair/Replace: freigegebenes Design, Werkstoff, WPS/NDT, Druckprüfung, MOC und Rückdokumentation.
- Shutdown/Isolate: sicherer Zustand, Umfang, Wiederanlaufbedingungen und unabhängige Verifikation festlegen.

> **CLOSE-OUT-REGEL Eine Work Order schließt die Arbeit, nicht automatisch die Anomalie. Erst As-built-Daten, Prüfresultat, technische Abnahme, Register-/RBI-Update und bestätigte Wirksamkeit schließen den Integrity Record.**

38.10 Lebensdauerverlängerung, Deferred Maintenance und Close-out

Life Extension ist eine neue technische Begründung, keine administrative Verlängerung des ursprünglichen Designs. Sie bewertet tatsächliche Lasten, Materialzustand, Ermüdungsverbrauch, Korrosionsreserven, Obsoleszenz, Schutzsysteme, geänderte Normen, zukünftige Betriebsweise und Decommissioning-Schnittstellen. Datenlücken werden durch Prüfung, konservative Annahmen oder Einschränkungen behandelt.

Deferred Maintenance braucht eine Ablaufzeit

Eine Verschiebung benötigt technische Risikobewertung, kompensierende Maßnahmen, verantwortliche Genehmigung, maximale Dauer und klare Exit Criteria. Wiederholtes Verlängern ohne neue Daten erzeugt versteckte Normalisierung der Abweichung. SCE/SECE-Backlog, Überfälligkeit und gleichzeitige Barrierendegradation werden gemeinsam betrachtet.

Integritätskennzahlen, die Verhalten steuern

- Fällige und überfällige SCE/SECE-Prüfungen nach Risiko und Funktion ausweisen.
- Anomalien nach Alter, Kritikalität, Expositionsdauer und nächster Entscheidung führen.
- IOW-Überschreitungen, Leckagen, Wiederholbefunde und Reparaturversagen trendmäßig auswerten.
- Prüfabdeckung, Datenqualität, CML/TML-Trend und Wirksamkeit von Korrosionskontrollen messen.

Technischer Abschluss und Lernkreis

Close-out aktualisiert Asset Register, Zeichnungen, Inspektionshistorie, RBI, FFS, Reparaturakte, IOW, Ersatzteil- und Turnaroundplan. Lessons Learned werden auf gleichartige Assets übertragen. Die technische Autorität bestätigt, welche Grenzen gelten und wann die nächste unabhängige Entscheidung fällig ist.

> **CLOSE-OUT-KRITERIUM Integrität ist erst belastbar freigegeben, wenn Zustand, Unsicherheit, Restrisiko, Betriebsgrenzen, Maßnahmen, Verantwortliche, Fristen und Wirksamkeitskontrolle in denselben kontrollierten Datenbestand zurückgeführt wurden.**

Kapitelbrücke

Kapitel 38 eröffnet Teil VIII mit dem systematischen Nachweis technischer Integrität. Kapitel 39 kann darauf aufbauen und Korrosion, Werkstoffe, Beschichtungssysteme und kathodischen Schutz als vertiefte Schadens- und Schutzmechanismen behandeln.

Expertencheckliste – Punkte 1 bis 15

Nr.	Prüffeld	Nachweisfrage
1	Governance	Sind AIM-Policy, technische Autoritäten, Eskalationswege und Akzeptanzgrenzen freigegeben?
2	Register	Sind Tag, Funktion, Systemgrenze, Werkstoff, Designbasis und Historie eindeutig?
3	SCE/SECE	Sind kritische Elemente und Performance Standards aktuell und messbar?
4	Barrieren	Werden Degradation, Kompensation, Expositionsdauer und kumuliertes Risiko geführt?
5	MOC	Erreichen Prozess-, Last-, Werkstoff- und Softwareänderungen die Integritätsstrategie?
6	Mechanismen	Sind plausible Schadensmechanismen je Asset, Ort und Betriebszustand dokumentiert?
7	RBI	Sind Wahrscheinlichkeit, Konsequenz, Unsicherheit und Prüfwirkung nachvollziehbar?
8	IOW	Sind degradationsrelevante Warn-/Alarmgrenzen und Reaktionen definiert?
9	Korrosion	Sind Chemie, Inhibitorwirkung, Coupons/Probes und Wanddickentrend konsistent?
10	Prüfplan	Passen Verfahren, Umfang, Intervall und Nachweisgrenze zum Mechanismus?
11	Personal	Sind Prüfer qualifiziert, erfahren und angemessen beaufsichtigt?
12	Ausrüstung	Sind Geräte identifiziert, kalibriert, funktionsgeprüft und geeignet?
13	Zugang	Sind Oberfläche, Isolationsöffnung, Gerüst/Rope Access und Reinstatement kontrolliert?
14	Daten	Sind Rohdaten, Koordinaten, Einstellungen, Fotos und Unsicherheit gesichert?
15	Review	Erhalten kritische Befunde unabhängige technische Datenprüfung?

Bewertung je Punkt: ✓ nachgewiesen · △ teilweise/offen · ✕ nicht nachgewiesen · n. a. begründet

Expertencheckliste – Punkte 16 bis 30

Nr.	Prüffeld	Nachweisfrage
16	CML/TML	Sind Messorte reproduzierbar und mit Isometrie/Koordinaten verknüpft?
17	Trend	Werden Messstreuung, Korrosionsrate und Betriebsänderungen gemeinsam bewertet?
18	Struktur	Sind Lastpfad, Ermüdung, Splash Zone, Scour und Anprallschäden berücksichtigt?
19	Drucksystem	Sind Mindestwanddicke, lokale Schäden, Risse, Flansche und PSVs bewertet?
20	Subsea	Sind CP, Freespannung, ILI/ROV, Buckling, Tie-ins und Landfall abgedeckt?
21	FFS	Sind Lasten, Materialdaten, Fehlergeometrie, Grenzen und Reviewdatum belastbar?
22	Anomalie	Besitzt jeder Befund Klasse, Owner, Disposition, Frist und Eskalation?
23	Reparatur	Sind Design, Werkstoff, WPS/NDT, Prüfung, MOC und As-built geschlossen?
24	Temporär	Sind temporäre Reparaturen markiert, überwacht, befristet und rückbaubar?
25	Backlog	Wird Maintenance nach Risiko statt nur nach Alter priorisiert?
26	Deferred	Sind Kompensation, Ablaufdatum, Genehmigung und Exit Criteria dokumentiert?
27	Life Extension	Sind tatsächliche Lasten, Ermüdung, Korrosion und zukünftiger Dienst bewertet?
28	KPI	Zeigen Kennzahlen Risiko, Überfälligkeit, Datenqualität und Wiederholbefunde?
29	Close-out	Sind Register, RBI, FFS, Zeichnungen, IOW und Historie aktualisiert?
30	Lernen	Werden Befunde auf ähnliche Assets, Standards und Turnaround-Pläne übertragen?

QUALITY GATE Ein roter Punkt bei SCE/SECE-Funktion, unbekanntem Hochrisiko-Mechanismus, Prüfdatenqualität, kritischer Restdicke oder erforderlicher Barriere verhindert eine uneingeschränkte Integritätsfreigabe. Kompensationen sind technisch begründet, genehmigt und befristet.

Fachbegriffe Deutsch–Englisch

Deutsch	Englisch / Abkürzung
Technische Integrität	Technical Integrity
Anlagenintegritätsmanagement	Asset Integrity Management (AIM)
sicherheitskritisches Element	Safety-Critical Element (SCE)
sicherheits-/umweltkritisches Element	Safety and Environment-Critical Element (SECE)
Leistungsstandard	Performance Standard
risikobasierte Inspektion	Risk-Based Inspection (RBI)
Schadensmechanismus	Damage Mechanism
Integritätsbetriebsfenster	Integrity Operating Window (IOW)
Dickenmesspunkt	Condition/Thickness Monitoring Location (CML/TML)
zerstörungsfreie Prüfung	Non-Destructive Testing (NDT)
Nachweiswahrscheinlichkeit	Probability of Detection (POD)
Betriebstauglichkeitsbewertung	Fitness-for-Service (FFS)
Restlebensdauer	Remaining Life
aufgeschobene Instandhaltung	Deferred Maintenance

Das Kapitel in zehn Punkten

- Asset Integrity verbindet Auslegung, aktuellen Zustand und sicheren Betrieb über den gesamten Lebenszyklus.
- SCE/SECE benötigen messbare Performance Standards und sichtbare Behandlung jeder Degradation.
- Ein vollständiges Asset Register verbindet Basisdaten, Historie, Änderungen, Befunde und Reparaturen.
- RBI priorisiert Prüfressourcen nach Wahrscheinlichkeit, Konsequenz, Prüfwirkung und Unsicherheit.
- Schadensmechanismen bestimmen Ort, Verfahren, Intervall und Akzeptanz der Prüfung.
- IOW machen degradationsrelevante Betriebsgrenzen überwachbar und lösen technische Bewertung aus.
- NDT-Qualität hängt von Verfahren, Personal, Oberfläche, Abdeckung, Kalibrierung und Datenreview ab.
- FFS definiert zulässigen Weiterbetrieb mit Grenzen; es erklärt ein Bauteil nicht für neuwertig.
- Anomalien schließen erst nach technischer Disposition, Nachweis und Aktualisierung der Integritätsdaten.
- Life Extension und Deferred Maintenance brauchen Restrisiko, Ablaufdatum und unabhängige Revalidierung.

Arbeitsquellen

Faktenstand: 11. August 2026. Die Primär- und Branchenquellen tragen die Grundsätze dieses Kapitels. Betreiber müssen zusätzlich Küstenstaat, Safety Case, Class-/Verifikationsanforderungen, eigene Engineering Standards, genehmigte RBI-Methodik und installationsspezifische Performance Standards anwenden.

Quelle	Verwendung im Kapitel	Fundstelle
ISO	ISO 55000:2024 – Asset management vocabulary, overview and principles.	https://www.iso.org/standard/83053.html
ISO	ISO 55001:2024 – Requirements for an asset management system.	https://www.iso.org/standard/83054.html
API	API RP 580, Risk-Based Inspection, 4th Edition (2023).	https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp580
API	API 579-1/ASME FFS-1 – Fitness-For-Service assessment procedures.	https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/api-579
API	API RP 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment.	https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp-571
DNV	DNV-RP-G101 – Risk based inspection of offshore topsides static mechanical equipment.	https://www.dnv.com/energy/standards-guidelines/dnv-rp-g101-risk-based-inspection-of-offshore-topsides-static-mechanical-equipment/
HSE	Offshore asset integrity and ageing – guidance and key programme findings.	https://www.hse.gov.uk/offshore/ageing.htm
Projektbezug	Kapitel 37: Recovery, Wiederanlauf und technische Freigabe nach Ereignissen.	Internes Kapitel dieses Handbuchs

WEITERLESEN

Dein nächster Schritt

Das war Kapitel 38. Die Vollausgabe führt dich weiter durch den Lebenszyklus von Offshore-Anlagen – von technischer Integrität über Rückbau und Nachnutzung bis zu digitalen und neuen Energiesystemen.

Asset Integrity und Instandhaltung

Korrosionsmanagement, Prüfplanung, Reliability und Lebensdauerverlängerung.

Stilllegung, Rückbau und Nachnutzung

Decommissioning, Well Plug and Abandonment, Recycling, Offshore-Wind, CCS und Wasserstoff.

Digitalisierung und Zukunftssysteme

Digitale Zwillinge, Robotik, KI, OT-Cybersecurity, Remote Operations und strategische Projektplanung.

321 Seiten · 23 Kapitel · PDF-E-Book
Mit Abbildungen, Checklisten, Glossar und Stichwortregister.

Jetzt die vollständige Ausgabe entdecken

www.goebel-ebooks.de

Hans-Jürgen Göbel
kontakt@goebel-ebooks.de