

DIN EN ISO 16530-1

ICS 75.180.10

Einsprüche bis 2015-07-15

Entwurf

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Bohrungsintegrität –
Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung (ISO/DIS 16530-1:2015);
Deutsche und Englische Fassung prEN ISO 16530-1:2015**

Petroleum and natural gas industries –

Well integrity –

Part 1: Life cycle governance (ISO/DIS 16530-1:2015);

German and English version prEN ISO 16530-1:2015

Pétrole et industries du gaz naturel –

Intégrité du puits –

Partie 1: Gouvernance du cycle de vie (ISO/DIS 16530-1:2015);

Version allemande et anglaise prEN ISO 16530-1:2015

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2015-05-15 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des DIN unter www.entwuerfe.din.de bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an noeg@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/stellungnahme oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG), 10772 Berlin (Hausanschrift: Burggrafenstr. 6, 10787 Berlin).

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 262 Seiten

DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG)

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 16530-1:2015) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“, Subkomitee SC 4 „Drilling and production equipment“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ (Sekretariat: AFNOR, Frankreich) erarbeitet.

Für Deutschland hat hieran der Arbeitskreis NA 109-00-01-04 AK „Bohr- und Fördereinrichtungen - Spiegelausschuss zu ISO/TC 67/SC 4“ im DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) mitgearbeitet.

Das Ausgabedatum des Europäischen Norm-Entwurfs stand zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses DIN-EN-ISO-Entwurfs noch nicht fest; der prEN ISO wird jedoch vom CMC unter der angegebenen prEN-Nummer demnächst zur CEN-Umfrage verteilt. Um der deutschen Öffentlichkeit eine möglichst lange Einspruchsfrist einzuräumen, wurde dieser Norm-Entwurf bereits vorab veröffentlicht.

Dieser Norm-Entwurf enthält neben den gesetzlichen Einheiten auch die Einheiten „°F“, „ft“, „in (inch)“ und „psi (psig)“ die in Deutschland nicht zugelassen sind. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Anwendung dieser Einheiten im nationalen amtlichen und geschäftlichen Verkehr aufgrund des Gesetzes über Einheiten im Messwesen nicht zulässig sind. Die Angabe dieser Einheiten dient lediglich als Hilfe im amtlichen und geschäftlichen Verkehr (z. B. bei Einfuhr und Ausfuhr) mit solchen Staaten, die diese Einheiten anwenden.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung der prEN ISO 16530-1 beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen Text.

Umrechnung:

Nicht-SI-Einheit	SI-Einheit	Umrechnung	
°F	°C	°C	= (5/9) (°F-32)
ft	m	1 ft	= 0,304 8 m
in (inch)	mm	1 inch	= 25,4 mm
psi (psig)	kPa	1 psi	= 6,894 757 kPa

Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohrungsintegrität — Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung (ISO/DIS 16530-1:2015)

Pétrole et industries du gaz naturel — Intégrité du puits — Partie 1 : Gouvernance du cycle de vie (ISO/DIS 16530-1:2015)

Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance (ISO/DIS 16530-1:2015)

ICS:

Deskriptoren:

Dokument-Typ: Europäische Norm
Dokument-Untertyp:
Dokumentstufe: parallele Umfrage
Dokumentsprache: D

STD Version 2.5a

Inhalt

	Seite
Vorwort	6
Einleitung.....	7
1 Anwendungsbereich	9
2 Begriffe	10
3 Abkürzungen	17
4 Gemeinsame Elemente des Lebenszyklus der Bohrlochintegrität	19
4.1 Allgemeines	19
4.2 Bohrlochintegrität.....	19
4.3 Bohrlochintegritätsstrategie.....	20
4.4 Bohrlochintegritätsmanagementsystem	20
4.5 Risikoanalyse	20
4.5.1 Allgemeines	20
4.5.2 Risikoregister.....	21
4.5.3 Risikoprofil des Bohrlochtyps.....	22
4.6 Organisationsstruktur und Angaben	22
4.7 Absperrungen	22
4.7.1 Allgemeines	22
4.7.2 Absperrungsphilosophie	23
4.7.3 Bohrlochabsperrungen	23
4.7.4 Betriebliche Absperrungen.....	25
4.7.5 Menschliche Absperrungen.....	25
4.7.6 Administrative Kontrollen	26
4.8 Leistungsnormen für Ausrüstung.....	26
4.8.1 Allgemeines	26
4.8.2 Bohrloch-Betriebsgrenzen.....	27
4.9 Bohrlochabsperrungsverifizierung.....	27
4.9.1 Allgemeines	27
4.9.2 Funktionsprüfung	27
4.9.3 Dichtheitsprüfung	28
4.9.4 Durchflussrichtung.....	29
4.9.5 Temperatúrauswirkungen	29
4.9.6 Modellverifizierung	29
4.10 Berichte und Dokumentation.....	30
4.10.1 Allgemeines	30
4.10.2 Statusbericht über die Bohrlochintegrität	30
4.10.3 Während der Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs abzuliefernde Leistungen	31
4.10.4 Prozess der Bohrlochübergabe	32
4.11 Änderungsmanagement.....	32
4.11.1 Allgemeines	32
4.11.2 MOC-Prozess.....	32
4.11.3 Befreiung vom WIMS	33
4.12 Fortlaufende Verbesserung	33
4.12.1 Allgemeines	33
4.12.2 Schlüsselleistungskennzahl-Monitoring	34
4.12.3 Projekterfahrung	34
4.13 Audit.....	34
4.13.1 Allgemeines	34

4.13.2	Auditprozess	34
5	Auslegungsgrundlagenphase	35
5.1	Ziele der Auslegungsgrundlagenphase	35
5.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	36
5.3	Bohrlochabsperrungen	37
5.4	Identifizierung und Analyse von Gefährdungen	37
5.5	Abzuliefernde Leistungen	37
5.5.1	Allgemeines	37
5.5.2	Bereitzustellende allgemeine Angaben	38
5.5.3	Ziele und Lebenszyklus des Bohrlochs	38
5.5.4	Lokation und Zielpunkte des Bohrlochs	39
5.5.5	Prognosen zu geologischen Formationen, Porendruck, Formationsfestigkeit und Temperatur	39
5.6	Anforderungen an die Datenerfassung	40
5.6.1	Allgemeines	40
5.6.2	Sonstige Angaben zur Bohrlochintegrität	40
5.6.3	Förder- und Injektionseigenschaften mit Einfluss auf die Bohrlochintegrität während des Lebenszyklus	41
5.6.4	Qualitätssicherungs- und Abnahmeprozess	41
6	Bohrlochauslegungsphase	41
6.1	Ziele der Bohrlochauslegungsphase	41
6.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	42
6.3	Risikokontrollen in der Bohrlochauslegung	43
6.3.1	Risikoregister	43
6.3.2	Projekterfahrung	43
6.3.3	Risikobetrachtungen für den Lebenszyklus eines Bohrlochs	43
6.3.4	Zusätzliche Betrachtungen während der Bohrlochauslegung	44
6.4	Bohrlochabsperrungen	46
6.4.1	Allgemeines	46
6.4.2	Bohrlochabsperrrplan	47
6.4.3	Leistungsnormen für die Auslegung der WBEs	47
6.4.4	Verifizierung der endgültigen Bohrlochabsperrung	48
6.4.5	Notabschaltungs-(ESD-)Sicherheitssysteme	48
6.5	Bohrloch-Betriebsgrenzen	49
6.6	Störfallplanung für die Bohrlochkonstruktion	50
6.7	Überwachungs- und Monitoringanforderungen	50
6.8	In der Bohrlochauslegungsphase abzuliefernde Leistungen, Berichte und Dokumentation	50
7	Konstruktionsphase des Bohrlochs	51
7.1	Ziele der Konstruktionsphase des Bohrlochs	51
7.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	52
7.3	Bohrlochprogramm	52
7.4	Bohrlochabsperrungsschema	53
7.5	Absperrungsverifizierung	53
7.5.1	Allgemeines	53
7.5.2	Bewegung und Ermüdung des Bohrlochkopfes	53
7.5.3	Zement	53
7.5.4	Prüfung des Futterrohrschuhs	54
7.5.5	Bohrlochkopf-Dichtungsprofil	55
7.5.6	Rohrverbindungen	55
7.5.7	Futterrohrabnutzung	55
7.6	Identifizierung und Analyse von Risiken	55
7.7	Änderungsmanagement	55
7.7.1	Potenzielle Änderungen des Bohrlochplans aufgrund von Konstruktionsproblemen	55
7.7.2	Betrachtungen hinsichtlich Bohrlochabhängung	56
7.8	Abzuliefernde Leistungen (Berichte und Dokumentation)	56
7.8.1	Angaben für die Bohrlochübergabe	56
7.8.2	Risikoregister	57
7.9	Fortlaufende Verbesserung	57

8	Bohrlochbetriebsphase.....	57
8.1	Ziele der Bohrlochbetriebsphase.....	57
8.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	58
8.3	Bohrlochabsperungen	59
8.3.1	Allgemeines	59
8.3.2	Leistungsnormen.....	59
8.3.3	Leckraten	60
8.4	Monitoring und Überwachung des Bohrlochs.....	62
8.4.1	Allgemeines	62
8.4.2	Monitoring- und Überwachungshäufigkeit	62
8.4.3	Bohrloch-Betriebsgrenzen.....	63
8.4.4	Abgehängte und eingeschlossene Bohrlöcher	65
8.4.5	Sichtprüfung.....	65
8.4.6	Bohrlochmessung	65
8.4.7	Korrosionsmonitoring	65
8.4.8	Kathodenschutz-Monitoring	66
8.4.9	Erosionsmonitoring.....	66
8.4.10	Monitoring der Tragwerksintegrität	66
8.4.11	Monitoring der Höhenlage des Bohrlochs	67
8.4.12	Lagerstättensenkung	68
8.5	Ringraumdruckmanagement	69
8.5.1	Managementbetrachtungen.....	69
8.5.2	Ringraumdruckquellen.....	69
8.5.3	Monitoring und Prüfung des Ringraumdrucks.....	70
8.5.4	Häufigkeit des Monitoring von Steigrohr- und Ringraum-Futterrohrdrücken.....	71
8.5.5	Untersuchung des Ringraumdrucks.....	71
8.5.6	Höchstzulässiger Ringraumoberflächendruck.....	72
8.5.7	Halten des Ringraumdrucks innerhalb der Schwellenwerte	74
8.5.8	Überprüfung und Änderung von MAASP und Schwellenwerten	75
8.6	Bohrlochwartung	76
8.6.1	Allgemeines	76
8.6.2	Ersatzteile	77
8.6.3	Wartungshäufigkeit	78
8.6.4	Prüfverfahren für Komponenten	78
8.7	Risikoanalyse und Management von Bohrlochintegritätsausfall.....	78
8.7.1	Allgemeines.....	78
8.7.2	Einstufung und Schwerpunktsetzung bei Integritätsausfall	78
8.7.3	Bohrlochausfallmodell	78
8.8	Berichte und Dokumentation.....	80
8.9	Verlängerung der geplanten Betriebsphase	81
8.9.1	Überprüfung der Bohrlochnutzung.....	81
8.9.2	Überprüfung am Ende der Bohrloch-Lebensdauer.....	81
8.10	Änderung der Bohrlochnutzung	81
8.11	Leistungsüberprüfung des Bohrlochbestands	82
8.12	Fortlaufende Verbesserung	82
9	Eingriffsphase des Bohrlochs.....	84
9.1	Ziele der Eingriffsphase des Bohrlochs.....	84
9.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	86
9.3	Bohrlochübergabe	86
9.4	Bohrlocheingriffprogramm	87
9.5	Bohrlochabsperungen	87
9.5.1	Allgemeines	87
9.5.2	Bohrlochabsperpläne	87
9.5.3	Absperrungsqualifizierung	87
9.5.4	Absperrungsverifizierung	87
9.5.5	Bohrloch-Betriebsgrenzen.....	88
9.6	Risikomanagement.....	88
9.7	Änderungsmanagement.....	88
9.8	Abzuliefernde Leistungen (Dokumentation und Berichte).....	88

10	Auflassungsphase des Bohrlochs	89
10.1	Ziele der Auflassungsphase des Bohrlochs.....	89
10.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	90
10.3	Bohrlochauflassungsprogramm	91
10.4	Bohrlochabsperungen für die Auflassung	91
10.4.1	Allgemeines	91
10.4.2	Auswahl und Qualifizierung der Absperrungsmaterialien	92
10.4.3	Einbau, Konfiguration und Redundanz von Absperrungen.....	92
10.4.4	Absperrungsverifizierung.....	92
10.4.5	Bezugsdokumente für Absperrerelemente für die Bohrlochauflassung	92
10.5	Risikomanagement.....	93
10.6	Änderungsmanagement	93
10.7	Abzuliefernde Leistungen (Dokumentation und Berichte).....	93
Anhang A (informativ)	Risikoanalyseverfahren	95
A.1	Allgemeines	95
A.2	Arten der Risikoanalyse.....	95
A.3	Risikokontrollanalyse	96
Anhang B (informativ)	Risikoregister.....	98
Anhang C (informativ)	Aufstellung der Funktionen und Verantwortungen in Zusammenhang mit der Bohrlochintegrität.....	100
Anhang D (informativ)	Beispiel einer Bohrlochintegritäts-Kompetenz-Matrix	101
Anhang E (informativ)	Beispiel möglicher Leckpfade im Bohrloch.....	102
Anhang F (informativ)	Beispiele von Bohrlochabsperrelementen, Funktionen und Ausfallarten.....	104
Anhang G (informativ)	Funktionsprüfung durch Analyse der hydraulischen Signatur	107
G.1	Ventilsignatur.....	107
G.2	SCSSV.....	107
G.3	Unterwasser-Eruptionskreuz	108
Anhang H (informativ)	Bestimmung der Leckrate	109
H.1	Wasserleckage in einen oder aus einem wassergefüllten Hohlraum	109
H.2	Gasleckage in einen oder aus einem gasgefüllten Hohlraum (ausschließlich kritische Durchflussrate)	111
Anhang I (informativ)	Beispiel einer Leistungsnorm für Bohrlochabsperrelemente	113
Anhang J (informativ)	Beispiel eines Bohrlochabspernungsschemas	115
Anhang K (informativ)	Beispiele für Schlüsselleistungskennzahlen	118
Anhang L (informativ)	Beispiel einer Checkliste zur Gefährdungsidentifizierung.....	119
Anhang M (informativ)	Beispiel eines Porendruck-Formationsfestigkeits-Diagramms	120
Anhang N (informativ)	Leistungsanforderungen für Bohrlochabsperrelemente	122
Anhang O (informativ)	Beispiel für Bohrloch-Betriebsgrenzen	123
Anhang P (informativ)	MAASP-Berechnungen	125
P.1	Allgemeines	125
P.2	Berechnung von MAASP-Werten für Ringraum A	127
P.3	Berechnung von MAASP-Werten für Ringraum B	130
Anhang Q (informativ)	Beispiel einer Änderung in den MAASP-Berechnungen.....	131
Anhang R (informativ)	Bohrlochübergabe.....	133
Anhang S (informativ)	Beispiel der Dichtheitsprüfung von Gasliftventilen	135
Literaturhinweise		137

Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 16530-1:2015) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ erarbeitet, dessen Sekretariat vom AFNOR gehalten wird.

Dieses Dokument ist derzeit zur parallelen Umfrage vorgelegt.

ISO 16530 besteht aus den folgenden Teilen unter dem allgemeinen Titel *Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohrungsintegrität*:

- *Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung*
- *Teil 2: Bohrungsintegrität für die Betriebsphase* (Technische Spezifikation)

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO/DIS 16530-1:2015 wurde vom CEN als prEN ISO 16530-1:2015 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Einleitung

Dieser Teil von ISO 16530 wurde von Unternehmen im Förderbetrieb von Erdöl und Erdgas entwickelt und ist für die weltweite Anwendung in der Erdöl- und Erdgasindustrie vorgesehen. Dieser Teil von ISO 16530 ist als Leitfaden für den Bohrlochbetreiber beim Management der Integrität eines Bohrlochs während dessen gesamten Lebenszyklus vorgesehen. Darüber hinaus behandelt dieser Teil von ISO 16530 die Mindestanforderungen, die der Bohrlochbetreiber erfüllen muss, um Konformität mit diesem Teil von ISO 16530 zu erklären.

Anwender dieses Teils von ISO 16530 müssen beachten, dass für einzelne Anwendungen möglicherweise Anforderungen über die hier umrissenen hinaus erforderlich sein können. Dieser Teil von ISO 16530 ist nicht dafür vorgesehen, gesetzliche Anforderungen zu blockieren oder zu ersetzen, sondern um diese zu ergänzen. Im Streitfall haben die gesetzlichen Anforderungen stets Vorrang. Dies kann insbesondere bei Innovationen oder Entwicklungen in der Technologie zutreffen, die zu Änderungen in der Auslegungs- und Betriebsphilosophie für Feld oder Bohrloch führen.

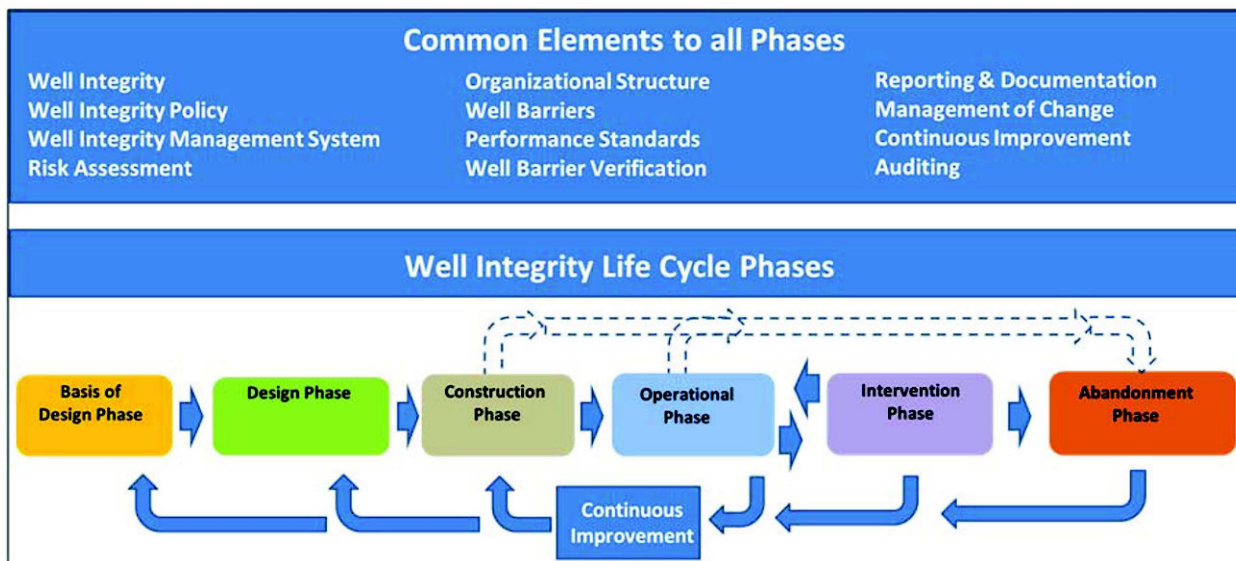
Dieser Teil von ISO 16530 behandelt den Prozess des Managements der Integrität eines Bohrlochs während jeder einzelnen Phase in dessen Lebenszyklus, und zwar: Auslegungsgrundlagen, Auslegung, Konstruktion, Betrieb, Eingriff (einschließlich Aufwältigung) und Auflassung.

Die folgende Terminologie wird in diesem Teil von ISO 16530 verwendet.

- a) Der Begriff „muss“ bezeichnet eine Mindestanforderung zur Übereinstimmung mit diesem Teil von ISO 16530.
- b) Der Begriff „sollte“ bezeichnet eine Empfehlung oder das, was für die Übereinstimmung mit diesem Teil von ISO 16530 geraten, aber nicht erforderlich ist.
- c) Der Begriff „darf/kann“ wird verwendet, um auf eine Tätigkeit hinzuweisen, die innerhalb der Grenzen dieses Teils von ISO 16530 zulässig ist.
- d) Der Begriff „betrachten/berücksichtigen“ wird verwendet, um auf einen Vorschlag oder Ratschlag hinzuweisen.
- e) Der Begriff „kann“ wird verwendet, um eine Möglichkeit oder Fähigkeit auszudrücken.

Für die Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs bestehen gesonderte und unterschiedliche Anforderungen für das Erreichen der Ziele des Bohrlochintegritätsmanagements, aber alle Phasen haben Elemente und Verfahren gemeinsam. In Abschnitt 4 sind diese gemeinsamen Elemente und Verfahren erörtert. Abschnitte 5 bis 10 erörtern jeweils eine einzelne Phase und deren Anforderungen. Darüber hinaus hebt jeder der die jeweiligen Phasen beschreibenden Abschnitte in diesem Teil von ISO 16530 die Aspekte hervor, die innerhalb der für diese Phase zutreffenden gemeinsamen Elemente und Verfahren entsprechend berücksichtigt werden sollten.

In Bild 1 sind die gemeinsamen Elemente der und die Zusammenhänge zwischen den Phasen zusammengefasst.



Text im Bild

Common elements to all phases
Well integrity
Well integrity policy
Well integrity management system
Risk assessment
Organizational structure
Well barriers
Performance standards
Well barrier verification
Reporting & Documentation
Management of change
Continuous improvement
Auditing
Well integrity life cycle phases
Basis of design phase
Design phase
Construction phase
Operational phase
Intervention phase
Abandonment phase

Allen Phasen gemeinsame Elemente
Bohrlochintegrität
Bohrlochintegritätspolitik
Bohrlochintegritätsmanagementsystem
Risikoanalyse
Organisationsstruktur
Bohrlochabsperungen
Leistungsnormen
Bohrlochabsperungsverifizierung
Berichte und Dokumentationen
Änderungsmanagement
Fortlaufende Verbesserung
Audit
Lebenszyklusphasen der Bohrlochintegrität
Auslegungsgrundlagenphase
Auslegungsphase
Konstruktionsphase
Betriebsphase
Eingriffsphase
Auflassungsphase

Bild 1 — Gemeinsame Elemente der Phasen des Bohrlochintegritätsmanagements

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von ISO 16530 gilt für alle durch die Erdöl- und Erdgasindustrie genutzten Bohrlöcher, unabhängig von deren Alter, Typ oder Lage, einschließlich Unterwasser-, Onshore- und Offshore-Bohrlöcher. Er enthält Mindestanforderungen und zusätzliche Leitlinien für die Erdöl- und Erdgasindustrie hinsichtlich des wirksamen Managements der Integrität eines Bohrlochs während dessen Lebenszyklus.

Die Sicherstellung der Bohrlochintegrität umfasst zwei Hauptbestandteile: erstens die Sicherstellung der Bohrlochintegrität im Zustand nach Konstruktionsende und zweitens das Management der Bohrlochintegrität während der gesamten verbleibenden Lebensdauer des Bohrlochs im Anschluss an die Übergabe nach der Konstruktionsphase.

Dieser Teil von ISO 16530 behandelt jede der nachstehend festgelegten sechs Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs und beschreibt die zwischen den jeweiligen Phasen innerhalb eines Bohrlochintegritätsmanagementsystems abzuliefernden Leistungen:

- a) In der „**Auslegungsgrundlagenphase**“ werden die wahrscheinlichen Gefährdungen in Zusammenhang mit der Sicherheit und der Einwirkung von Umweltbedingungen an und unter der Oberfläche festgestellt, die während des Lebenszyklus eines Bohrlochs auftreten können. Nach ihrer Feststellung werden diese Gefährdungen und Risiken analysiert, damit Kontrollverfahren für Auslegung und Betrieb in nachfolgenden Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs entwickelt werden können.
- b) In der „**Auslegungsphase**“ werden die Kontrollen festgelegt, die in die Auslegung des Bohrlochs einzubeziehen sind, damit geeignete Absperrungen zum Management der festgestellten Gefährdungen in Zusammenhang mit Sicherheit und Umwelt festgelegt werden können. Die Auslegung behandelt die erwarteten oder vorherzusehenden Änderungen während des Lebenszyklus eines Bohrlochs und stellt sicher, dass die erforderlichen Absperrungen in der Auslegung des Bohrlochs auf dem Risiko für Personen und Umwelt beruhen.
- c) In der „**Konstruktionsphase**“ werden die Konstruktionselemente (einschließlich Nacharbeit/Reparatur) und durchzuführenden Verifizierungstätigkeiten festgelegt, die für das Erreichen der vorgesehenen Auslegung erforderlich sind oder empfohlen werden. Behandelt werden sämtliche Abweichungen von der Auslegung, die eine erneute Validierung im Hinblick auf die festgestellten Gefährdungen und Risiken erfordern.
- d) In der „**Betriebsphase**“ werden die Anforderungen oder Empfehlungen sowie Verfahren für das Bohrlochintegritätsmanagement während des Betriebs festgelegt.
- e) In der „**Eingriffsphase**“ (einschließlich Aufwältigung) werden die Mindestanforderungen oder Empfehlungen für die Bewertung der Bohrlochabsperrungen vor und nach einem Eingriff festgelegt, der ein Durchbrechen des errichteten Bohrlocheinschlusssystems erfordert.
- f) In der „**Auflassungsphase**“ werden die Anforderungen oder Empfehlungen für das dauerhafte Auflassen eines Bohrlochs festgelegt.

Die in diesem Anwendungsbereich festgelegten sechs Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs und deren wechselseitige Beziehungen sind in Bild 1 in der Einleitung dargestellt.

Dieser Teil von ISO 16530 gilt nicht für Bohrlochkontrolle. Bohrlochkontrolle bezieht sich auf Tätigkeiten zur Verhinderung oder Verminderung der unbeabsichtigten Freisetzung von Formationsfluiden und -gasen aus dem Bohrloch in dessen Umgebung. Er gilt für Tätigkeiten in Zusammenhang mit Bohrung, Komplettierung, Aufwältigung, Auflassung und Instandhaltung eines Bohrlochs und schließt dynamische Elemente ein, d. h. BOP, Spülschlamm-pumpen und -systeme usw.

Dieser Teil von ISO 16530 gilt nicht für Bohrungsintegrität, mitunter bezeichnet als „Bohrlochstabilität“. Bohrungsintegrität ist die Fähigkeit des gebohrten offenen Bohrlochs, seine Form beizubehalten und nach dem Bohren intakt zu bleiben.

2 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

2.1

Ringraum A

Bezeichnung des Ringraums zwischen Förder-Steigrohr und Förder-Futterrohr

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.2

Annahmekriterien

für Eigenschaften von Prozessen, Dienstleistungen oder Produkten festgelegte Zulässigkeitsgrenzwerte

2.3

so niedrig, wie vernünftigerweise praktikabel

ALARP

Beurteilung der Risikominderung, einschließlich Bewertung des zu vermeidenden Risikos, und des bei der Ergreifung von Maßnahmen zur Vermeidung dieses Risikos entstehenden Aufwands (Geld, Zeit und Arbeit) sowie Vergleich dieser beiden

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe UK HSE in [26].

2.4

Umgebungsdruck

Druck außerhalb des Bohrlochkopfes

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei einem Oberflächen-Bohrlochkopf beträgt der Druck 0 kPa (0 psig). Bei einem Unterwasser-Bohrlochkopf entspricht er dem hydrostatischen Druck des Meerwassers in der Tiefe des Unterwasser-Bohrlochkopfes, in Kilopascal (psig).

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.5

Anomalie

Zustand, der davon abweicht, was erwartet wird oder typisch ist oder anhand eines theoretischen Modells vorhergesagt wurde

2.6

Verfügbarkeit

Ausmaß, in dem das System/Tragwerk/Gerät in der Lage ist, seine Funktionsfähigkeit beizubehalten

2.7

Ringraum B

Bezeichnung eines Ringraums zwischen dem Förder-Futterrohr und dem nächstäußeren Futterrohr

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Bezeichnung mit Buchstaben erfolgt fortlaufend für jeden vorhandenen äußeren Ringraum zwischen den Futterrohrsträngen, bis einschließlich der Oberflächen- und der Standfutterrohrstränge.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.8

Durchbrechen des Einschlusses

Durchbrechen des Einschlusssystems der Integritäts- oder Absperrschicht

2.9

Futterrohr-Liner

Futterrohrstrang, dessen oberster Punkt sich innerhalb eines vorausgehenden Futterrohrstrangs und nicht im Bohrlochkopf befindet

2.10

Kompetenz

Fähigkeit einer Person, eine Tätigkeit auf der Grundlage einer Kombination aus Ausbildung, nachgewiesenen Sachkenntnissen, gesammelten Erfahrungen und persönlichen Eigenschaften ordnungsgemäß auszuführen

2.11

Komponente

mechanisches Teil, einschließlich Zement, das für die Bohrlochkonstruktion verwendet wird

2.12

Standfutterrohr

Komponente für die strukturelle Abstützung von Bohrloch, Bohrlochkopf und Komplettierungsausrüstung sowie häufig für die Bohrlochstabilität bei Erstbohrungen

Anmerkung 1 zum Begriff: Dieser Futterrohrstrang ist nicht als drucktragend ausgelegt, kann jedoch nach Komplettierung des Bohrlochs mit einem Futterrohrkopf ausgestattet und somit in der Lage sein, niedrige Ringraumdrücke aufzunehmen. Bei Unterwasser- und Hybrid-Bohrlöchern wird gewöhnlich der Niederdruck-Unterwasser-Bohrlochkopf an diesem Futterrohrstrang angebracht.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.13

Konsequenz

erwartete Auswirkung eines eintretenden Ereignisses

2.14

große Einbautiefe

in der Nähe oder an der Deckschicht einer Lagerstätte

2.15

Abweichung

Abgehen von einem Standard

2.16

Befreiung

Genehmigung des Betriebs in Abweichung von normalen Vorschriften oder Bedingungen

2.17

Doppelabsperr- und -entlüftungsprinzip

Betrieb mit zwei in Reihe angebrachten Ventilen oder Abdichtungen oder mit einem Ventil und einem Blindverschluss in allen maßgebenden, genutzten Durchflusswegen in das und aus dem Bohrloch, die nicht mit einem geschlossenen System verbunden sind

2.18

Ausfall

Verlust der vorgesehenen Funktion

2.19

Ausfallart

Beschreibung des Ausfallmechanismus

2.20

Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse

FMEA

Verfahren, das während Auslegung, Entwicklung und Betriebsmanagement für die Analyse potenzieller Ausfallarten innerhalb eines Systems angewendet wird, um die Schwere und Wahrscheinlichkeit dieser Ausfälle zu klassifizieren

2.21

Fehlermöglichkeits-, Einfluss- und Gefährdungsanalyse

FMECA

Erweiterung der FMEA (2.20), die darüber hinaus eine Gefährdungsanalyse einschließt, um das Ausmaß der Konsequenzen eines Ausfalls in Abhängigkeit von dessen Eintrittswahrscheinlichkeit zu beurteilen

2.22

Fehler

außergewöhnlicher, unerwünschter Zustand eines Systemelements, herbeigeführt durch Vorliegen eines fehlerhaften oder Abwesenheit eines korrekten Befehls oder durch einen Ausfall

Anmerkung 1 zum Begriff: Alle Ausfälle führen zu Fehlern, aber nicht alle Fehler werden von einem Ausfall verursacht.

Anmerkung 2 zum Begriff: Systemelemente können beispielsweise ein vollständiges Teilsystem, eine Baugruppe, eine Komponente einschließen.

2.23

durchflusnass

beschreibt eine Oberfläche, die direkt mit der dynamischen Bewegung von Bohrspülungen im Strömungsweg in Kontakt kommen

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API Spec 11D1.

2.24

Funktionalität

Betriebsanforderungen an das System/Tragwerk/Gerät, um dessen Integrität zu erreichen und beizubehalten

2.25

Gefährdung

potentielle Schadensquelle oder eine Situation, die zu Verlust (oder jeglicher negativer Konsequenz) führen kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.26

Hybrid-Bohrloch

Bohrloch, das mit einem Unterwasser-Bohrlochkopf gebohrt und mit einem Oberflächen-Futterrohrkopf, einem Oberflächen-Steigrohrkopf, einem Oberflächen-Steigrohrhänger sowie einem Oberflächen-Eruptionskreuz komplettiert wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Hybrid-Bohrloch kann entweder mit einem Futterrohrstrang (Einzelstrang-Förder-Riser) oder zwei Futterrohrsträngen (Doppelstrang-Förder-Riser) ausgeführt sein, die vom Unterwasser-Bohrlochkopf hinaufgeführt und an die Oberflächenausrüstung angebunden sind. Derartige Bohrlöcher befinden sich gewöhnlich auf schwimmenden Förderplattformen, z. B. zugspannungsverankerte Plattformen (TLP, en: tension-leg platform).

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.27

Schädigung

Zustand verringerter Funktionsfähigkeit, aber noch kein Ausfall

2.28

Zuflussprüfung

Verwendung des Steigrohr- oder Futterrohrdrucks zur Durchführung einer Dichtheitsprüfung

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch 4.9.2.2.

2.29

Eingriff

Tätigkeit zum Einstieg in das Bohrloch, der durch eine bestehende Bohrlochabspernung erfolgen muss

2.30

Leck

unvorhergesehene und unerwünschte Bewegung von Fluiden

2.31

schwerer Störfall

Zwischenfall, wie z. B. Explosion, Brand, Verlust der Bohrlochkontrolle oder Freisetzung von Öl, Gas oder gefährlichen Stoffen, der Schäden an Einrichtungen oder ernste Personenschäden verursacht oder erhebliches Potenzial dazu aufweist

2.32

Gefährdung durch schweren Störfall

MAH

Gefährdung, die potenziell einen **schweren Störfall (2.31)** verursacht

2.33

höchstzulässiger Ringraumoberflächendruck

MAASP

p_{MAASP}

am Bohrlochkopf gemessener höchster Druck, den ein Ringraum aufnehmen kann, ohne die Integrität eines Elements jenes Ringraums zu gefährden, einschließlich aller ungeschützten offenen Bohrlochformationen

2.34

Monitoring

Beobachtung der Betriebsparameter eines Bohrlochs mittels Messgeräten mit festgelegter Häufigkeit, um sicherzustellen, dass diese innerhalb der jeweiligen Betriebsgrenzen bleiben

Anmerkung 1 zum Begriff: Betriebsparameter sind beispielsweise Drücke, Temperaturen, Durchflussraten.

2.35

Betriebsgrenzen

Reihe festgelegter Kriterien oder Grenzen, außerhalb welcher eine Einrichtung nicht betrieben oder ein Prozess nicht ausgeführt werden sollte

2.36

Ausfluss

Fluide, die von einem Ort zu einem anderen fließen, gewöhnlich aus einem Bohrloch oder einer Rohrleitung

2.37

Leistungsnorm

qualitativ oder quantitativ ausdrückbare Aussage über die Leistung, die für ein System oder Ausrüstungsteil erforderlich ist, damit dieses seinen Zweck zufriedenstellend erfüllen kann

2.38

Druckprüfung

Aufbringen von Druck aus einer äußeren Druckquelle (kein Lagerstättendruck) zur Sicherstellung der mechanischen und abdichtenden Integrität einer Komponente

2.39

Primär-Bohrlochabsperrschicht

erste Reihe von Bohrloch-Absperrelementen zur Verhinderung des Durchflusses aus einer Quelle

2.40

Förder-Futterrohr

innerster Futterrohrstrang im Bohrloch

Anmerkung 1 zum Begriff: Förderflüssigkeiten treten unterhalb des Förder-Packers in das Futterrohr ein und durch den Förderstrang an die Oberfläche. Das Förder-Futterrohr ist mindestens für den höchsten aus der Förderzone zu erwartenden Druck ausgelegt.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.41

Förder-Riser

⟨feststehende Plattformen⟩ Futterrohrstränge vom Meeresboden bis zum Bohrlochkopf

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.42

Förder-Riser

⟨Hybrid-Bohrlöcher⟩ am Unterwasser-Bohrlochkopf angebrachte Futterrohrstränge vom Meeresboden bis zum Oberflächen-Bohrlochkopf

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.43

Förderstrang

Komplettierungsstrang

hauptsächlich aus Förder-Steigrohren bestehender Strang, der aber auch zusätzliche Komponenten, wie z. B. das oberflächengesteuerte Untertage-Sicherheitsventil (SCSSV), Gaslift-Rohre, Öffnungen für die Injektion von Chemikalien und das Einbringen von Ausrüstung, Landennippel sowie Packer oder Packer-Abdichtungsbaugruppen, einschließt

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Förderstrang verläuft innerhalb des Förder-Futterrohrs und wird verwendet, um Förderflüssigkeiten an die Oberfläche zu leiten.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.44

Förder-Steigrohr

Steigrohr, das innerhalb des Förder-Futterrohrs verläuft und verwendet wird, um geförderte Flüssigkeiten aus der Kohlenwasserstoff enthaltenden Formation an die Oberfläche zu leiten

Anmerkung 1 zum Begriff: Steigrohre sind auch für Injektionen einsetzbar. In einigen Hybrid-Bohrlöchern beispielsweise werden Steigrohre als Kanal für künstlichen Gaslift unterhalb eines Steigrohrhänger-Abdichtungssystems am Meeresboden verwendet, um den Gasliftedruck vom Förder-Steigrohr zu trennen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.45

Zuverlässigkeit

Wahrscheinlichkeit, dass Ausrüstung eine festgelegte Funktion unter vorgegebenen Bedingungen für einen festgelegten Zeitraum erfüllen kann

2.46

Risiko

Kombination aus den Konsequenzen eines Ereignisses und dessen zugehöriger Eintrittswahrscheinlichkeit

2.47

Risikoanalyse

systematische Analyse der Risiken aufgrund von Ereignissen und eine rationale Beurteilung ihrer Bedeutung im Vergleich mit vorgeschriebenen Standards, Soll-Risikograden oder anderen Risikokriterien

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Risikoanalyse dient zur Bestimmung der Prioritäten im Risikomanagement.

2.48

Risikoregister

Werkzeug zum Aufzeichnen, Verfolgen und Ausschließen von Maßnahmen in Zusammenhang mit maßgeblichen analysierten Risiken

Anmerkung 1 zum Begriff: Jeder Eintrag im Risikoregister umfasst gewöhnlich eine Beschreibung des Risikos, eine Beschreibung der Maßnahme(n), die verantwortliche Partei, das Fälligkeitsdatum und den Stand der Maßnahmen.

2.49

sicherheitskritisches Element

SCE

Teil einer Einrichtung, einschließlich Computerprogramme, die zur Verhinderung oder Begrenzung der Konsequenzen eines schweren Störfalls vorgesehen ist oder deren Ausfall zu einem schweren Störfall führen oder wesentlich beitragen könnte

[EU Richtlinie 2013/30/EU]

Anmerkung 1 zum Begriff: Sicherheitskritische Elemente umfassen Maßnahmen zur Verhinderung, Erkennung, Bewältigung und Begrenzung von Gefährdungen (einschließlich Schutz von Personal).

2.50

Sekundär-Bohrlochabspererschicht

zweite Reihe von Absperrelementen zur Verhinderung von Durchfluss aus einer Quelle

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.51

Einschluss-Bohrloch

Bohrloch mit einem oder mehreren in Durchflussrichtung geschlossenen Ventil(en)

2.52

Unterwasser-Bohrloch

Bohrloch, komplettiert mit Unterwasser-Bohrlochkopf und Unterwasser-Eruptionskreuz

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.53

Unterwasser-Bohrlochkopf

Bohrlochkopf, der auf dem oder in der Nähe des Meeresboden(s) eingebaut ist

2.54

Oberflächen-Futterrohr

Futterrohr, das zum Schutz von Flachwasserzonen und weicheren Formationen innerhalb des Standfutterrohrs verläuft

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Oberflächen-Futterrohr ist möglicherweise in den Standrohrstrang zementiert und häufig mit Zement wieder am Meeresboden oder an der Oberfläche befestigt.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der Oberflächen-Bohrlochkopf ist bei Oberflächen-Bohrlöchern gewöhnlich an diesem Strang angebracht.

Anmerkung 3 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.55

Überwachung

Aufzeichnung der physikalischen Eigenschaften des Bohrlochs

Anmerkung 1 zum Begriff: Beispiele für die physikalischen Eigenschaften des Bohrlochs umfassen Messungen der Steigrohrwanddicke, Sichtprüfungen, Probenahme.

2.56

abgehängtes Bohrloch

Bohrloch, das von der Produktionslagerstätte mittels einer tief im Bohrloch eingebauten Absperreinrichtung, wie z. B. mit einem mechanischen Verschluss oder Zementstopfen, getrennt worden ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Komponenten oberhalb der Absperreinrichtung gelten nicht weiter als durchflusssass.

2.57

Dauer-Futterrohrdruck

SCP

Druck in einem Ringraum, der

- a) am Bohrlochkopf gemessen wird und sich nach der Entlüftung mindestens bis zum gleichen Druckwert erneut aufbaut;
- b) nicht ausschließlich durch Temperaturschwankungen verursacht wird; und
- c) nicht durch den Betreiber des Bohrlochs aufgebracht wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.58

thermisch bedingter Ringraumdruck

Druck in einem Ringraum, verursacht durch die thermische Ausdehnung oder Kontraktion eingeschlossener Fluide

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.59

Typprüfung

Prüfung eines repräsentativen Probekörpers (oder Prototyps) eines Produkts, welche die Auslegung qualifiziert und somit die Integrität anderer Produkte derselben Auslegung, Werkstoffe und Herstellung validiert

2.60

Verifizierung

Untersuchung, Prüfung, Audit oder Überprüfung zur Bestätigung der Übereinstimmung einer Tätigkeit, eines Produktes oder einer Dienstleistung mit festgelegten Anforderungen

2.61

Auflassung des Bohrlochs

dauerhafte Absperrung durchlässiger Formationen mit beweglichen Fluiden unterhalb der Oberfläche/des Meeresbodens mittels validierter Absperrelemente

2.62

Bohrloch-Absperrung

System aus einem oder mehreren Bohrloch-Absperrelement(en), die Fluide in einem Bohrloch einschließen, um deren unkontrollierten Durchfluss innerhalb eines oder aus einem Bohrloch(s) zu verhindern

2.63

Bohrloch-Absperrelement

WBE

eine oder mehrere zusammenhängende Komponente(n), kombiniert zu einer Bohrloch-Absperrung

2.64

Bohrloch-Absperrplan

spezifisches Verfahren des Bohrloch-Betreibers zur Anbringung von Absperrungen, Verifizierung, Auflassung und/oder Stilllegung

2.65

Bohrloch-Übergabe

Tätigkeit oder Prozess zur förmlichen Übergabe eines Bohrlochs oder Übertragung der Verantwortung für den Betrieb von einer sachkundigen Partei an eine andere, einschließlich der erforderlichen Daten und Unterlagen zur Beschreibung von Bohrloch-Absperrungen und -status

2.66

Bohrlochintegrität

Einschluss von Fluiden und Verhinderung ihrer Freisetzung in Untertageformationen oder an die Oberfläche

2.67

Management der Bohrlochintegrität

Anwendung technischer, betrieblicher und organisatorischer Verfahren zur Verhinderung unkontrollierten Durchflusses von Fluiden an der Oberfläche oder in Untertageformationen während des gesamten Lebenszyklus des Bohrlochs

2.68

Bohrloch-Betreiber

Unternehmen, welches die Verantwortung für das Bohrloch trägt

2.69

vom Bohrloch-Betreiber verursachter Ringraumdruck

vom Betreiber verursachter Futterrohrdruck für Zwecke, wie z. B. Gaslift, Wassereinjektion, Wärmedämmung usw.

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.70

Bohrloch-Betriebsgrenzen

Kombination aus vom Betreiber festgelegten Kriterien zur Sicherstellung, dass ein Bohrloch innerhalb seiner Auslegungsgrenzen bleibt, so dass die Bohrlochintegrität während des gesamten Lebenszyklus des Bohrlochs beibehalten wird

2.71

Bohrlochstatus

momentane Betriebsfunktion des Bohrlochs

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Funktionen schließen ein: in der Konstruktionsphase, in der Betriebsphase (d. h. Förderung, Injektion, Einschließen), in der Eingriffsphase, abgehängt oder aufgelassen.

2.72

Bohrlochbestand

Portfolio von Bohrlöchern, für deren Integrität der Bohrloch-Betreiber verantwortlich ist

3 Abkürzungen

ALARP so niedrig, wie vernünftigerweise praktikabel (en: as low as reasonably practicable)

API Amerikanisches Erdölinstitut (en: American Petroleum Institute)

ASV Ringraum-Sicherheitsventil (en: annulus safety valve)

BOP Blowout-Preventer (en: blow out preventer)

BS&W Bodensediment und Wasser (en: base sediment & water)

COC Konformitätsbescheinigung (en: certificate of conformity)

ECD äquivalente Zirkulationsdichte (en: equivalent circulating density)

ESD Notabschaltung (en: emergency shutdown)

FMEA Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (en: failure modes and effects analysis)

FMECA	Fehlermöglichkeits-, Einfluss- und Gefährdungsanalyse (en: failure mode and effects and criticality analysis)
FS	Festigkeit der Formation (en: formation strength)
HPHT	hohe Temperatur und hoher Druck (en: high pressure and high temperature)
ID	Innendurchmesser (en: internal diameter)
KPI	Schlüsselleistungskennzahl (en: key performance indicator)
LOT	Formationsdrucktest (en: leak-off test)
MAASP	höchstzulässiger Ringraumoberflächendruck (en: maximum allowable annular surface pressure)
MAH	Gefährdung durch schweren Störfall (en: major accident hazard)
MASP	höchstzulässiger Oberflächendruck (en: maximum allowable surface pressure)
MFL	magnetischer Streufluss (en: magnetic flux leakage)
MOC	Änderungsmanagement (en: management of change)
NORM	natürlich vorkommendes radioaktives Material (en: naturally occurring radioactive material)
NORSOK	Normungsorganisation der norwegischen Erdölindustrie (en: Norsk Søkkel Konkurranseseposisjon) ¹⁾
OD	Außendurchmesser (en: outer diameter)
OEM	Originalgerätehersteller (en: original equipment manufacturer)
QA	Qualitätssicherung (en: quality assurance)
QC	Qualitätslenkung (en: quality control)
QRA	quantifizierbare Risikoanalyse (en: quantifiable risk assessment)
RACI	verantwortlich/rechenschaftspflichtig/konsultiert/zu informieren (en: responsible/accountable/consulted/informed)
RAM	Risikoanalysematrix (en: risk assessment matrix)
ROV	ferngelenktes Fahrzeug (en: remotely operated vehicle)
SCE	sicherheitskritisches Element (en: safety-critical element)
SCP	Dauer-Futterrohrdruck (en: sustained casing pressure)
SCSSV	oberflächengesteuertes Untertage-Sicherheitsventil (en: surface-controlled subsurface safety valve)
SPM	Seitentaschen-Rohr (en: side pocket mandrel)
SIMOPS	Simultanbetrieb (en: simultaneous operations)

¹⁾ NORSOK-Normen werden durch die norwegische Erdölindustrie erarbeitet, um angemessene Sicherheit, Wertsteigerung und Kosteneffizienz für Entwicklungen und Unternehmungen der Erdölindustrie sicherzustellen.

SSCSV	untertage gesteuertes Untertage-Sicherheitsventil (en: subsurface controlled subsurface safety valve)
SSSV	Untertage-Sicherheitsventil (en: subsurface safety valve)
SSV	Oberflächen-Sicherheitsventil (en: surface safety valve)
TOC	Zementoberfläche (en: top of cement)
WBE	Bohrloch-Absperrelement (en: well barrier element)
WIMS	Bohrlochintegritätsmanagementsystem (en: well integrity management system)
XLOT	erweiterter Formationsdrucktest (en: extended leak-off test)

4 Gemeinsame Elemente des Lebenszyklus der Bohrlochintegrität

4.1 Allgemeines

Die Wichtigkeit eines stringenten Managements der Gefährdungen durch schweren Störfall (MAH) und der damit verbundenen Risiken für Menschen, Umwelt und Einrichtungen in der Erdöl- und Erdgasindustrie ist offensichtlicher geworden. Während dieser Teil von ISO 16530 Anforderungen und Empfehlungen für das Management der Bohrlochintegrität beschreibt, sollte erkannt werden, dass Bohrlochintegrität ein fester Bestandteil der Integrität von Vermögenswerten (siehe ^[20]) und Prozesssicherheit (siehe ^[21]) ist, deren beider Zweck die Verhinderung unbeabsichtigter Freisetzung von Fluiden ist, welche zu einem schweren Störfall führen könnte. Bei der Prozesssicherheit liegt der Schwerpunkt auf der Handhabung gefährlicher Stoffe, während bei der Integrität von Vermögenswerten zusätzlich Tragwerkssicherheit und -prozesse berücksichtigt werden.

Dieser Teil von ISO 16530 behandelt den vollständigen Lebenszyklus eines Bohrlochs einschließlich Auslegung. Eine weitere Internationale Norm in engem Zusammenhang mit Auslegung ist ISO 17776, welche die Anforderungen für die effektive Planung und Ausführung von Risikominderung durch Gefährdungsmanagement von MAHs mittels Auslegung festlegt und deren Schwerpunkt eher auf dem Prozess der Durchführung von Gefährdungsmanagement liegt als auf der Bereitstellung detaillierter Anforderungen, wie jede einzelne Maßnahme durchgeführt werden sollte.

Sicherheitskritische Elemente (SCEs) sind die Ausrüstung und Systeme, welche die Grundlage für das Management der Risiken in Verbindung mit MAHs bilden. Das ordnungsgemäße und zuverlässige Funktionieren von SCEs ist daher kritisch für das Management von MAHs. Der Bohrlöcherbetreiber sollte SCEs in seinen Bohrlöcherauslegungen unter Berücksichtigung geltender gesetzlicher Vorschriften festlegen.

Die Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs haben Elemente, Verfahren und Prozesse gemeinsam, die fester Bestandteil des Bohrlochintegritätsmanagements sind. Dieser Abschnitt identifiziert und erörtert diese Elemente, die in Bild 1 in der Einleitung umrissen sind.

4.2 Bohrlochintegrität

Bohrlochintegrität bezieht sich darauf, jederzeit die vollständige Kontrolle über Fluide innerhalb eines Bohrlochs aufrechtzuerhalten, um unbeabsichtigte Fluidbewegung oder Einschlussverlust gegenüber der Umgebung zu verhindern. Darüber hinaus bezieht sie sich auf die Verhinderung unbeabsichtigter Bewegung zwischen Formationen mit separaten Druckquellen, welche die Bohrung aufbricht, durch Einsatz einer oder mehrerer Bohrlochabsper rung(en).

4.3 Bohrlochintegritätsstrategie

Der Bohrlochbetreiber muss über eine Bohrlochintegritätsstrategie verfügen, welche die Verpflichtungen zur Sicherung von Gesundheit, Sicherheit, Vermögenswerten und Ansehen festlegt. Diese Strategie wird detailliert beschreiben, wie die Bohrlochintegrität durch ein dokumentiertes Managementsystem hergestellt und aufrechterhalten wird, welches für alle Bohrlöcher unter der Verantwortung des Bohrlochbetreibers angewendet wird.

4.4 Bohrlochintegritätsmanagementsystem

Das Bohrlochintegritätsmanagementsystem (WIMS) sollte sicherstellen, dass die Bohrlochintegrität während des gesamten Lebenszyklus eines Bohrlochs durch Anwendung einer Kombination technischer, betrieblicher und organisatorischer Prozesse aufrechterhalten wird.

Das WIMS sollte die folgenden Elemente behandeln:

- Risikobewertung;
- Organisationsstruktur (Funktionen, Verantwortungen und Kompetenzen);
- Bohrlochabsperungen;
- Leistungsnormen;
- Bohrlochabsperungsverifizierung;
- Berichte und Dokumentation;
- Prozess des Änderungsmanagements;
- Prozess der fortlaufenden Verbesserung;
- Audits.

Bohrlöcher, die der Bohrlochbetreiber erworben statt konstruiert hat, sollten ebenfalls ins WIMS einbezogen werden.

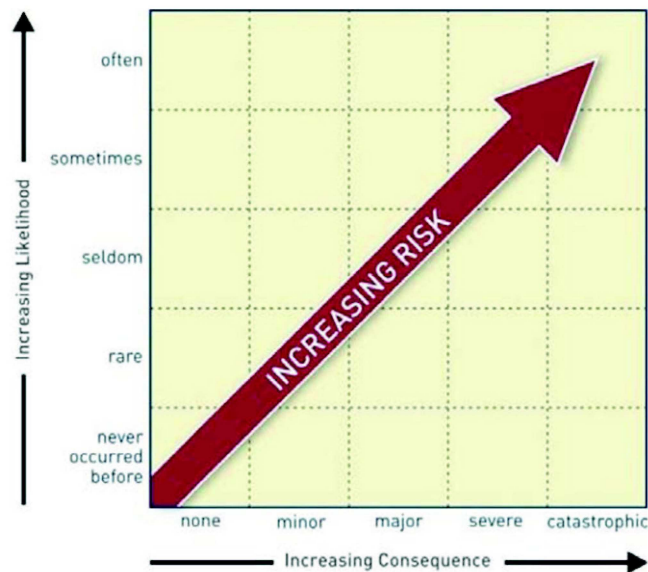
4.5 Risikoanalyse

4.5.1 Allgemeines

Der Bohrlochbetreiber muss die Gefährdungen für die Integrität des Bohrlochs während dessen Lebenszyklus sowie die mit diesen Gefährdungen verbundenen Risiken identifizieren. Risiko wird definiert als die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses und seiner Konsequenzen. Der Bohrlochbetreiber sollte das zulässige Maß/die Definitionen für die Wahrscheinlichkeit und die Konsequenzen des Eintretens eines Ereignisses bestimmen.

Für die Risikoanalyse anwendbare Verfahren sind in Anhang A aufgeführt. Die Bewertung eines Ereignisses in Zusammenhang mit der Bohrlochintegrität kann so mit einer Risikoanalysematrix dargestellt werden (ein Beispiel einer 5 × 5-RAM ist in Bild 2 gegeben), dass Kategorie oder Grad eines Risikos anhand der kombinierten Auswirkungen von Konsequenz und Wahrscheinlichkeit des Eintretens eines Ereignisses bestimmbar sind.

Sobald der Risikograd bestimmt ist, können ALARP-Grundsätze (siehe ^[25]) angewendet werden, um zu bestimmen, ob weitere Kontroll- oder Minderungsmaßnahmen für die Risikominderung erforderlich sind.



Text im Bild

Increasing likelihood
Increasing risk
Increasing consequence
Often
Sometimes
Seldom
Rare
Never occurred before
None
Minor
Major
Severe
Catastrophic

Steigende Wahrscheinlichkeit
Steigendes Risiko
Steigende Konsequenz
Häufig
Mitunter
Selten
Sehr selten
Nie zuvor
Keine
Geringfügig
Erheblich
Schwerwiegend
Katastrophal

Bild 2 — Beispiel einer Risikoanalysematrix (RAM)

4.5.2 Risikoregister

Der Bohrlochbetreiber sollte für alle identifizierten Gefährdungen und Risiken ein Risikoregister erstellen, das während des gesamten Lebenszyklus eines Bohrlochs geführt wird.

Das Risikoregister sollte u. a. Folgendes enthalten:

- identifizierte Gefährdungen;
- bestehende Sicherungen, Minderungs- oder Kontrollmaßnahmen;
- anfängliche Risikobeschreibung (Wahrscheinlichkeit und Konsequenzen);
- Plan zur Umsetzung von Kontrollmaßnahmen;
- Beschreibung des Risikos nach den Kontrollmaßnahmen.

Ein Beispiel eines Risikoregisters ist Anhang B zu entnehmen.

4.5.3 Risikoprofil des Bohrlochtyps

Das im Risikoregister des Bohrloch- oder Feldentwicklungsplans definierte Risiko bestimmt die Elemente des Risikoprofils eines Bohrlochtyps für jenen bestimmten Vermögenswert. Der Bohrlochbetreiber kann über mehrere unterschiedliche Typen von Bohrlöchern verfügen, jeweils abgedeckt durch deren WIMS; Bohrlochtypen können beispielsweise Wasserinjektoren, Gasförderer, Entsorgungsbohrloch und Ölförderer einschließen.

Unter derartigen Umständen kann es insbesondere bei der Entwicklung eines Feldes zweckmäßig sein, Risikoprofile für jeden Bohrlochtyp zu erstellen. Die Verwendung eines derartigen Risikoprofils ermöglicht das einheitliche Management von Bohrlochabsperungen.

4.6 Organisationsstruktur und Angaben

Der Bohrlochbetreiber sollte sicherstellen, dass in seiner Organisation die Ressourcen für das Bohrlochintegritätsmanagement während des gesamten Lebenszyklus des Bohrlochs verfügbar sind.

Der Bohrlochbetreiber sollte die Rollen und Verantwortungen für das gesamte für das Bohrlochintegritätsmanagement erforderliche Fach-, Aufsichts-, Betriebs- und Wartungspersonal festlegen. Die Rollen und Verantwortungen sollten dokumentiert werden, beispielsweise in einer RACI-Matrix (siehe Anhang C).

Anforderungen an die Kompetenz des Personals entsprechen den Leistungsnormen für WBEs. Für die verschiedenen Lebenszyklusphasen eines Bohrlochs sind unterschiedliche Kompetenzen erforderlich. Der Bohrlochbetreiber sollte sicherstellen, dass das mit den WIMS-Tätigkeiten betraute Personal (Angestellte und Auftragnehmer) sachkundig in der Durchführung der zugewiesenen Aufgaben ist und seine Kompetenzen für jede Phase des Lebenszyklus eines Bohrlochs geeignet sind (siehe Anhang D). Ein Beispiel einer Kompetenzmatrix ist Anhang D zu entnehmen, spiegelt jedoch nicht den vollständigen Bereich der erforderlichen Kompetenzen wider. Dennoch sollte diese Matrix vom Betreiber als Grundlage für die Entwicklung einer rigoroseren und umfassenderen Matrix verwendet werden, welche den Bereich von Bohrlöchern, deren jeweilige geographische Lage, das Betriebsverhalten und die verschiedenen erforderlichen Fähigkeiten des gesamten mit Tätigkeiten für die Bohrlochintegrität betrauten Personals widerspiegelt.

Der Bohrlochbetreiber sollte die Anforderungen an die Kompetenz und die einschlägige Ausbildung des Bohrlochintegritätspersonals festlegen, um die hinsichtlich des Schutzes von Gesundheit, Umwelt und Vermögenswerten sichere und wirksame Ausführung von Aufgaben sicherzustellen. Aufzeichnungen der Kompetenzleistung sollten zum Nachweis der Übereinstimmung geführt werden.

ANMERKUNG Kompetenz kann durch eine Kombination aus Bildung, Ausbildungsprogrammen, Betreuung, Selbststudium und betrieblicher Qualifizierung (Weitergabe von Erfahrung/Fachkenntnissen) erworben werden.

4.7 Absperrungen

4.7.1 Allgemeines

Im Fall von Bohrlochabsperungen ist die Absicherung während Konstruktion und Wartung über die gesamte Betriebsdauer die Grundlage des Bohrlochintegritätsmanagements. Absperrungen werden als eine Kombination aus Komponenten oder Verfahren definiert, die zur Zuverlässigkeit des Bohrlochsystems beitragen, um unkontrollierten Fluiddurchfluss zu verhindern oder zu beenden.

Absperrungen dürfen sein:

- Hardware-Absperrungen (ausgelegte, eingebaute und geprüfte Ausrüstung);
- betriebliche Absperrungen (Ausrüstung, Vorgehensweisen und Monitoring-Verfahren);
- menschliche Absperrungen (Kompetenzen, Ausbildung);
- administrative Kontrollen (Aufgabenzuweisung, Bereitstellung von Ressourcen, Audits, Überprüfungen).

Für die Anwendung dieses Teils von ISO 16530 werden Hardware-Absperrungen als Bohrlochabsperungen behandelt; andere Absperrungen werden in den jeweils zutreffenden Abschnitten dieses Teils von ISO 16530 behandelt.

4.7.2 Absperrungsphilosophie

Der Hauptzweck des Bohrlochintegritätsmanagements ist die ständige Aufrechterhaltung der vollständigen Kontrolle über die Fluide innerhalb eines Bohrlochs, um unbeabsichtigte Bewegung von Fluiden innerhalb des Bohrlochs oder einen Einschlussverlust des Fluids gegenüber der äußeren Umgebung des Bohrlochs, der Umwelt und den Formationen, welche die Bohrung aufgebrochen hat, zu verhindern.

Der Bohrlöcherbetreiber muss eine Absperrungsphilosophie festlegen und dokumentieren, die Absperrungen gegenüber Formationsfluiden, Injektionsfluiden, Liftgas und Antriebsfluiden einschließt. Die Absperrungsphilosophie sollte auf jeden potenziellen Strömungsweg angewendet werden (ein Beispiel potenzieller Leckpfade ist Anhang E zu entnehmen).

Ein System mehrfacher Absperrungen oder Absperrelemente wird eingesetzt, um ein hohes Maß an Zuverlässigkeit zu erreichen. Zuverlässigkeit eines Bohrlochs wird durch die Kombination einzelner Absperrungen zu einem System und nicht durch die Unfehlbarkeit einer einzelnen Komponente erreicht.

4.7.3 Bohrlochabsperrungen

4.7.3.1 Allgemeines

Eine Bohrlochabspernung ist eine Kombination aus einem oder mehreren der Bohrloch-Absperrelemente (WBEs), die Fluide innerhalb eines Bohrlochs einschließen, um unkontrollierten Durchfluss eines Fluids innerhalb eines oder aus einem Bohrloch(s) zu verhindern.

Die Erhaltung, Wartung, Inspektion und Prüfung von Bohrlochabspernungen sind Schlüsselaspekte des Managements der Integrität eines Bohrlochs während dessen gesamten Lebenszyklus.

Der Bohrlöcherbetreiber sollte den Status jeder Bohrlochabspernung nachverfolgen und jede Bohrlochabspernung entsprechend den vorgesehenen Bohrloch-Betriebsgrenzen warten.

4.7.3.2 Ziele von Bohrlochabspernungen

Die Ziele einer Bohrlochabspernung sind:

- Widerstandsfähigkeit gegenüber den größten zu erwartenden kombinierten Lasten, denen sie ausgesetzt sein kann;
- Funktionsfähigkeit wie unter den Umgebungsbedingungen vorgesehen (Drücke, Temperaturen, Fluide, mechanische Spannungen), die während ihres gesamten Lebenszyklus auftreten können;
- Verhinderung von unkontrolliertem Durchfluss von Bohrlochflüssigkeiten oder Gasen in die äußere Umgebung;
- erfolgreiches Absolvieren geplanter Verifizierungsprüfungen (möglicherweise nicht anwendbar für aufgelassene Bohrlöcher).

Beispiele typischer Bohrlochabsperrelemente, ihrer Funktionen und Ausfallarten sind Anhang F zu entnehmen.

4.7.3.3 Anzahl von Bohrlochabspernungen

Mindestens zwei unabhängig verifizierte Bohrlochabspernungen gegen unkontrollierten Ausfluss entlang eines gemeinsamen Strömungswegs sollten verwendet werden, sofern praktisch möglich.

Ist der Einsatz von zwei unabhängig verifizierten Bohrlochabspernungen praktisch nicht möglich, sollte eine Risikoanalyse durchgeführt werden, um zu bestätigen, dass eine Bohrlochabspernung für die Aufrechterhaltung des Einschlusses geeignet ist unter Berücksichtigung von Untertagedurchfluss und der Fähigkeit des Durchflusses vom Bohrloch zur Oberfläche.

4.7.3.4 Primär-Bohrlochabsperrschicht

Bei einem Bohrloch besteht die Primär-Bohrlochabsperrschicht gewöhnlich, aber nicht ausschließlich, aus den folgenden WBEs:

- Deckgebirge;
- Futterrohrzement;
- Förder-Futterrohr;
- Förder-Packer;
- Komplettierungsstrang;
- SSSV oder Eruptionskreuz-Hauptventil.

4.7.3.5 Sekundär-Bohrlochabsperrschicht

Die Sekundär-Bohrlochabsperrschicht besteht gewöhnlich, aber nicht ausschließlich, aus den folgenden WBEs:

- Formation;
- Bohr- oder Komplettierungsfluide;
- Futterrohrzement;
- Blowout-Preventer;
- Futterrohr mit Hänger und Dichtungsbaugruppe;
- Bohrllochkopf mit Ventilen;
- Steigrohr-Hänger mit Dichtungen;
- Eruptionskreuz und Eruptionskreuzanschluss;
- betätigtes Eruptionskreuz-Seitenventil oder -Hauptventil.

4.7.3.6 Tertiär-Bohrlochabsperrschichten

Tertiär-Bohrlochabsperrschichten werden gewöhnlich eingesetzt, um Beschädigung von Primär- und Sekundär-Bohrlochabsperrschichten infolge einer äußeren Einwirkung zu verhindern. Derartige Absperrungen können typischerweise Standrohre, Aufprallrahmen, Schleppnetzabweiser, Jersey-Absperrungen und Abzäunungen sein.

4.7.3.7 Bohrlochabsperrungsschema

Der Bohrllochbetreiber sollte die eingesetzten Bohrlochabsperrungen mittels eines Bohrlochabsperrungsschemas (WBS) dokumentieren, in dem auch die Bohrlochabsperrerelemente (WBEs) jeder Bohrlochabsperrung und die durchgeführten Verifizierungsprüfungen angegeben sind.

Das WBS sollte die folgenden Angaben enthalten:

- a) eine Zeichnung der primären und sekundären Bohrlochabsperrungen;
- b) Formationsintegrität, sofern die Formation Teil einer Bohrlochabsperrung ist;
- c) Lagerstätten/potenzielle Zuflussquellen;
- d) tabellierte Auflistung von WBEs mit Anforderungen an anfängliche Verifizierung und Monitoring in Zusammenhang mit Leistungsnormen;

- e) Maße und Tiefenangaben (TVD und MD) für alle Rohrleitungsprodukte und Zement (einschließlich TOC), definiert als WBEs;
- f) erwarteter MAASP-Wert für jeden Ringraum;
- g) erwarteter MAASP-Wert;
- h) Bohrlochangaben, einschließlich Feld/Anlage, Bohrlochbezeichnung, -typ, -status, Auslegungsdruck des Bohrlochs/Bohrlochabschnitts, Nummer und Datum der Überarbeitung, „Erstellt durch“, „Verifiziert/Bestätigt durch“;
- i) eindeutige Kennzeichnung des tatsächlichen Status der Bohrlochabspernung, Zustand nach der Planung oder nach Konstruktionsende;
- j) gemeinsame WBEs aller Abspernungen;
- k) ein Anmerkungsfeld für wichtige Angaben zur Bohrlochintegrität (Anomalien, Ausnahmen usw.).

Siehe Anhang J für ein Beispiel eines WBS.

4.7.4 Betriebliche Abspernungen

Betriebliche Abspernungen sind dafür ausgelegt, Abweichungen von sicheren Arbeitsverfahren zu verhindern und Arbeitsplatzkontrollen von Ausrüstung und Arbeitsverfahren in den Betrieb aufzunehmen, um menschliche Fehler zu vermeiden, die zu einem Vorfall führen oder zu einer Gefährdung beitragen.

Beispiele für betriebliche Abspernungen sind:

- Erkennungs- und Monitoringausrüstung;
- Prozesse und Arbeitsanweisungen;
- Sicherheitstrenn- und -sperreinrichtungen;
- Betriebserlaubnissystem.

4.7.5 Menschliche Abspernungen

Menschliche Abspernungen sind die Fähigkeiten und Kenntnisse, die Personen vermittelt wurden, um Gefährdungen oder Abweichungen zu erkennen und geeignete Minderungsmaßnahmen zu ergreifen (Reaktion).

Beispiele menschlicher Abspernungen sind:

- Ausbildung;
- Erkennen und Reagieren;
- Fähigkeiten und Kompetenzen für das Reagieren auf Risiken;
- Erfahrung;
- Aufsichtskompetenzen.

Die Auslegung und Gestaltung von Ausrüstung und deren Schnittstellen mit Bedienpersonen sollten berücksichtigt werden, um menschliche Fehler zu begrenzen.

4.7.6 Administrative Kontrollen

Eine Organisation bietet die Struktur und Kultur als Rahmen für die Bohrlochintegrität und deren Management. Als Teil dieser Struktur liefern administrative Kontrollen Angaben zu, Unterstützung bei und Kontrolle über Tätigkeiten in direktem oder indirektem Zusammenhang mit der Bohrlochintegrität.

Beispiele für administrative Kontrollen sind:

- Auslegungsnormen;
- Normen zur Handhabung von Materialien;
- Anleitungen zu Verfahren und Politik;
- Änderung von Prozessen/Eskalation von Entscheidungen.

4.8 Leistungsnormen für Ausrüstung

4.8.1 Allgemeines

Im Bohrlochintegritätsmanagement gibt es mehrere Arten von Leistungsnormen. Diese Leistungsnormen legen gewöhnlich Anforderungen in den folgenden Bereichen fest:

- Menschen: Normen zur Bewertung von Kompetenzen;
- Ausrüstung (WBE): Leistungsnormen und Spezifikationen für Ausrüstung;
- Bohrlochintegrität: Normen zur Festlegung der Bohrloch-Betriebsgrenzen;
- Managementsystem: Normen zur Festlegung von Schlüsselleistungskennzahlen und Audits.

Dieser Unterabschnitt konzentriert sich auf die Leistungsnormen für Ausrüstung. Andere Normen und Anforderungen werden in anderen Unterabschnitten behandelt.

Leistungsnormen sollten für alle Bohrlochkomponenten festgelegt sein, welche Teil eines SCE oder einer Bohrlochabsperrung sind. Der Bohrlochbetreiber sollte Leistungsnormen für WBEs für jeden Bohrlochtyp festlegen. Leistungsnormen sind mit Unterstützung durch die Risikobewertung die Grundlage für ihre Auslegung und Auswahl sowie für die Entwicklung von Anforderungen für Wartung und Monitoring.

Die für eine Leistungsnorm für Ausrüstung zu bestimmenden Kriterien sind:

- a) Funktionalität — was die Ausrüstung tun muss, um Integrität herzustellen und aufrechtzuerhalten;
- b) Verfügbarkeit — das Ausmaß in dem die Ausrüstung ihre funktionale Integrität beibehalten kann;
- c) Zuverlässigkeit — die Wahrscheinlichkeit, dass die Ausrüstung bei Anforderung funktioniert, wenn für die Aufrechterhaltung der Integrität erforderlich;
- d) Überlebensfähigkeit — die Fähigkeit einer Komponente, eines Ausrüstungsteils oder eines Systems, bei Einwirkung identifizierter äußerer Belastungsereignisse in Zusammenhang mit einem schweren Störfall für eine festgelegte Dauer funktionsfähig zu bleiben;
- e) Wechselwirkungen mit und Abhängigkeiten von anderer, für die Funktionalität kritischer Ausrüstung.

Leistungsnormen für die Ausrüstung sollten im Laufe der Zeit entwickelt werden, da sich die Definition von Bohrlochtypen weiterentwickelt und Risiko- und Gefährdungsstudien durchgeführt werden, um den für das jeweilige WBE zur Ausführung seiner Funktion bei der Risikokontrolle erforderlichen Performance Level nachzuweisen. Die Bohrlochabsperungen, WBEs und Leistungsnormen für die Ausrüstung sollten am Ende der Bohrlochauslegungsphase vollständig festgelegt sein. Zweck von Prüfung und Wartung ist die Erhaltung und Verifizierung von WBEs unter Anwendung von in den Leistungsnormen festgelegten Kriterien durch wiederkehrende Prüfung und Verifizierungsprüfungen.

Ein Beispiel einer Leistungsnorm ist Anhang I zu entnehmen.

4.8.2 Bohrloch-Betriebsgrenzen

Bohrloch-Betriebsgrenzen sind eine Kombination aus den Kriterien, die der Bohrlochbetreiber festlegt, um sicherzustellen, dass das Bohrloch innerhalb seiner Auslegungsgrenzen und damit die Bohrlochintegrität während des gesamten Lebenszyklus des Bohrlochs aufrechterhalten bleibt.

Der Bohrlochbetreiber sollte Betriebsgrenzen für jeden Bohrlochtyp als Teil des Bohrlochintegritätsmanagementsystems (WIMS) festlegen. Alle Änderungen in Bohrlochkonfiguration, Zustand, Lebenszyklusphase oder Status erfordern eine Überprüfung und gegebenenfalls Aktualisierung der Bohrloch-Betriebsgrenzen.

Der Bohrlochbetreiber sollte Folgendes eindeutig festlegen:

- Verantwortungen für die Festlegung, Einhaltung, Überprüfung und Zulassung der Bohrloch-Betriebsgrenzen;
- die empfohlene Verfahrensweise zur Überwachung und Aufzeichnung jedes einzelnen Betriebsgrenzenparameters eines Bohrlochs während Zeiträumen, in denen das Bohrloch in der Konstruktion, in Betrieb, eingeschlossen oder abgehängt ist;
- Anforderungen an sämtliche festgelegten Schwellenwerte für die Bohrloch-Betriebsgrenzen;
- Maßnahmen, die zu ergreifen sind, wenn sich ein Bohrlochparameter seinem festgelegten Schwellenwert annähert;
- bei Überschreitung von Schwellenwerten der Bohrloch-Betriebsgrenzen erforderliche Maßnahmen, Benachrichtigungen und Untersuchungen;
- erforderliche Sicherheitssysteme zur Sicherstellung, dass die Parameter innerhalb der Grenzen bleiben.

4.9 Bohrlochabsperungsverifizierung

4.9.1 Allgemeines

Bei einer Verifizierungsprüfung wird überprüft, ob eine Komponente ihren Abnahmekriterien entspricht. Dies umfasst (u. a.) Funktionsprüfung, Dichtheitsprüfung, Lastprüfung in Längsrichtung (Zug- und/oder Druckbeanspruchung) und Modellverifizierung.

4.9.2 Funktionsprüfung

4.9.2.1 Allgemeines

Bei der Funktionsprüfung wird überprüft, ob eine Komponente oder ein System wie vorgesehen funktioniert. Sie sollte realistisch und objektiv sein und die Ergebnisse sollten aufgezeichnet werden. Sie besteht gewöhnlich (aber nicht ausschließlich) aus der empirischen Prüfung:

- der Funktionsfähigkeit der Ventile;
- der Schließ-/Öffnungszeiten der Ventile;
- der Umdrehungen des Ventilstellgriffs;

- des Antriebsstellwegs;
- der hydraulischen Signatur (Analyse des Steuerleitungs- und des Hydraulikfluid-Ansprechvolumens).

In Fällen, in denen die Durchführung einer Dichtheitsprüfung weder praktisch noch möglich ist, darf eine derartige Funktionsprüfung eigenständig als Verifizierungsprüfung zugelassen werden.

Die Funktionsprüfung darf beispielsweise an Ventilen, Sicherheitsabschaltsystemen, Alarm- und Messeinrichtungen durchgeführt werden.

4.9.2.2 Funktionsprüfung von Armaturen

Bei handbetätigten Ventilen zeigt die Funktionsprüfung den korrekten Ventilzyklus (Öffnen und Schließen) durch Zählen der Ventilgriffumdrehungen und Verifizierung eines reibungslosen Ventilzyklus. Bei der Prüfung von betätigten Ventilen werden die Öffnungs- und Schließzeiten gemessen und bestätigt, dass die Ventilschindel den gesamten Stellweg zurücklegt. Die Funktionsprüfung liefert keine Angaben zu möglicher Leckage des Ventils.

Die Funktionsprüfung von ESD/SSV-Ventilen darf entsprechend den Festlegungen nach API STD 6AV2 durchgeführt werden (dieses Dokument sollte auch auf Onshore-Bohrlochköpfe und Eruptionskreuz-ESD angewendet werden).

Bei einigen Ventilen, bei denen Bewegungen der Ventilschindel nicht einsehbar sind, ist eine Verifizierung der korrekten Funktionsfähigkeit durch Beobachtung der hydraulischen Signatur (Steuerleitungsdruckdaten und Hydraulikfluidansprechvolumen) möglich. Beispiele der hydraulischen Signatur eines oberflächengesteuerten Untertage-Sicherheitsventils (SCSSV) und des Ventils eines Unterwasser-Eruptionskreuzes sind Anhang G zu entnehmen. Unterwasser-Eruptionskreuzventile verfügen häufig über eine Anzeige für die Ventilstellung, die durch ein ROV beobachtet/verifiziert werden kann.

4.9.3 Dichtheitsprüfung

4.9.3.1 Allgemeines

Bei der Dichtheitsprüfung wird ein Differenzdruck aufgebracht, um sich der Integrität des Dichtungssystems einer Komponente zu vergewissern. Differenzdruck kann durch entweder Druckprüfung oder Zuflussprüfung erzielt werden (ein Beispiel für die Bestimmung der Leckrate ist Anhang H zu entnehmen).

4.9.3.2 Druckprüfung

Bei der Druckprüfung wird ein Druck aus bekannter Quelle aufgebracht, um sich der mechanischen und der Dichtungsintegrität der Komponente zu vergewissern.

Die während der Prüfung in Bohrloch, Ringräume und Hohlräume eingebrachten Fluide sollten hinsichtlich ihres Schadenspotenzials bewertet werden, beispielsweise das mögliche Einbringen sulfatverringender Bakterien oder die Fähigkeit, in Niedrigtemperaturumgebungen zu gefrieren.

Dies kann Folgendes umfassen:

- Verwendung von behandeltem Wasser (z. B. mit geringem Gehalt an Chlorid und Schwefel);
- Erhöhung des pH-Wertes der Prüfmedien;
- Zugabe von Biozid und Sauerstoffabsorber zu den Prüfmedien;
- Verwendung frostbeständiger Fluide, wie z. B. Solen oder Kohlenwasserstoffe;
- Erwägung der Verwendung eines Inertgases, wie z. B. Stickstoff.

4.9.3.3 Zuflussprüfung

Bei der Zuflussprüfung oder Negativprüfung wird Druck aus einer entfernten Quelle, wie z. B. Lagerstätten- oder Formationsdruck, verwendet. Ist ein aktives WBE (in Normalstellung offenes Element, das zum Schließen und zur Durchflussverhinderung betätigt werden muss, z. B. ein Ventil) zu prüfen, muss es geschlossen werden (passive Elemente, wie z. B. Zement, Futterrohr und Dichtungen werden als geschlossen angesehen). Der abströmseitige Druck (d. h. auf der Seite des WBE gegenüber der entfernten Druckquelle) am WBE wird verringert, um eine Druckdifferenz über dem WBE zu erzeugen, und das abströmseitige Volumen wird auf einen Druckanstieg überwacht, der ein Leck anzeigt.

Bei erfolgreicher Zuflussprüfung des Ventils kann angenommen werden, dass das Stellantriebssystem für das Schließen des Ventils soweit funktionsfähig ist, dass das Ventil schließt. Es wird jedoch nicht notwendigerweise bestätigt, dass das Stellantriebssystem selbst entsprechend seiner Betriebsparameter, wie z. B. Ansprechzeit, ausreichend Speichervolumen, Betriebsdruck usw., funktioniert.

Zwei Arten von untertage gesteuerten Untertage-Sicherheitsventilen werden verwendet:

- a) Ventile, die schließen, wenn der Druck einen bestimmten Wert unterschreitet (Umgebungsventile); und
- b) Ventile, die schließen, wenn die Durchflussmenge einen bestimmten Wert überschreitet (Geschwindigkeitsventile, auch bekannt als Sicherheitsdrosseleinrichtungen).

Diese Ventilarten können beide ausschließlich durch eine Zuflussprüfung nach dem Schließen des Ventils entsprechend den Herstellerverfahren verifiziert werden. Dies erfordert häufig, dass das Bohrloch an einen Niederdruck-Prüfabscheider oder eine Fackel angeschlossen wird, um Bedingungen von unkontrolliertem Durchfluss an die Oberfläche zu simulieren. Dies ist während des Bohrlochbetriebs häufig nicht durchführbar, und unter diesen Umständen sollte der Bohrlochbetreiber derartige Ventile durch die Festlegung einer Häufigkeit für ihren Austausch warten.

4.9.4 Durchflussrichtung

In der Regel sollte eine Komponente in Durchflussrichtung geprüft werden. Ist dies nicht möglich oder nicht durchführbar, sollte nach Möglichkeit eine Prüfung der Komponente entgegen der Durchflussrichtung durchgeführt werden. Die Prüfung kann bei der Bestimmung, ob eine Komponente in Durchflussrichtung abdichten kann, von begrenztem Wert sein. Wurde eine Komponente entgegen der Durchflussrichtung geprüft, sollte dies dokumentiert werden.

4.9.5 Temperatureinflüsse

Die Auswirkungen von Temperaturänderungen sind zu berücksichtigen, insbesondere in Unterwasser- oder arktischen Situationen, da Bohrung, Förderleitungen, Verteiler, Riser usw. beim Schließen fernbetätigter Ventile schnell abkühlen.

Temperatureinflüsse können die genaue Auswertung einer Dichtheitsprüfung verfälschen und die Dauer der Prüfung muss möglicherweise überprüft werden.

In diesen Fällen könnte eine Dichtheitsprüfung nicht möglich sein und es kann erforderlich sein, bei der Prüfung von Ventilen auf indirekte Anzeigen, wie z. B. die Temperatur selbst oder die Auswertung des Ansprechverhaltens der Steuerleitung, zurückzugreifen.

4.9.6 Modellverifizierung

Bestimmte Absperrerelemente müssen möglicherweise durch geeignete Modell- oder Typprüfungen während der Auslegungsphase verifiziert werden, da Prüfungen während des Betriebs möglicherweise unpraktisch oder undurchführbar sind. Beispiele derartiger Prüfungen umfassen Einwirkung von Wellenlast auf Standrohre, Schnellschlussgeschwindigkeiten für SSSVs und Nenndrucke eingebauter Futterrohre, wenn eine Druckprüfung an einem zementierten Schuh unerwünscht ist.

In derartigen Fällen dürfen die wiederkehrende Prüfung des physikalischen Zustands zur Überprüfung auf Anzeichen von Verschlechterung und ein Modell der Auswirkungen dieser Verschlechterung in Betracht gezogen werden.

4.10 Berichte und Dokumentation

4.10.1 Allgemeines

Daten in Zusammenhang mit Bohrlochauslegung, Konstruktion, Betrieb, Wartung und dauerhafter Auflassung sollten während des gesamten Lebenszyklus des Bohrlochs aufbewahrt werden und verfügbar sein. Der Bohrlochbetreiber sollte die aufzuzeichnenden und zu speichernden Informationen und Aufzeichnungen über ein Bohrloch festlegen.

Das Bohrlochintegritäts-Aufzeichnungssystem sollte:

- über einen Datenspeicher verfügen und Zugang zu Daten und Dokumenten für alle maßgebenden Anwender bieten;
- über dokumentierte Prozesse und Verfahren für die Überprüfung und Aktualisierung von Daten und Dokumenten verfügen;
- über Mittel zum Erhalten von Daten/Dokumenten verfügen, um Verschlechterung entgegenzuwirken und die Austauschbarkeit von Software (sofern verwendet) sicherzustellen;
- für Datenerfassung und Dokumentenmanagement verantwortliche Personen benennen;
- die Aufbewahrungsdauer von Aufzeichnungen festlegen;
- sicherstellen, dass das System allen gesetzlichen Vorschriften entspricht.

4.10.2 Statusbericht über die Bohrlochintegrität

Der Bohrlochbetreiber sollte die Anforderungen an den Statusbericht zum Monitoring der Bohrlochintegrität festlegen.

Diese können u. a. umfassen:

- Routineberichte, herausgegeben in vorgegebener Regelmäßigkeit (z. B. monatlich, vierteljährlich oder jährlich), welche die Tätigkeiten und Problembehandlungen in Zusammenhang mit der Bohrlochintegrität wiedergeben;
- Berichte zu den identifizierten Schlüsselleistungskennzahlen (KPIs) (siehe 4.12.1);
- ereignisspezifische Bohrlochintegritätsvorfälle und Untersuchungsberichte;
- durch örtliche Gesetzgebung vorgeschriebene Berichte an die Regierung/Behörde.

Der Bohrlochbetreiber sollte den Anwendungsbereich, die Empfänger und die Anforderungen für die Empfangsbestätigung aller derartigen Berichte festlegen.

Die in den Berichten behandelten Themen dürfen u. a. Folgendes umfassen:

- vorausgegangene oder Ad-hoc-Bohrlochüberprüfungen;
- Änderungen der ursprünglichen Grenzbedingungen;
- Änderungen der Bohrlochfunktion;
- Änderungen der Bohrspülungszusammensetzung;
- Änderung oder mögliche Verschlechterung des Bohrlochs und seiner Hardware;

- Untersuchung von MOC-Anmerkungen;
- Untersuchung von aufgetretenen Bohrlochabweichungen;
- Bohrlochabsperungen;
- Probleme in Zusammenhang mit Bohrlochintegrität;
- Probleme in Zusammenhang mit Ansatz oder Korrosion;
- Abnutzung und Verschleiß von Hardware und Ausrüstung;
- unbeabsichtigte Beschädigung von Hardware und Ausrüstung;
- veraltete Ausrüstung;
- Verlust von Absperrung oder Einschluss;
- umweltbezogene Änderungen;
- Änderungen von Vorschriften oder Gesetzen;
- Änderungen von örtlichen Verfahren und Normen;
- Änderungen des örtlichen Betriebsrisikomodells;
- anwendbare Technologiefortschritte;
- Änderungen der Auslegung und/oder der Auslegungsgrenzen von Ausrüstung/Material, z. B. neueste Bekanntmachungen des Herstellers oder Industrienormen;
- Reparaturen an oder Austausch von Bohrlochkomponenten, von Ventiltteilen bis hin zur vollständigen Aufwältigung;
- maßgebende Angaben zur Ausrüstungswartung zu(r) Verbesserung der technischen Spezifikationen, Zuverlässigkeitsdaten und/oder vorbeugenden Wartungsintervallen der Ausrüstung;
- Änderungen des Bohrloch-Betriebsbereichs, z. B. MAASP-Überprüfung.

4.10.3 Während der Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs abzuliefernde Leistungen

Am Ende jeder Phase des Lebenszyklus eines Bohrlochs müssen Anforderungen an die Dokumentation, Zertifizierung und Verifizierung erfüllt sein, um die Aufrechterhaltung des Bohrlochintegritätsmanagements sicherzustellen.

In Abhängigkeit von der Organisation des Bohrlochbetreibers gibt es auch Fälle, in denen die Übertragung von Verantwortung innerhalb einer Phase des Lebenszyklus erfolgt, wie in diesem Teil von ISO 16530 festgelegt. Für diese Fälle gelten Anforderungen hinsichtlich des verantwortungsvollen Umgangs mit Informationen und der Aufrechterhaltung der Bohrlochintegrität. Der Bohrlochbetreiber sollte diese Anforderungen in seinem WIMS festlegen.

4.10.4 Prozess der Bohrlochübergabe

Der Bohrlochbetreiber sollte die Verantwortung und Zuständigkeit für das Bohrloch während dessen Lebenszyklus und die Anforderungen an den Bohrlochübergabeprozess festlegen.

Die Bohrlochübergabe ist der Prozess der formellen Übertragung der Verantwortung für das Bohrloch und/oder den Bohrlochbetrieb von einer funktionalen Gruppe an eine andere und wird unterstützt durch die Anwendung einschlägiger Dokumentationen der Bohrlochübergabe.

Der Prozess sollte die maßgebenden Übergabephasen festlegen. Die Phasen, bei denen eine Bohrlochübergabe gewöhnlich erfolgt, sind mindestens die Übergänge:

- a) von der Konstruktionsphase zur Bohrlochbetriebsphase;
- b) von der Betriebsphase zur Eingriffs- und Aufwältigungsphase, einschließlich Wartung oder Instandhaltung, und zurück zur Bohrlochbetriebsphase;
- c) von der Betriebsphase zur Auflassung des Bohrlochs.

Der Bohrlochbetreiber sollte die Bohrloch-Betriebsgrenzen und den WBE-Status in der Bohrlochübergabedokumentation aufzeichnen. Als Teil der Bohrlochübergabedokumentation sollte der Bohrlochbetreiber über ein aktuelles Bohrlochabspernungsschema oder ein vergleichbares Verfahren zur Dokumentation der Bohrlochabspernungen verfügen (siehe Anhang J).

Die Übergabedokumentation sollte nur die Punkte enthalten, die angemessen sind, und sämtliche Änderungen der Bohrlochkonfiguration oder Betriebsgrenzen angeben.

Der Bohrlochbetreiber sollte sachkundiges Personal als verantwortlich für Erstellung, Verifizierung und Abnahme der Bohrlochübergabedokumentation benennen. Diese Personen sollten die Dokumentation dementsprechend mit Unterschrift und Datum unterzeichnen.

4.11 Änderungsmanagement

4.11.1 Allgemeines

Der Bohrlochbetreiber muss einen Prozess des Änderungsmanagements (MOC) anwenden, um Änderungen der Anforderungen an die Integritätssicherung eines einzelnen Bohrlochs oder des Bohrlochintegritätsmanagementsystems zu behandeln und aufzuzeichnen.

4.11.2 MOC-Prozess

Der MOC-Prozess sollte die folgenden Schritte umfassen:

- a) Identifizierung einer Änderungsanforderung;
- b) Identifizierung der Auswirkung der Änderung und der davon betroffenen Hauptbeteiligten. Darin eingeschlossen ist das Identifizieren, auf welche Normen, Verfahren, Arbeitspraktiken, Prozesssysteme, Zeichnungen usw. sich die Änderung auswirken würde;
- c) Durchführung einer angemessenen Stufe der Risikoanalyse entsprechend dem Risikoanalyseprozess des Bohrlochbetreibers (siehe Anhang A). Dies umfasst:
 - Identifizierung der Änderung des/der Risikograde(s) anhand einer Risikoanalysematrix oder anderer Mittel sowie dementsprechende Aktualisierung des Risikoregisters;
 - Identifizierung zusätzlicher Vorkehrungen und Minderungsmaßnahmen, die für die Minderung des Risikogrades anwendbar sind;
 - Identifizierung des Restrisikos bei der Umsetzung der Änderung/Abweichung;
 - Überprüfung des Restrisikogrades anhand der Risikotolerierbarkeit/ALARP-Abnahmekriterien des Bohrlochbetreibers.

- d) Vorlage des MOC-Vorschlags zur Überprüfung und Zulassung entsprechend dem Zuständigkeitssystem des Bohrlochbetreibers;
- e) Bekanntmachung und Aufzeichnung des zugelassenen MOC;
- f) Umsetzung des zugelassenen MOC.

Am Ende der Gültigkeitsdauer des zugelassenen MOC, wird das MOC zurückgezogen oder eine Erweiterung zur Überprüfung und Zulassung vorgelegt.

ANMERKUNG Ist die Änderung dauerhaft, beendet ihre Umsetzung den MOC-Prozess.

4.11.3 Befreiung vom WIMS

Beim Bohrlochintegritätsmanagement gibt es häufig Befreiungen, insbesondere in der Betriebsphase des Lebenszyklus eines Bohrlochs, um Abweichungen von den Anforderungen des WIMS zu handhaben.

Der Bohrlochbetreiber sollte über ein Verfahren verfügen, das eindeutig den/die für Befreiungen vom WIMS erforderlichen Prozess und Zulassungen festlegt. Befreiungen sollten zeitlich begrenzt sein und das Management des Prozesses und der Zulassung etwaiger Verlängerungen sollte durch den Befreiungsprozess des Bohrlochbetreibers erfolgen.

Es können Fälle eintreten, in denen die Einwirkung weiterer Risiken oder der für die Wiederherstellung der ursprünglichen Absperrungsanordnung erforderliche Grad der Systemschädigung in starkem Missverhältnis zu der wahrscheinlich durch eine Reparatur erreichbaren Risikominderung steht. In derartigen Fällen und nach einer erneuten Beurteilung der zutreffenden Leistungsnorm durch Risikoanalyse darf die Nutzung des Bohrlochs unter Anwendung der überarbeiteten Leistungsnorm fortgesetzt werden. Das Management dieser Änderungen sollte durch den MOC-Prozess erfolgen.

4.12 Fortlaufende Verbesserung

4.12.1 Allgemeines

Die Verfahren und Prozesse, die zur Unterstützung der in 4.4 beschriebenen WIMS-Schlüsselemente und aller anderen vom Bohrlochbetreiber festgelegten Elemente angewendet werden, sollten regelmäßig überwacht werden, um ihre Wirksamkeit sicherzustellen.

Verschiedene Verfahren sind anwendbar für die Durchführung einer derartigen Leistungsüberwachung, und zwar u.a. die Folgenden:

- KPI-Monitoring;
- Aufzeichnung der Projekterfahrung;
- Übereinstimmung mit dem Auditprozess.

Diese Verfahren sind anwendbar, um die Aspekte des WIMS zu identifizieren, die verbessert werden können.

Der Bohrlochbetreiber sollte Prozesse der fortlaufenden Verbesserung in das WIMS aufnehmen. Dieser Prozess würde beschreiben, wie die durch den Prozess der fortlaufenden Verbesserung hinzugewonnenen Informationen und Kenntnisse mit den Personen geteilt werden sollten, die für jene Phase des Lebenszyklus verantwortlich sind, in der die Verbesserung anwendbar ist.

4.12.2 Schlüsselleistungskennzahl-Monitoring

KPIs sind festgelegte Zahlen in Zusammenhang mit den in 4.4 beschriebenen WIMS-Elementen und allen anderen vom Bohrlochbetreiber festgelegten Elementen.

Festlegung, Nachverfolgung und regelmäßige Überprüfung dieser Zahlen unterstützt die:

- Bestimmung der Wirksamkeit des aktuell angewendeten WIMS;
- Identifizierung allgemeiner Trends hinsichtlich der Zuverlässigkeit des Bohrlochbestands;
- Identifizierung allgemeiner Trends hinsichtlich der Risiken für die Bohrlochintegrität anhand des Bohrlochbestands.

Der Bohrlochbetreiber sollte KPIs und eine geeignete Häufigkeit der Überprüfung bestimmen, die für die Nachverfolgung der Wirksamkeit des WIMS angemessen sind. Diese sollten auf Zahlen beruhen, die auf kritische Ziele des WIMS ausgerichtet sind (Beispiele sind Anhang K zu entnehmen). Dies ermöglicht das Monitoring sowohl der Leistung der Bohrlochintegritätstätigkeiten als auch ihrer Wirksamkeit bei der Aufrechterhaltung und Verbesserung der Bohrlochintegrität.

4.12.3 Projekterfahrung

Während des Lebenszyklus des Bohrlochs werden wahrscheinlich die durchführbaren Verbesserungen von Prozessen, Verfahren, Auslegungen und Ausrüstung identifiziert.

Der Bohrlochbetreiber sollte einen formellen Prozess für die Erfassung und Dokumentation derartiger Projekterfahrungen festlegen, um den Prozess der fortlaufenden Verbesserung zu unterstützen.

4.13 Audit

4.13.1 Allgemeines

Der Bohrlochbetreiber sollte einen Auditprozess festlegen, um die Übereinstimmung mit dem WIMS nachzuweisen. Die Auditberichte sollten eindeutig angeben, welche Teilbereiche des WIMS angemessen funktionieren und bei welchen Teilbereichen weitere Maßnahmen erforderlich sind.

4.13.2 Auditprozess

Jedes Element des WIMS sollte einem Audit unterzogen werden. Die Häufigkeit von Audits sollte vom Bohrlochbetreiber festgelegt werden oder örtlicher Gesetzgebung entsprechen.

Jedes Audit sollte eindeutige Festlegungen unter besonderer Beachtung der Prüfung auf Übereinstimmung mit dem WIMS und Wirksamkeit bei der Erfüllung der Ziele des WIMS aufweisen.

Ziele, Anwendungsbereich und Kriterien des Audits sollten im Voraus vereinbart werden.

Der Leiter des Auditteams ist verantwortlich für die Durchführung des Audits und sollte von dem zu prüfenden Arbeitsprozess unabhängig sein.

Der resultierende Auditbericht sollte alle beobachteten Mängel identifizieren und Empfehlungen für deren Handhabung enthalten.

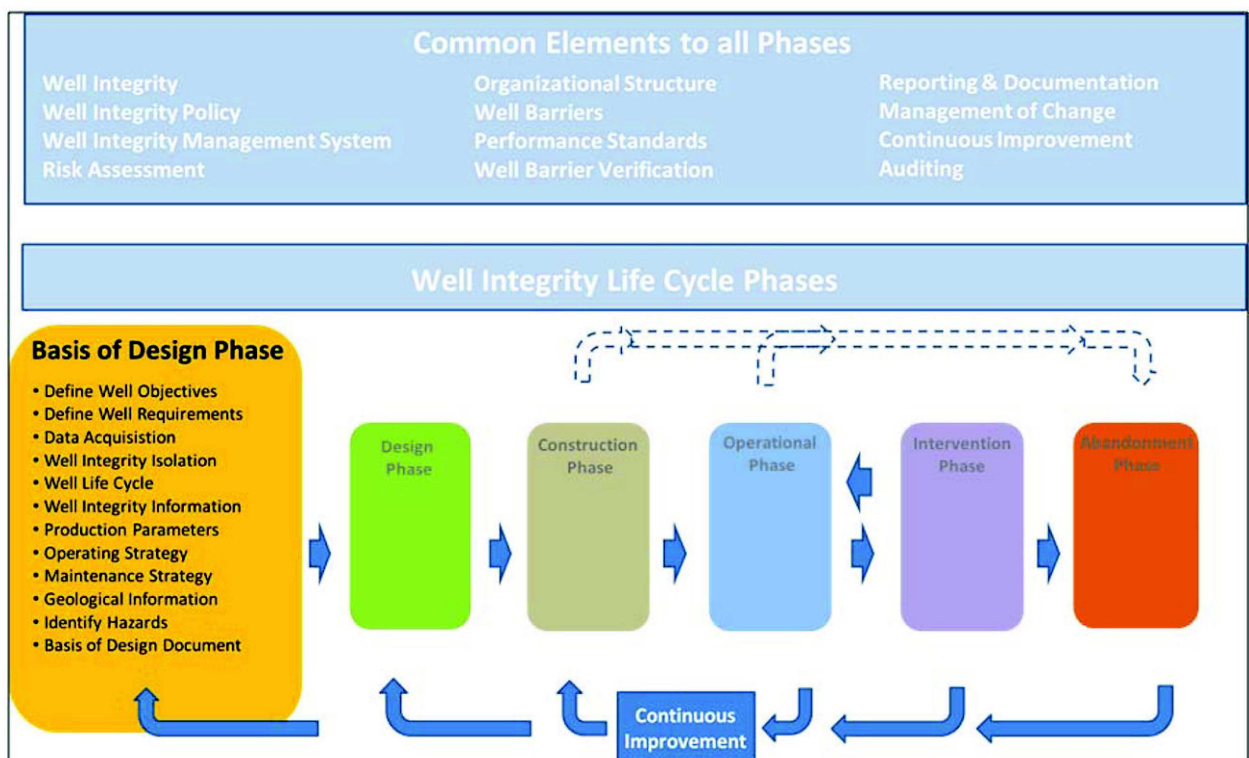
Das für die Bohrlochintegrität verantwortliche Managementteam des Bohrlochbetreibers sollte die Auditempfehlungen überprüfen und gegebenenfalls Maßnahmen anordnen und Fortschritte nachverfolgen.

5 Auslegungsgrundlagenphase

5.1 Ziele der Auslegungsgrundlagenphase

Das Hauptziel dieser Phase ist die Entwicklung einer Auslegungsgrundlage, die den Geschäftszielen des Bohrlochs entspricht, bei gleichzeitiger Herstellung und Aufrechterhaltung der Bohrlochintegrität während der Lebenszyklusphasen Auslegung, Konstruktion, Betrieb, Eingriff und Auflassung. Die Elemente dieser Phase sind detailliert in Bild 3 aufgeführt. Diese Arbeit sollte von einem sachkundigen Team durchgeführt werden, das die örtlichen Bedingungen des geplanten Bohrlochs sowie die Geschäftsziele des Bohrlochs während dessen Lebenszyklus versteht und bewertet, um potenzielle Gefährdungen zu identifizieren und angemessene Absperrelemente festzulegen, welche diese Gefährdungen und die zugehörigen Risiken kontrollieren oder mindern können.

Die Arbeit sollte einem strukturierten Prozess mit eindeutigen Anforderungen folgen, so dass die Integrität des Bohrlochs während dessen gesamten Lebenszyklus sichergestellt werden kann.



Text im Bild (zusätzlich zu Bild 1)

Define well objectives
Define well requirements
Data acquisition
Well integrity isolation
Well life cycle
Well integrity information
Production parameters
Operating strategy
Maintenance strategy
Geological information
Identify hazards
Basis of design document

Festlegen der Ziele für das Bohrloch
Festlegen der Anforderungen für das Bohrloch
Datenerfassung
Bohrlochintegritätsisolation
Lebenszyklus des Bohrlochs
Bohrlochintegritätsinformationen
Förderparameter
Betriebsstrategie
Wartungsstrategie
Geologische Informationen
Identifizieren von Gefährdungen
Auslegungsgrundlagendokument

Bild 3 — Auslegungsgrundlagenphase des Bohrlochs

5.2 Organisationsstruktur und Aufgaben

Die für die Durchführung der Auslegungsgrundlagenphase erforderlichen Ressourcen und funktionalen Kompetenzen sollten festgelegt sein, um sicherzustellen, dass Zeit und Sachkenntnisse für das Identifizieren der über den Lebenszyklus des Bohrlochs betrachteten Risiken, Gefährdungen und geeigneten Minderungsmaßnahmen ausreichen. In den meisten Organisationen wird diese Aufgabe durch die Zusammenarbeit von Einzelpersonen, welche die Funktionen repräsentieren, bearbeitet. Die erforderlichen Kompetenz- und Erfahrungsniveaus dieser Personen sind von den bohrlochspezifischen Herausforderungen abhängig.

Typische Bereiche, die funktionale Kompetenzen erfordern, umfassen Folgende:

- Geologie, Geophysik, Geochemie, Geomechanik, Petrophysik;
- Lagerstättentechnik;
- Bohren, Bohrlochprüfung, Komplettierung, Unterwassertechnik;
- Einrichtungen, Förderarbeiten;
- Arbeiten in Zusammenhang mit Eingriff, Aufwältigung und Auflassung;
- Bohrlochwartung/-inspektion und technische Überprüfungen der Bohrlochintegrität.

Jede allgemeine Funktion kann bei einigen Anwendungen das Heranziehen weiterer spezifischerer Teilbereiche erfordern (z. B. bei HPHT, Umwelt-, Tiefsee- und saure Bedingungen).

Der Bohrlochbetreiber sollte die Kompetenzanforderungen festlegen und das geeignete Personal mit der Erfüllung der folgenden Aufgaben beauftragen:

- a) Festlegung der Ziele für das Bohrloch, wie z. B. Untertage-Zielpunkt und Bohrlochtyp (Produktions-, Injektionsbohrloch, Gas oder Öl), Lebenserwartung und Förder- oder Injektionsleistung mit der zu erwartenden Ausflusszusammensetzung sowie mögliche Änderungen im Verlauf des Lebenszyklus;
- b) Identifizierung der zu erwartenden gesteinsmechanischen Gefährdungen und Untertage-Gefährdungen, welche die Bohrlochintegrität während des zu erwartenden Lebenszyklus des Bohrlochs gefährden können, z. B. Verwerfungen, Brüche, Porendrücke, H₂S, CO₂, Flachgas, Hochdruckträger, Kreiden, Salzmigration, Dauerfrost, Senkung, Erdbeben usw.;
- c) Bereitstellung aller Informationen hinsichtlich Oberflächengefährdungen und zu erwartender Änderungen, welche die Bohrlochintegrität während des zu erwartenden Lebenszyklus des Bohrlochs beeinflussen können, z. B. Lage, Umgebung, Stadtplanung, Nähe zu Seen, Flüssen, Unterwasser, Offshore, Kampfmittelrisiko, andere Arbeiten oder Industrietätigkeiten, Risiko von Senkung, Überschwemmung usw.;
- d) Identifizierung der Gefährdungen in Zusammenhang mit bestehenden Bohrungen, aufgelassenen Bohrlochern, Zustand der Versatz-Bohrlöcher, damit verbundene Umweltprobleme, Richtbohrungsverlauf usw.;
- e) Bereitstellung eines kombinierten Gefährdungs-/Risikoregisters der identifizierten und bestätigten Gefährdungen für Oberflächen- und Untertagebedingungen für die Auslegungsgrundlage.

Typische Quellen maßgebender Eingaben umfassen:

- a) Versatz-Bohrlöcher, Vorgeschichte des Feldbetriebs (Proben aus dem Bohrlochinnern, Formationsporendrücke und -festigkeit, Untertagegefährdungen);
- b) örtliche Studien der Oberflächen- und Untertagebedingungen (Seismik, Lagerstättenmodell, Meeresboden, Topographie, Senkung), welche die Bohrlochintegrität während des Lebenszyklus beeinflussen können;

- c) Projekterfahrung in Zusammenhang mit Bohrlochintegrität von anderen Bohrlöchern oder Projekten mit ähnlichen Bedingungen;
- d) zu erwartende Änderungen des Lebenszyklus oder der Bohrloch-Betriebsgrenzen, welche die Bohrlochintegrität beeinflussen können.

Die Informationen sollten verwendet werden, um die Auslegungsgrundlage des Bohrlochs zu umreißen sowie Risiken und zugehörige Gefährdungen zu identifizieren.

5.3 Bohrlochabsperungen

Der Sicherungsprozess der Bohrlochabsperungen in der Auslegungsgrundlagenphase besteht aus dem Identifizieren potenzieller Gefährdungen und dem Festlegen angemessener Absperungen, die sowohl Oberflächen- als auch Untertagegefährdungen während des Lebenszyklus des Bohrlochs entsprechend der Absperungsphilosophie des Bohrlochbetreibers und den Anforderungen dieser Norm kontrollieren können.

Eine Beschreibung des Systems für das Monitoring der Bohrlochabsperungen, des Druckmanagements sowie der Notwendigkeit von chemischer Injektion und Inhibition sollte enthalten sein.

5.4 Identifizierung und Analyse von Gefährdungen

Ein Schlüsselziel der Auslegungsgrundlagenphase ist die Identifizierung der Gefährdungen in Zusammenhang mit der Bohrlochintegrität. Anhang L enthält ein Beispiel einer Checkliste zur Unterstützung der Identifizierung potenzieller Gefährdungen.

Das Maß an Detailliertheit sollte dieses Ziel widerspiegeln und somit konzentriert sein auf die Identifizierung von Gefährdungen, die:

- signifikant zum Gesamtrisiko beitragen, falls das Projekt realisiert wird [d. h. potenzielle, zu Funktionsfehlern führende Fehlplanungen („Show-Stoppers“) und andere schwere Risiken];
- Kontrolle und Minderung durch besondere Aufmerksamkeit und Nachverfolgung in der Auslegungsphase erfordern, um einen annehmbaren Risikograd zu erreichen.

Die identifizierten Gefährdungen sollten aufgezeichnet und in einem Risikoregister dokumentiert werden.

5.5 Abzuliefernde Leistungen

5.5.1 Allgemeines

Die bei diesem Teil des Lebenszyklus eines Bohrlochs abzuliefernden Leistungen bilden gemeinsam mit dem unterstützenden Risikoregister die Auslegungsgrundlage.

Die Auslegungsgrundlage sollte die für die detaillierte Auslegung erforderliche Dokumentation entsprechend der Beschreibung in den nachstehenden Unterabschnitten enthalten. Das Risikoregister sollte beigefügt und die Hauptgefährdungen sollten hervorgehoben sein. Ein Beispielttemplate für ein Risikoregister ist Anhang B zu entnehmen.

Bohrlochauslegungsmöglichkeiten sollten eindeutig identifiziert, beschrieben und bewertet werden. Als Teil dieser Möglichkeiten sollte robuste Bohrlochauslegung und Bohrlochintegritätsmanagement während des Lebenszyklus besonders berücksichtigt werden, siehe 6.3.

5.5.2 Bereitzustellende allgemeine Angaben

Die Auslegungsgrundlage sollte die folgenden Angaben enthalten:

- Projektbezeichnung;
- Lokation und Zielpunkt des Bohrlochs:
 - a) Breiten-/Längengrad von Zielpunkt 1;
 - b) Breiten-/Längengrad von Zielpunkt 2;
 - c) Ziel-TVD-Tiefen;
 - d) Angaben zur Zielformation (Bezeichnung und Art der Formation);
 - e) höchster zu erwartender Formations-/Lagerstättendruck;
- Untertagearchitektur (vertikal/abweichend/horizontal);
- Bohrlochtyp (Gaslift, Ölförderer, Wasserinjektor, Gasförderer usw.);
- Auslegungsdrücke:
 - a) (höchste und niedrigste) Lagerstättenporendrücke während der Lebensdauer des Bohrlochs;
 - b) Formationsbruchdrücke oder -gradienten;
 - c) höchste zu erwartende Bohrlochkopfdrucke (Durchfluss, Einschluss oder Injektion);
- Fördergrenzen:
 - a) größte und kleinste zu erwartende Fördermengen (Gas/Öl/Wasser);
 - b) zu erwartender Zusammensetzungsbereich der zu fördernden oder zu injizierenden Fluidtypen (z. B. süß, sauer, korrosiv);
 - c) Strategien für Stimulation/Prüfung/Behandlungen und Beschreibung der Chemikalien;
 - d) höchste und niedrigste zu erwartende Oberflächen- und Unterwassertemperaturen;
- erforderliche Betriebslebensdauer des Bohrlochs, in Jahren.

5.5.3 Ziele und Lebenszyklus des Bohrlochs

5.5.3.1 Allgemeines

Ziele des Bohrlochs und zugehörige Gefährdungen der Integrität des Bohrlochs während dessen Lebenszyklus sollten durch die Drainagestrategie, einschließlich Sekundär-Rückgewinnungsverfahren, bestimmt werden. Darin eingeschlossen ist eine Beschreibung der erforderlichen Fördersysteme, der Injektoren für Druckunterstützung sowie jeglicher Entsorgungsbohrlöcher und sämtlicher während des Lebenszyklus eines Bohrlochs zu erwartenden Änderungen oder Unsicherheiten.

Die in Zusammenhang mit dem Bohrloch während dessen Lebenszyklus abzuliefernden Leistungen und Tätigkeiten sollten festgelegt werden. Dies könnte eine geplante Neukomplettierung, Umwandlung von Förder- zu Injektionsbohrloch, Wiederverwendung eines Bohrlochs durch Abzweigung, Vertiefung zu neuen Zielpunkten sowie Änderungen von Zielen, geplanten Bohrlochmess- und Eingriffstätigkeiten usw. einschließen.

5.5.3.2 Zuflussanforderungen

Aspekte des Bohrlochs, die die Förderung durch Zufluss beeinflussen, sollten in diesen Teil der Auslegungsgrundlage einbezogen werden, beispielsweise:

- Komplettierungsart: Diese sollte angeben, ob das Bohrloch eine ein-, zwei- oder mehrseitige Komplettierung ist. Ein(e) Schema/Skizze des Komplettierungskonzepts darf (als Teil der unterstützenden Dokumentation) beigelegt werden.
- untere Komplettierungsart, z. B. zementiert, Einzelbohrung, offenes Bohrloch usw.;
- Sandkontrolle: Dokumentation der Sandverwerfungsanalyse sollte Teil der unterstützenden Dokumentation sein. Ist Sandkontrolle erforderlich, sollten die Verfahren des Sandmanagements an diesem Punkt angegeben sein. Dabei kann es sich um die Auswahl von Filter oder Kies, die Beräumungs- oder Einsatzstrategie usw. handeln;
- Perforation: Sind Perforationen erforderlich, sollten die Abstände der Zielpunkte an diesem Punkt angegeben sein;
- sämtliche Zonenisoliationsanforderungen aufgrund unterschiedlicher/-m Lagerstättenparameter oder Druckverhalten.

5.5.3.3 Ausflussanforderungen

Aspekte des Bohrlochausflusses, die die Förderung beeinflussen, sollten in diesen Teil der Auslegungsgrundlage einbezogen werden, wie z. B.:

- Durchflussanforderungen für Förderung/Injektion;
- Anforderungen an die Neukomplettierung während der Lebensdauer des Bohrlochs zum Ausgleich von Änderungen im Durchflussverhalten;
- Anforderungen für die Chemikalieninjektion und/oder künstliche Förderung.

5.5.4 Lokation und Zielpunkte des Bohrlochs

Lokation und Zielpunkte des Bohrlochs sollten beschrieben werden. Darin eingeschlossen ist eine Beschreibung unterschiedlicher Lokationen und Zielpunkte, mit den zugehörigen identifizierten Gefährdungen sowie sämtliche zu erwartenden Änderungen während des Lebenszyklus. Die Lage des Bohrlochs sollte die Oberflächenlokation einschließen, d. h. Segmentgröße, Plattformkonfiguration, Bohrstellenrückgewinnung und Unterwassertopographie.

5.5.5 Prognosen zu geologischen Formationen, Porendruck, Formationsfestigkeit und Temperatur

Eine Beschreibung der zu erwartenden Formationen und Fluide, Porendrucke, Formationsfestigkeit und Temperaturen sollte einschließlich der zugehörigen Unsicherheit bereitgestellt werden. Anhang M ist ein Beispiel für ein Porendruck-Formationsfestigkeits-Diagramm zu entnehmen. Das Maß an Detailliertheit ist von Typ und Komplexität des Bohrlochs abhängig.

Die Angaben sollten Untertage-Grundwasserleiter und Gefährdungen, Fehler und Hochdruckträger einschließen, d. h. Voraussagen von Porendrücken, Schutz von Süßwasser, graphische Schichtenprognose, Ausrichtung und Länge des Aufbrechens der Förderzone.

5.6 Anforderungen an die Datenerfassung

5.6.1 Allgemeines

Die Anforderungen an die Erfassung von Bohrlochintegritätsdaten während der Konstruktions- und der Betriebsphase sollte in diesem Teil der Auslegungsgrundlage des Bohrlochs angegeben werden. Dies sollte einschließen:

- a) Identifizierung der Anforderungen an die Datenerfassung während der Konstruktion des Bohrlochs;

Darin sollte angegeben sein, welche Daten und Tätigkeiten während der Konstruktion jedes Bohrlochabschnitts erforderlich sind, und festgelegt sein, ob Messungen zur Zementbewertung, ein erweiterter Formationsdrucktest, Sättigungsmessungen, Gammastrahlenprüfungen usw., erforderlich sind.

- b) Identifizierung der Anforderungen an die Datenerfassung während des Betriebs des Bohrlochs in Zusammenhang mit dem Monitoring des Absperrungsverhaltens;

Darin sollte angegeben sein, welche Daten während der Betriebslebensdauer des Bohrlochs erforderlich sind, und festgelegt sein, ob Faseroptik, Druckmessgeräte im Bohrloch, Kontrollmessfühler usw. als Teil der Bohrlochauslegung erforderlich sind.

5.6.2 Sonstige Angaben zur Bohrlochintegrität

Sonstige Angaben können erforderlich sein, um sicherzustellen, dass die Bohrlochauslegung die erforderliche(n) Isolation, Systeme für die Wartung und Zustandsüberwachung der Bohrlochabsperungen sowie die Bohrlochabsperungen für die künftige Auflassung vorsieht. Darin eingeschlossen sind einschlägige Angaben zur Auslegung von Futterrohr und Komplettierung. Besondere Betrachtungen, die zu berücksichtigen sind, sollten hierin aufgezeichnet werden, beispielsweise:

- Anforderungen an Bohrlochabsperungen für die Phasen des Lebenszyklus (für Ausfluss und Zonenisolation) für alle potenziellen Zuflussquellen während des gesamten Lebenszyklus, einschließlich Auflassung;
- sämtliche Anforderungen für obere und untere Bohrloch-Betriebsgrenzen;
- Anforderungen an die Bohrlochintegritätsisolation in Zusammenhang mit identifizierten Risiken, z. B. Mindest-Formationsfestigkeit in der Packer-Einbautiefe zur Vermeidung des Risikos der Injektion außerhalb der vorgesehenen Zone, Anforderungen an die Grundwasserisolation usw.;
- sämtliche SCSSV-Anforderungen, wie z. B. Einbautiefe, aufgrund beispielsweise des Risikos von Hydrat- und Ablagerungsbildung;
- SCSSV-Auslegungsanforderungen, damit der Steuerleitungs-Ansprechdruck das ausfallsichere Schließen bei Ausfall des Bohrlochkopfes sicherstellt, und die hydrostatische Drucksäule von Ringraumfluid und Meerwasser (sofern maßgebend) über dem Bohrlochkopf sollten berücksichtigt werden. Dies trifft besonders zu, je tiefer das Ventil eingesetzt ist und bei Tiefseebohrlöchern;
- Lagerstättenverdichtung und -spannungen, welche die Bohrlochintegrität beeinflussen können, wie z. B. Tonerde- oder Salzverdrückung, Bewegung von Dauerfrostboden, sonstige tektonische Bewegungen oder Senkungsrisiko;
- Betrachtungen bei der Auslegung des Schutzes von Futterrohr/Zementation gegen korrosive Grundwasserleiter und des äußeren Korrosionsschutzes von Oberflächen-Futterrohren, z. B. korrosive Grundwasserleiter, die Korrosionskontrollen während der Bohrlochkonstruktion, besondere Zementationsanforderungen oder Änderungen der Futterrohrspezifikation erfordern;
- besondere Betrachtungen, welche die Auslegung von Bohrlochabsperungen beeinflussen können, z. B. künstliche Förderung, Bohrlöcher mit einzelner Absperrung usw.;

- Zementationsanforderungen, einschließlich Mindesthöhen von Futterrohr und Zementstopfen sowie Anforderungen an Bohrlochmessungen und Reparatur-Zementationsstrategie;
- örtliche Gesetzgebung mit Einfluss auf die Bohrlochauslegung;
- Anforderungen und verfügbare Systeme für das Monitoring von Bohrlochabsperungen und Parametern mit Einfluss auf die Bohrlochintegrität (Sandförderung, H₂S-Gehalt, Druck, Temperatur usw.);
- vorgesehene Betriebs- und Wartungsphilosophie;
- Dicke des Deckgebirges und Tiefe im Verhältnis zur Oberseite der Zementsäule.

5.6.3 Förder- und Injektionseigenschaften mit Einfluss auf die Bohrlochintegrität während des Lebenszyklus

Alle für den Betrieb des Bohrlochs während dessen Lebensdauer maßgebenden Daten sollten aufgeführt werden. Eine Voraussage der Fördermenge während des Lebenszyklus, ein Förderprofil und/oder Injektionsmengen/-profile sollten eingeschlossen sein. Sämtliche Angaben zu Förderparametern, welche die Bohrlochintegrität beeinflussen könnten, sollten einbezogen werden, beispielsweise:

- zu erwartende Durchfluss-/Injektionsmengen für Öl/Gas/Wasser und deren zu erwartende Verhältnisse;
- Ablagerungen, die aller Wahrscheinlichkeit nach im Bohrloch auftreten, wie z. B. Ansatz, Wachs, Asphaltene, Hydrate, NORM, Mercaptan, Quecksilber usw.;
- zu erwartende mikrobiell verursachte Korrosion;
- vorherzusehende Zusammensetzung des geförderten Fluids, z. B. H₂S, CO₂, Sand usw.;
- vorherzusehende Injektionsfluidzusammensetzung, z. B. Gehalt an Sauerstoff, Sulfat, Feststoffen usw.

5.6.4 Qualitätssicherungs- und Abnahmeprozess

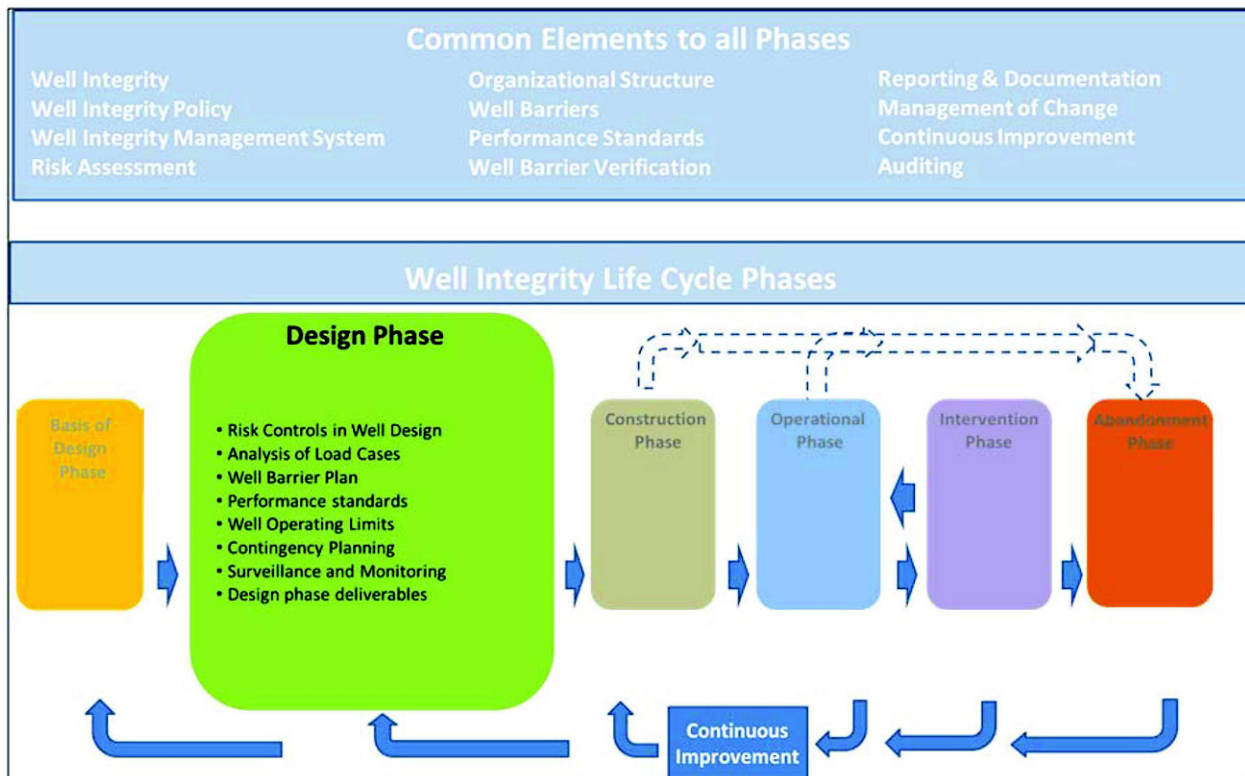
Die Auslegungsgrundlagenphase sollte mit einem Qualitätssicherungsprozess und funktionsübergreifenden Abnahmeprozess mit dokumentierten Nachweisen und festgelegten Dateneigentümern abgeschlossen werden.

6 Bohrlochauslegungsphase

6.1 Ziele der Bohrlochauslegungsphase

Bei der Bohrlochauslegungsphase sollte die Integrität des Bohrlochs während dessen Lebenszyklus, einschließlich aller künftigen Eingriffe und der Auflassung des Bohrlochs, betrachtet werden. Die Auslegung des Bohrlochs sollte das Management der Bohrlochintegrität während des Lebenszyklus des Bohrlochs ermöglichen. Der Schwerpunkt der Auslegungsaspekte in Zusammenhang mit der Bohrlochintegrität sollte auf dem Management der Hardware und Systeme liegen, die die Bohrlochabsperungen für den Lebenszyklus bilden. Die Eingaben in der Bohrlochauslegungsphase sind das Auslegungsgrundlagendokument aus der Auslegungsgrundlagenphase des Bohrlochs gemeinsam mit sämtlichen identifizierten zugehörigen Gefährdungen für die Bohrlochintegrität. Diese identifizierten Gefährdungen sind im Risikoregister aufgeführt und die Risiken sollten während der Bohrlochauslegungsphase behandelt und aktualisiert werden. Die Elemente dieser Phase sind detailliert in Bild 4 dargestellt.

Es wird empfohlen, dass der Bohrlochbetreiber einen Überprüfungsprozess auf die Bohrlochauslegung anwendet, um sicherzustellen, dass alle Gefährdungen, Risiken, Kontrollen und Minderungsmaßnahmen behandelt wurden.



Text im Bild (zusätzlich zu Bild 1)

Risk controls in well design
Analysis of load cases
Well barrier plan
Performance standards
Well operating limits
Contingency planning
Surveillance and monitoring
Design phase deliverables

Risikokontrollen in der Bohrlochauslegung
Lastfallanalyse
Bohrlochabsperplan
Leistungsnormen
Bohrloch-Betriebsgrenzen
Störfallplanung
Überwachung und Monitoring
In der Auslegungsphase abzuliefernde Leistungen

Bild 4 — Bohrlochauslegungsphase

6.2 Organisationsstruktur und Aufgaben

Der Bohrlochbetreiber sollte die Kompetenzanforderungen festlegen und das geeignete Personal beauftragen mit der Erfüllung der folgenden Aufgaben innerhalb der Bohrlochauslegungsphase:

- Futterrohrauslegung;
- Komplettierungsauslegung;
- Porendruckanalyse;
- Bohr- und Komplettierungstätigkeiten;
- Bohrlochprüftätigkeiten;
- Risikominderung in der Bohrlochauslegung;
- Korrosion und Erosion;

- Lastfallanalyse;
- Spezifikation der Bohrloch- und Komplettierungsausrüstung;
- Auslegung und Einbau von Bohrlochabsperungen;
- Betrachtungen zum Lebenszyklus des Bohrlochs;
- Unterwasserauslegung (sofern erforderlich);
- Zementationsauslegung;
- Auflassung (siehe Auflassungsphase).

6.3 Risikokontrollen in der Bohrlochauslegung

6.3.1 Risikoregister

Das Risikoregister aus der Auslegungsgrundlagenphase fasst die im Auslegungsgrundlagendokument identifizierten Gefährdungen zusammen. Zusätzliche Gefährdungen dürfen während des Bohrlochauslegungsprozesses identifiziert werden. Alle diese Gefährdungen und ihre zugehörigen Risiken sollten in der Bohrlochauslegungsphase behandelt und gemindert werden. Ein Beispiel eines Risikoregisters ist Anhang B zu entnehmen.

Das Risikoregister wird während der Auslegungsphase aktualisiert, um die Minderung der Gefährdungen und zugehörigen Risiken nachzuweisen.

6.3.2 Projekterfahrung

Häufig können wertvolle Informationen und Einsichten durch die Analyse früherer Bohrlöcher und insbesondere der bei Herstellung und Aufrechterhaltung der Bohrlochintegrität während des gesamten Lebenszyklus aufgetretenen Probleme gewonnen werden. Es sollte in Betracht gezogen werden, einen formellen Prozess für die Erfassung dieser Projekterfahrungen zu entwickeln und die Informationen in die Auslegungsphase neuer Bohrlöcher einfließen zu lassen.

6.3.3 Risikobetrachtungen für den Lebenszyklus eines Bohrlochs

In der Auslegungsphase sollten die Risiken in Zusammenhang mit Tätigkeiten betrachtet werden, welche während des Lebenszyklus eines Bohrlochs durchgeführt werden können und die Bohrlochintegrität beeinflussen. Dies umfasst die Auslegung im Hinblick auf identifizierte Gefährdungen, um der Risiken auf ein annehmbares Maß zu mindern, so dass das Bohrloch während seines gesamten Lebenszyklus gebrauchstauglich ist.

Zu betrachtende Tätigkeiten umfassen u. a.:

- künftigen Eingriff zur Wiederherstellung der Bohrlochintegrität: Häufigkeit, Art, Deckbelastung, Krantragfähigkeit, Bohrlochverlauf usw.;
- Abhängen des Bohrlochs;
- Änderung der Verwendung (z. B. Umwandlung von Förderer in Injektor, Einbringen von Liftgas, Einbau von ESPs usw.);
- Monitoring und Überwachung des Bohrlochs:
 - a) Monitoring von Ringraum und Förder-/Injektions-Steigrohren (z. B. Temperatur, Druck, Fluidprobenahme usw.);
 - b) Überwachungshäufigkeit;
 - c) Bewertung des Zustands der Bohrlochabsperung(en) unter Verwendung von Bohrlochmessverfahren (z. B. MFL-Messung, Messschieberuntersuchungen usw.) im Bohrloch;

- Zugang zum Ringraum bei Unterwasser-Bohrlöchern;
- Notwendigkeit der Injektion von Inhibitoren, Glycol usw.;
- Hydratkontrollen;
- Tätigkeiten in Zusammenhang mit dem Bohrloch, die zur Futterrohrabnutzung führen;
- Risiko eingeschlossener Ringraumdrücke in Unterwasser-Bohrlöchern;
- Risiko des Zusammentreffens von Bohrlöchern bei Bohrungen in der Nähe benachbarter Bohrlöcher;
- Risiko des Aufbrechens angrenzender, aufgelassener oder hinterlassener Bohrlöcher während entweder Injektion oder Stimulierung;
- Risiko von Hochdruckeinwirkung durch Tätigkeiten in angrenzenden Bohrlöchern;
- Risiko des Aufbrechens von unbeabsichtigten Zonen, Deckgebirge oder Zement;
- künftige Auflassung.

Siehe Gefährdungs-Checkliste in Anhang L.

6.3.4 Zusätzliche Betrachtungen während der Bohrlochauslegung

6.3.4.1 Allgemeines

In der Auslegungsphase wird es erforderlich sein, zusätzliche Faktoren, die über jene in Verbindung mit Bohrlochtätigkeiten mit möglichem Einfluss auf die Bohrlochintegrität während des Lebenszyklus hinausgehen, zu betrachten und daraus resultierend Leistungsspezifikationen festzulegen.

6.3.4.2 Korrosions- und Erosionsmechanismen

In der Bohrlochauslegung sollten die folgenden Korrosions- und Erosionsrisiken betrachtet sowie gegebenenfalls Kontrollmaßnahmen für den Lebenszyklus berücksichtigt werden:

- innere Korrosion in Zusammenhang mit Sauerstoff;
- CO₂-Korrosion;
- H₂S-Korrosion;
- Spannungsrissbildung in Zusammenhang mit Chlorid;
- Spannungsrissbildung aufgrund von Bromidschlamm und Gewindefett;
- mikrobiell verursachte Korrosion (MIC);
- Förderung von Sand/Feststoffen;
- Säurekorrosion (z. B. durch Stimulationsfluide);
- Verträglichkeit zwischen Komponenten;
- Bildung von Emulsions-, Ansatz-, Wachs- und Hydratablagerungen;
- sonstige chemische Korrosion.

Korrosions-, Erosions- und Fluidverträglichkeitsmodelle können verwendet werden, um das Ausmaß des Risikos zu analysieren, das Bohrspülungen für alle WBEs darstellen, und sollten die Grundlage für die Werkstoffauswahl und Kontrollverfahren für die Förderfluide, Injektionsfluide, Fluide für künstliche Förderung, Steuerleitungsfluide und Förderchemikalien bilden.

Für jedes Absperrelement sollte der Bohrlochbetreiber zulässige Erosionsgrenzen festlegen und dokumentieren. Derartige Grenzen sollten auf der Aufrechterhaltung der Bohrlochintegrität für die festgelegten Lastfälle während des Lebenszyklus des Bohrlochs beruhen. Durchfluss- und Geschwindigkeitsgrenzen sollten in den Bohrloch-Betriebsgrenzen (siehe 6.5) angegeben sein und auf der/dem vorausgesagten Zusammensetzung und Feststoffgehalt der Bohrspülungen beruhen sowie nach ISO 13703, NORSOK P-001, DNV RP 0501 oder API RP 14E festgelegt sein.

6.3.4.3 Äußere und umweltbezogene Gefährdungen

In der Bohrlochauslegung sollten die folgenden äußeren und umweltbezogenen Gefährdungen betrachtet sowie gegebenenfalls Kontrollmaßnahmen für den Lebenszyklus in der Bohrlochauslegung berücksichtigt werden:

- äußere Korrosion tragender Komponenten aufgrund der Atmosphäre;
- äußere Korrosion tragender Komponenten aufgrund der Meeresumgebung;
- äußere Korrosion des Futterrohrs aufgrund korrosiver Grundwasserleiter;
- Ermüdung tragender Komponenten aufgrund mechanischer Wechselbeanspruchung;
- Ermüdung tragender Komponenten aufgrund der Lasten durch Wellenbewegung;
- Ermüdung des Unterwasser-Bohrlochkopfes aufgrund von Bohr- oder Eingriffstätigkeiten;
- Einwirkung von zyklischer/thermischer Beanspruchung auf die Festigkeit der Bodenabstützung des Bohrlochs;
- auf Bohrlöcher einwirkende äußere Lasten aufgrund von Erdbebenaktivität oder Bewegung von Verwerfungen;
- Lasten aufgrund von Verdichtung/Senkung;
- mechanische Beschädigung des Tragwerks aufgrund herabgefallener Gegenstände;
- mechanische Beschädigung des Tragwerks aufgrund von Zusammenprall (z. B. Schiffe oder Fahrzeuge);
- Sabotage, mutwillige Beschädigung oder Diebstahl.

6.3.4.4 Lastfallanalyse

Der Bohrlochbetreiber sollte die Einwirkung verschiedener einzelner und kombinierter Lasten auf die Komponenten, die das Bohrloch bilden, betrachten. Das Bohrloch sollte für sämtliche während seines gesamten Lebenszyklus zu erwartenden Belastungsszenarien ausgelegt sein.

Die zu betrachtenden Parameter können u. a. umfassen:

- Innendruck;
- Außendruck;
- Temperatur;
- Zugbeanspruchung;
- Torsion;
- Aufprall;

- Biegen;
- Schwingungen;
- Druckbeanspruchung;
- Wellen- und Strömungslasten
- Ermüdungslasten aufgrund von Wechselbeanspruchung:
 - a) Druckwechselbeanspruchung;
 - b) Temperaturwechselbeanspruchung;
 - c) Wechselbeanspruchung durch Wellen;
 - d) Biegemomentwechselbeanspruchung.

Der Bohrlochbetreiber sollte die folgenden Belastungsszenarien betrachten, die während des gesamten Lebenszyklus des Bohrlochs eintreten können:

- Bohren;
- Komplettierungen;
- Förderung;
- unbegrenztes Durchflusspotenzial;
- Druckprüfungen;
- Evakuierung von Steigrohr/Futterrohr;
- Injektion;
- Totpumpen des Bohrlochs;
- Bohrlocheingriff;
- Bohrlochstimulation;
- Bohrlochabhängung;
- Bohrlochauflassung.

6.4 Bohrlochabsperungen

6.4.1 Allgemeines

Bohrlochabsperungen sollten für den Lebenszyklus des Bohrlochs festgelegt sein, um den Anforderungen nach 4.7.3.1 zu entsprechen.

Die Bohrlochabsperungen für den Lebenszyklus des Bohrlochs umfassen:

- a) die während jedes Schrittes des Bohrlochkonstruktionsprozesses erforderlichen Bohrlochabsperungen entsprechend der Beschreibung im Bohrlochabsperplan;
- b) das endgültige Bohrlochabsperssystem, das konstruiert, verifiziert und für die Betriebsphase des Lebenszyklus eines Bohrlochs übergeben wurde;
- c) Bohrlochabsperungen, die während des Bohrlocheingriffs wirksam sind;
- d) Bohrlochabsperungen, die während der abschließenden Bohrlochauflassung erforderlich sind;
- e) nach der Bohrlochauflassung verbleibende Bohrlochabsperungen.

Darüber hinaus sollten Bohrlochabsperungen ausgelegt sein für:

- die Verhinderung der Entwicklung von Dauer-Futterrohrdruck (SCP) während des Lebenszyklus des Bohrlochs;
- die Verhinderung jeglicher Verunreinigung von Grundwasserleitern aus der Bohrung durch während des Lebenszyklus des Bohrlochs geförderte oder injizierte Fluide;
- die Verhinderung der Fluidkommunikation zwischen beliebigen unterschiedlichen durchlässigen Zonen;
- die Erfüllung aller geltenden gesetzlichen Anforderungen;
- die Einhaltung der geltenden Industrienormen;
- die Verhinderung unbeabsichtigter Bewegung von Fluiden innerhalb des Bohrlochs;
- die Verifizierbarkeit.

6.4.2 Bohrlochabsperplan

Die Auslegungsphase sollte einen Absperplan für die Bohrlochkonstruktion umfassen. Der Absperplan identifiziert die Absperungen, die für die Verhinderung unbeabsichtigten Durchflusses bei jedem Schritt in der Konstruktionsphase des Bohrlochs erforderlich sind. Der Absperplan sollte Bohrlochabsperungsschemata für jeden Konstruktionsschritt enthalten.

Der Absperplan sollte Folgendes festlegen:

- Anzahl der Bohrlochabsperungen für jeden Konstruktionsschritt;
- Bohrlochabsperrelemente (WBEs), die in der geplanten Bohrlochkonstruktion wirksam sein müssen;
- Bohrlochabsperungsschema für jeden Futterrohrabschnitt;
- Zementationsanforderungen für das Erreichen von Zonenisolation und/oder Tragwerksintegrität;
- Mindest-Schuhfestigkeit entsprechend dem Plan für jeden Futterrohrabschnitt;
- Einbautiefe(n) von Förder-Packer und/oder anderen WBEs;
- für WBE spezifische Abnahme- und Prüfkriterien, einschließlich Prüfung und Verifizierung;
- Monitoring-Verfahren für die WBEs;
- endgültiges Bohrlochabsperungsschema (WBS).

6.4.3 Leistungsnormen für die Auslegung der WBEs

Der Bohrlochbetreiber sollte Leistungsnormen für die Auslegung der WBEs festlegen. Leistungsnormen sind eine Reihe von Spezifikationen und Qualifizierungskriterien, die es dem Bohrlochbetreiber ermöglichen, Verifizierungsanforderungen für alle einzelnen WBEs, aus denen sich die Bohrlochabsperungen zusammensetzen, festzulegen, auszulegen, bereitzustellen und einzuführen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass jedes WBE, sobald es eingebaut ist, sämtlichen Last- und Prüfanforderungen entspricht und dass das Bohrloch entsprechend den Normen des Bohrlochbetreibers ausgelegt ist. Die Leistungsnormen legen Funktions- und Abnahmeanforderungen fest und werden für die Qualifizierung von Ausrüstung und Hardware für den Einsatz im Bohrlochkonstruktionsprozess angewendet.

Nachstehend sind Beispiele für Arten von Anforderungen angegeben, die in den Leistungsnormen für das Bohrloch beschrieben sind:

- ein festgelegter Auswahlprozess für Komponenten;
- zulässige Grenzen für Abnutzung und Verschleiß von Komponenten während des Lebenszyklus des Bohrlochs, einschließlich Abnutzung während der Bohrlochkonstruktion;
- festgelegte Reihe von Spezifikationskriterien für die Komponentenebene, beispielsweise:
 - a) Qualifizierungsprüfung des Futterrohranschlusses;
 - b) Anforderungen für die Prüfung der Korrosions- und Erosionsbeständigkeit von Werkstoffen;
 - c) Anforderungen für die Funktionsprüfung;
 - d) Qualifizierungsprüfung von Zement;
 - e) Schließzeit von betätigten Ventilen; und
 - f) Anforderungen für die Schnellschluss-Durchflussrate eines SSSV.
- Fluide und Verbrauchsstoffe für den Zementationsprozess, wie z. B. Gewindefett, Schmier- und Verbrauchsstoffe, die für Verbindungen, Ventile und andere Hardware-Komponenten verwendet werden;
- Qualifizierungsanforderungen für Bohrlochkomponenten und -absperungen in der Konstruktionsphase, z. B. die Festlegung, wann und wo Zementbindungsmessungen durchgeführt werden dürfen.

Die Klassen der QA/QC-Anforderungen für unterschiedliche Bohrlochkomponenten, Ausrüstungen oder Prozesse sollten den für das Bohrloch identifizierten Risikograd widerspiegeln.

Leistungsnormen sollten im Laufe der Zeit während der Entwicklung der Projektdefinition und der Durchführung von Risiko- und Gefährdungsstudien zum Nachweis des für jedes WBE zur Erfüllung seiner Funktion erforderlichen Performance Levels entwickelt werden. Die WBE-Leistungsnormen sollten am Ende der Bohrlochauslegungsphase vollständig erstellt sein und sind eine Ausgabe der Auslegungsphase des Lebenszyklus eines Bohrlochs.

Ein Beispiel einer Leistungsnorm für die WBE-Auslegung ist Anhang N zu entnehmen.

6.4.4 Verifizierung der endgültigen Bohrlochabsperung

Die endgültigen Bohrlochabsperungen und WBEs sollten geprüft und verifiziert werden entsprechend ihrer jeweiligen WBE-Abnahmekriterien, die in Leistungsnormen festgelegt und im Bohrlochprogramm beschrieben sind.

6.4.5 Notabschaltungs-(ESD-)Sicherheitssysteme

Der Bohrlochbetreiber sollte die Bohrlochkomponenten festlegen, die:

- Teil eines beliebigen ESD-Sicherheitssystems sind;
- als SCEs zu definieren sind; und
- Elemente einer Bohrlochabsperung sind.

Die Komponenten, die als sicherheitskritische Elemente (SCEs) festgelegt und/oder Teil eines ESD-Sicherheitssystems sind, werden häufig höher eingestuft hinsichtlich Wartungshäufigkeit, Rückverfolgbarkeit und Berichtshierarchien. Der Bohrlochbetreiber sollte die Verfahrensweise für das Management und die Verifizierungsprüfungen dieser Bohrlochkomponenten für den Lebenszyklus des Bohrlochs festlegen. Die ESD-Komponenten sind häufig ein fester Bestandteil eines größeren, anlageweiten Abschaltungssystems.