

DIN EN ISO 16530-1



ICS 75.180.10

Entwurf

Einsprüche bis 2016-03-29
Ersatz für
E DIN EN ISO 16530-1:2015-06

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Bohrungsintegrität –
Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung (ISO/DIS 16530-1.2:2015);
Deutsche und Englische Fassung prEN ISO 16530-1:2015**

Petroleum and natural gas industries –
Well integrity –
Part 1: Life cycle governance (ISO/DIS 16530-1.2:2015);
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 16530-1.2:2015);
Version allemande et anglaise prEN ISO 16530-1:2015

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2016-01-29 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 290 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: NEN, Niederlande) 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 ist. 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	$^{\circ}\text{C} = (5/9) (^{\circ}\text{F} - 32)$
ft	m	$1 \text{ ft} = 0,3048 \text{ m}$
in (inch)	mm	$1 \text{ inch} = 25,4 \text{ mm}$
psi (psig)	kPa	$1 \text{ psi} = 6,894757 \text{ kPa}$

Änderungen

Gegenüber E DIN EN ISO 16530-1:2015-06 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- Erweiterung im Anwendungsbereich;
- Definition neuer Begriffe wie z. B. 2.18 erweiterter Formationsdrucktest;
- Präzisierungen in den Abschnitten 4 bis 9;
- Neue Tabelle P.3 „Gleichungen für die MAASP-Berechnung für Ringraum B“;
- Aktualisierung des Literaturverzeichnisses.

Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohrungsintegrität — Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung (ISO/DIS 16530-1.2:2015)

Pétrole et industries du gaz naturel — Intégrité du puits — Partie 1 : Gouvernance du cycle de vie (ISO/DIS 16530-1.2:2015)

Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance (ISO/DIS 16530-1.2:2015)

ICS:

Deskriptoren:

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

STD Version 2.7g

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	7
Vorwort	8
Einleitung	9
1 Anwendungsbereich	11
2 Begriffe	12
3 Abkürzungen	20
4 Gemeinsame Elemente des Lebenszyklus der Bohrungsintegrität	22
4.1 Allgemeines	22
4.2 Bohrungsintegrität	22
4.3 Bohrungsintegritätsstrategie	23
4.4 Bohrungsintegritätsmanagementsystem	23
4.5 Risikoanalyse	23
4.5.1 Allgemeines	23
4.5.2 Risikoregister	24
4.5.3 Risikoprofil eines Bohrungstyps	25
4.6 Organisationsstruktur und Aufgaben	25
4.7 Barrieren	25
4.7.1 Allgemeines	25
4.7.2 Barrierephilosophie	26
4.7.3 Bohrungsbarrieren	26
4.7.4 Betriebliche Barrieren	28
4.7.5 Menschliche Barrieren	28
4.7.6 Administrative Kontrollen	29
4.7.7 Einwirkungsbarrieren	29
4.8 Leistungsnormen für Ausrüstung	29
4.8.1 Allgemeines	29
4.8.2 Bohrungs-Betriebsgrenzen	30
4.9 Bohrungsbarriereverifizierung	30
4.9.1 Allgemeines	30
4.9.2 Funktionsprüfung	31
4.9.3 Barriereverifizierungsprüfung	31
4.9.4 Durchflussrichtung	32
4.9.5 Temperatúrauswirkungen	32
4.9.6 Modellverifizierung	33
4.10 Berichte und Dokumentation	33
4.10.1 Allgemeines	33
4.10.2 Statusbericht über die Bohrungsintegrität	33
4.10.3 Während der Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs zu erbringende Arbeitsergebnisse	35
4.10.4 Prozess der Bohrungsübergabe	35
4.11 Änderungsmanagement	35
4.11.1 Allgemeines	35
4.11.2 MOC-Prozess	35
4.11.3 Ausnahmeregelungen vom WIMS	36
4.12 Kontinuierliche Verbesserung	36

4.12.1	Allgemeines	36
4.12.2	Leistungskennzahl-Monitoring	37
4.12.3	Projekterfahrung	37
4.13	Audit	37
4.13.1	Allgemeines	37
4.13.2	Auditprozess	37
5	Auslegungsgrundlagenphase	38
5.1	Ziele der Auslegungsgrundlagenphase	38
5.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	39
5.3	Bohrungsbarrieren	40
5.4	Identifizierung und Beurteilung von Gefährdungen	40
5.5	Betrachtungen zur Bohrungsintegrität für die Auslegungsgrundlage	40
5.5.1	Bereitzustellende allgemeine Angaben	40
5.5.2	Ziele und Lebenszyklus der Bohrung	41
5.5.3	Zuflussanforderungen	41
5.5.4	Ausflussanforderungen	42
5.5.5	Lokation und Zielpunkte der Bohrung	42
5.5.6	Prognosen zu geologischen Formationen, Porendruck, Formationsfestigkeit und Temperatur	42
5.5.7	Anforderungen an die Datenerfassung	42
5.5.8	Sonstige Angaben zur Bohrungsintegrität	43
5.5.9	Förder- und Injektionseigenschaften mit Einfluss auf die Bohrungsintegrität während des Lebenszyklus	43
5.6	Qualitätssicherungs- und Abnahmeprozess	44
5.7	Zu erbringende Arbeitsergebnisse	44
6	Bohrungsauslegungsphase	44
6.1	Ziele der Bohrungsauslegungsphase	44
6.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	45
6.3	Risikokontrollen in der Bohrungsauslegung	46
6.3.1	Risikoregister	46
6.3.2	Projekterfahrungen	46
6.3.3	Risikobetrachtungen für den Lebenszyklus einer Bohrung	47
6.3.4	Zusätzliche Betrachtungen während der Bohrungsauslegung	48
6.4	Bohrungsbarrieren	50
6.4.1	Allgemeines	50
6.4.2	Bohrungsbarriereplan	51
6.4.3	Leistungsnormen für die Auslegung der WBEs	51
6.4.4	Verifizierung der endgültigen Bohrungsbarriere	52
6.4.5	Notabschaltungs-(ESD-)Sicherheitssysteme	52
6.5	Bohrungs-Betriebsgrenzen	53
6.6	Störfallplanung für die Bohrungsherstellung	54
6.7	Überwachungs- und Monitoringanforderungen	54
6.8	Arbeitsergebnisse der Bohrungsauslegungsphase, Berichte und Dokumentation	54
7	Herstellungsphase der Bohrung	55
7.1	Ziele der Herstellungsphase der Bohrung	55
7.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	55
7.3	Bohrungsprogramm	56
7.4	Bohrungsbarriereschema	56
7.5	Barriereverifizierung	57
7.5.1	Allgemeines	57
7.5.2	Bewegung und Ermüdung des Bohrlochkopfes	57
7.5.3	Zement	57
7.5.4	Test auf den Futterrohrschuh	58
7.5.5	Bohrlochkopf-Dichtungsprofil	59

7.5.6	Rohrverbindungen.....	59
7.5.7	Futterrohrabnutzung	59
7.6	Identifizierung und Beurteilung von Risiken.....	59
7.7	Änderungsmanagement.....	59
7.7.1	Potenzielle Änderungen des Bohrplans.....	59
7.7.2	Betrachtungen für stillgelegte Bohrungen.....	60
7.8	Zu erbringende Arbeitsergebnisse (Berichte und Dokumentation)	60
7.8.1	Angaben für die Bohrungsübergabe.....	60
7.8.2	Risikoregister.....	61
7.9	Kontinuierliche Verbesserung.....	61
8	Bohrungsbetriebsphase	61
8.1	Ziele der Bohrungsbetriebsphase	61
8.2	Organisationsstruktur und Aufgaben	62
8.3	Bohrungsbarrieren	63
8.3.1	Allgemeines	63
8.3.2	Leistungsnormen.....	63
8.3.3	Leckageraten.....	64
8.4	Monitoring und Überwachung der Bohrung	67
8.4.1	Allgemeines	67
8.4.2	Monitoring- und Überwachungshäufigkeit.....	67
8.4.3	Bohrungs-Betriebsgrenzen.....	68
8.4.4	Stillgelegte und eingeschlossene Bohrungen.....	70
8.4.5	Sichtprüfung.....	70
8.4.6	Bohrlochmessung.....	70
8.4.7	Korrosionsmonitoring.....	70
8.4.8	Kathodenschutz-Monitoring.....	71
8.4.9	Erosionsmonitoring.....	71
8.4.10	Monitoring der Tragwerksintegrität.....	72
8.4.11	Monitoring der Höhenlage der Bohrung.....	72
8.4.12	Lagerstättensenkung.....	73
8.5	Ringraumdruckmanagement	74
8.5.1	Managementbetrachtungen	74
8.5.2	Ringraum-Druckquellen	74
8.5.3	Monitoring und Prüfung des Ringraumdrucks.....	75
8.5.4	Häufigkeit des Monitoring von Steigrohr- und Ringraumdrücken	76
8.5.5	Untersuchung des Ringraumdrucks.....	76
8.5.6	Höchstzulässiger Ringraumkopfdruck.....	77
8.5.7	Halten des Ringraumdrucks innerhalb der Schwellenwerte	80
8.5.8	Überprüfung und Änderung von MAASP und Schwellenwerten.....	80
8.6	Bohrungswartung.....	81
8.6.1	Allgemeines	81
8.6.2	Ersatzteile.....	83
8.6.3	Wartungshäufigkeit.....	83
8.6.4	Prüfverfahren für Komponenten.....	83
8.7	Risikoanalyse und Management von Bohrungsintegritätsausfall.....	83
8.7.1	Allgemeines	83
8.7.2	Einstufung und Priorisierung bei Integritätsausfall	83
8.7.3	Bohrungsausfallmodell	84
8.8	Berichte und Dokumentation.....	86
8.9	Wiederkehrende Überprüfung der Bohrung	86
8.9.1	Überprüfung der Bohrungsnutzung	86
8.9.2	Überprüfung am Ende der Bohrungs-Lebensdauer.....	87
8.10	Änderung der Bohrungsnutzung	87
8.11	Überprüfung des Bohrungsbestands.....	87
8.12	Kontinuierliche Verbesserung.....	88

9	Interventions- & Aufwältigungsphase der Bohrung.....	90
9.1	Ziele der Interventions- & Aufwältigungsphase der Bohrung.....	90
9.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	91
9.3	Bohrungsübergabe	91
9.4	Bohrungs-Interventions- & -Aufwältigungsprogramm.....	92
9.5	Bohrungsbarrieren.....	92
9.5.1	Allgemeines	92
9.5.2	Bohrungsbarrierepläne	92
9.5.3	Bohrungsbarrierequalifizierung.....	92
9.5.4	Bohrungsbarriereverifizierung	93
9.5.5	Bohrungs-Betriebsgrenzen.....	93
9.6	Risikomanagement.....	93
9.7	Änderungsmanagement.....	94
9.8	Zu erbringende Arbeitsergebnisse (Dokumentation und Berichte)	94
10	Verfüllungsphase der Bohrung	94
10.1	Ziele der Verfüllungsphase der Bohrung.....	94
10.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	95
10.3	Bohrungsverfüllungsprogramm.....	96
10.4	Bohrungsbarrieren für die Verfüllung.....	96
10.4.1	Allgemeines	96
10.4.2	Auswahl und Qualifizierung der Bohrungsbarrierematerialien.....	97
10.4.3	Einbau, Konfiguration und Redundanz von Bohrungsbarrieren.....	97
10.4.4	Bohrungsbarriereverifizierung	97
10.4.5	Referenzdokumente für Verfüllungsbarrieren.....	98
10.5	Risikomanagement.....	98
10.6	Änderungsmanagement.....	98
10.7	Zu erbringende Arbeitsergebnisse (Dokumentation und Berichte)	99
Anhang A (informativ)	Risikoanalyseverfahren.....	100
A.1	Allgemeines	100
A.2	Arten der Risikoanalyse.....	100
A.3	Risikokontrollanalyse	101
Anhang B (informativ)	Risikoregister	103
Anhang C (informativ)	Beispiel einer Aufstellung der Funktionen und Verantwortungen in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität.....	105
Anhang D (informativ)	Beispiel einer Bohrungsintegritäts-Kompetenz-Matrix.....	106
Anhang E (informativ)	Beispiel möglicher Leckagepfade einer Bohrung.....	108
Anhang F (informativ)	Beispiele für Bohrungsbarriereelemente, Funktionen und Ausfallmerkmale	110
Anhang G (informativ)	Funktionsprüfung durch Analyse der hydraulischen Signatur.....	113
G.1	Ventilsignatur.....	113
G.2	SCSSV.....	113
G.3	Unterwasser-Eruptionskreuz	114
Anhang H (informativ)	Bestimmung der Leckagerate.....	115
H.1	Wasserleckage in einen oder aus einem wassergefüllten Hohlraum	115
H.2	Gasleckage in einen oder aus einem gasgefüllten Hohlraum (nur für kritische Durchflussraten)	117
Anhang I (informativ)	Beispiel einer Leistungsnorm für Bohrungsbarriereelemente.....	119
Anhang J (informativ)	Beispiel für Bohrungsbarrieren während des Lebenszyklus der Bohrung und für ein Bohrungsbarriereschema	121
Anhang K (informativ)	Beispiele für wichtige Leistungskennzahlen	126

Anhang L (informativ) Beispiel einer Checkliste zur Gefährdungsidentifizierung.....	127
Anhang M (informativ) Beispiel eines Porendruck-Formationsfestigkeits-Diagramms	128
Anhang N (informativ) Leistungsanforderungen für Bohrungsbarriereelemente	130
Anhang O (informativ) Beispiel für Bohrungs-Betriebsgrenzen	131
Anhang P (informativ) MAASP-Berechnungen	133
P.1 Allgemeines	133
P.2 Berechnung von MAASP-Werten für Ringraum A.....	135
P.3 Berechnung von MAASP-Werten für Ringraum B.....	138
Anhang Q (informativ) Beispiel einer Änderung in den MAASP-Berechnungen	140
Anhang R (informativ) Bohrungsübergabe	142
Anhang S (informativ) Beispiel der Dichtheitsprüfung von Gasliftventilen.....	144
Literaturhinweise.....	147

Europäisches 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 NEN gehalten wird.

Dieses Dokument ist derzeit zur zweiten parallelen Umfrage vorgelegt.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO/DIS 16530-1.2:2015 wurde vom CEN als prEN ISO 16530-1:2015 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung von Nationalen Normungsorganisationen (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird normalerweise von ISO Technischen Komitees durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale Organisationen, staatlich und nicht-staatlich, in Liaison mit ISO, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) bei allen elektrotechnischen Themen zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC-Direktiven, Teil 1 beschrieben. Im Besonderen sollten die für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten notwendigen Annahmekriterien beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Gestaltungsregeln der ISO/IEC-Direktiven, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Details zu allen während der Entwicklung des Dokuments identifizierten Patentrechten finden sich in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der empfangenen Patenterklärungen (siehe www.iso.org/patents).

Jeder in diesem Dokument verwendete Handelsname wird als Information zum Nutzen der Anwender angegeben und stellt keine Anerkennung dar.

Eine Erläuterung der Bedeutung ISO-spezifischer Benennungen und Ausdrücke, die sich auf Konformitätsbewertung beziehen, sowie Informationen über die Beachtung der WTO-Grundsätze zu technischen Handelshemmnissen (TBT, en: Technical Barriers to Trade) durch ISO enthält der folgende Link: Foreword - Supplementary information.

Das für dieses Dokument verantwortliche Komitee ist ISO/TC 67/SC 4 „Drilling and production equipment“

ISO 16530 besteht aus den folgenden Teilen unter dem allgemeinen Titel *Petroleum and natural gas industries — Well integrity*:

- *Part 1: Life cycle governance* – ersetzt Teil 2 und nimmt ihn auf
- *Part 2: Well integrity for the operational phase* (Technische Spezifikation) – zurückzuziehen

Einleitung

Dieser Teil von ISO 16530 wurde von Erdöl- und Erdgasunternehmen entwickelt und ist für die weltweite Anwendung in der Erdöl- und Erdgasindustrie vorgesehen. Dieser Teil von ISO 16530 ist als Leitfaden für den Bohrungsbetreiber beim Management der Integrität einer Bohrung während ihres gesamten Lebenszyklus vorgesehen. Darüber hinaus behandelt dieser Teil von ISO 16530 die Mindestanforderungen, die der Bohrungsbetreiber 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 umgehen oder zu ersetzen. Im Streitfall haben die Anforderungen der örtlichen Vorschriften stets Vorrang.

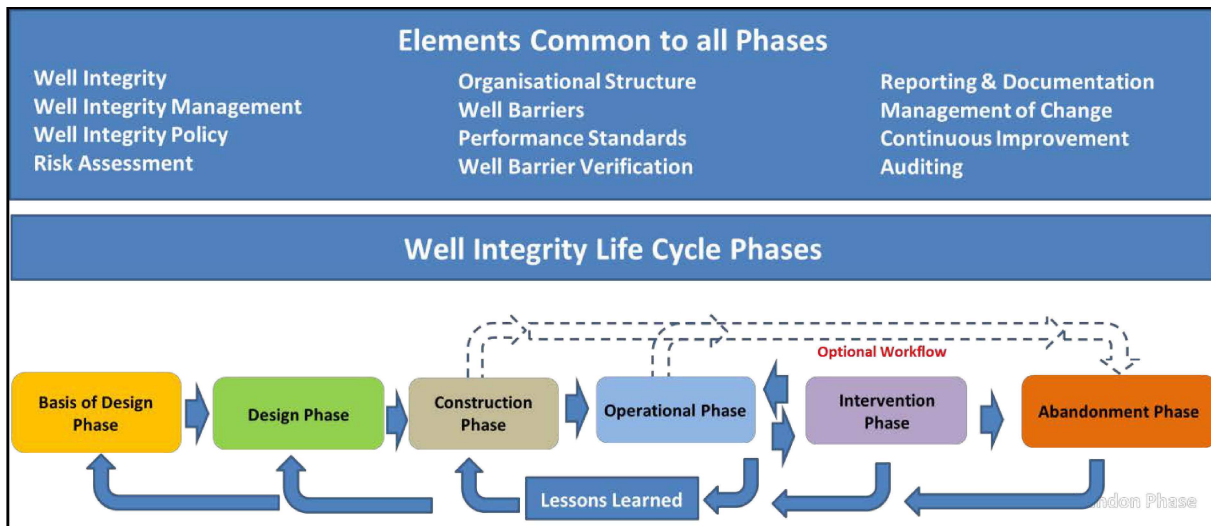
Dieser Teil von ISO 16530 behandelt den Prozess des Managements der Integrität von Bohrungen während jeder einzelnen ihrer Lebenszyklusphasen, und zwar: Auslegungsgrundlagen, Auslegung, Herstellung, Betrieb, Intervention & Aufwältigung sowie Verfüllung.

Die folgende Terminologie in Übereinstimmung mit ISO/IEC-Richtlinien 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 zwingend 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 Eignung auszudrücken.

Für die Phasen des Lebenszyklus einer Bohrung bestehen gesonderte und unterschiedliche Anforderungen für das Erreichen der Ziele des Bohrungsintegritätsmanagements, 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 Abschnitt die Aspekte hervor, die innerhalb der für diese Phase zutreffenden gemeinsamen Elemente und Verfahren berücksichtigt werden sollten.

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



Text im Bild

Elements common to all phases

Well integrity
Well integrity management
Well integrity policy
Risk assessment
Organisational structure
Well barriers
Performance standards
Well barrier verification
Reporting & Documentation
Management of change
Continuous improvement
Auditing

Well integrity life cycle phases

Optional workflow
Basis of design phase
Design phase
Construction phase
Operational phase
Intervention phase
Abandonment phase
Lessons learned

Allen Phasen gemeinsame Elemente

Bohrungsintegrität
Bohrungsintegritätsmanagement
Bohrungsintegritätsstrategie
Risikoanalyse
Organisationsstruktur
Bohrungsbarrieren
Leistungsnormen
Bohrungsbarriereverifizierung
Berichte und Dokumentationen
Änderungsmanagement
Kontinuierliche Verbesserung
Audits

Lebenszyklusphasen der Bohrungsintegrität

Optionale Arbeitsabläufe
Auslegungsgrundlagenphase
Auslegungsphase
Herstellungsphase
Betriebsphase
Interventions- & Aufwältigungsphase
Verfüllungsphase
Projekterfahrung

Bild 1 — Gemeinsame Elemente der Phasen des Bohrungsintegritätsmanagements

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von ISO 16530 gilt für alle durch die Erdöl- und Erdgasindustrie betriebenen Bohrungen. Diese Norm gilt für jede Bohrung oder Gruppe von Bohrungen unabhängig von deren Alter, Lage (einschließlich Onshore-, Unterwasser- und Offshore-Bohrungen) oder Typ (z. B. Bohrungen mit natürlichem Durchfluss, künstlichem Gaslift, Injektion). Die Norm ist vorgesehen zur Unterstützung der Erdöl- und Erdgasindustrie beim wirksamen Management der Integrität einer Bohrung während ihres Lebenszyklus durch Bereitstellung von:

- Mindestanforderungen für die Sicherstellung des Bohrungsintegritätsmanagements; und
- Empfehlungen und Verfahren, die der Bohrungsbetreiber auf anpassbare Weise anwenden kann, auf der Grundlage bohrungsspezifischer Risikomerkmale.

Die Sicherstellung der Bohrungsintegrität umfasst zwei Hauptbestandteile: erstens die Sicherstellung der Bohrungsintegrität während der Auslegung und Herstellung und zweitens im Anschluss daran das Management der Bohrungsintegrität während der gesamten verbleibenden Lebensdauer der Bohrung.

Dieser Teil von ISO 16530 behandelt jede der nachstehend festgelegten sechs Phasen des Lebenszyklus einer Bohrung und beschreibt die zwischen den jeweiligen Phasen innerhalb eines Bohrungsintegritätsmanagementsystems zu erbringenden Arbeitsergebnisse:

- a) In der „**Auslegungsgrundlagenphase**“ werden die wahrscheinlichen Gefährdungen in Zusammenhang mit der Sicherheit und der Einwirkung von Umweltbedingungen Über- und Untertage festgestellt, die während des Lebenszyklus einer Bohrung auftreten können. Nach ihrer Feststellung werden diese Gefährdungen und Risiken analysiert, damit Kontrollverfahren für Auslegung und Betrieb in nachfolgenden Phasen des Lebenszyklus einer Bohrung entwickelt werden können.
- b) In der „**Auslegungsphase**“ werden die Kontrollen festgelegt, die bereits bei der Auslegung der Bohrung zu berücksichtigen sind, um geeignete Barrieren zum Management der festgestellten Sicherheits- und Umweltrisiken vorsehen zu können. Bei der Auslegung werden die erwarteten oder vorhersehbaren Änderungen während des Lebenszyklus einer Bohrung berücksichtigt und sichergestellt, dass die erforderlichen Barrieren bereits bei der Auslegung der Bohrung auf das Risiko für Personen und Umwelt abgestimmt sind.
- c) In der „**Herstellungsphase**“ werden die Herstellungselemente (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 ursprünglichen 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 Bohrungsintegritätsmanagement während des Betriebs festgelegt.
- e) In der „**Interventions- & Aufwältigungsphase**“ (einschließlich Aufwältigung) werden die Mindestanforderungen oder Empfehlungen für die Bewertung der Bohrungsbarrieren vor und nach jeglicher Intervention & Aufwältigung festgelegt, die ein Durchbrechen des errichteten Barriersystems einschließt.
- f) In der „**Verfüllungsphase**“ werden die Anforderungen oder Empfehlungen für den dauerhaften Verschluss einer Bohrung festgelegt.

Die in diesem Anwendungsbereich festgelegten sechs Phasen des Lebenszyklus einer Bohrung 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 der Bohrung in deren Umgebung. Er gilt für Tätigkeiten in Zusammenhang mit Bohrung, Komplettierung, Intervention & Aufwältigung und Verfüllung einer Bohrung und schließt dynamische Elemente ein, d. h. BOP, Spülpumpen und -systeme usw.

Dieser Teil von ISO 16530 gilt nicht für Bohrlochintegrität, mitunter bezeichnet als „Bohrlochstabilität“. Bohrlochintegrität 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

Ringraum zwischen Steigrohr und Produktions-Futterrohrtour

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.2

Akzeptanzkriterium

festgelegte Zulässigkeitsgrenzwerte für die Eigenschaften von Prozessen, Dienstleistungen oder Produkten

2.3

so niedrig, wie vernünftigerweise praktikabel

ALARP

Anwendung risikomindernder Maßnahmen, bis der Aufwand (einschließlich Zeit, Kapitalaufwand oder anderer Ressourcen/Vermögenswerte) weiterer Risikominderung im Missverhältnis zur potenziellen Risikominderungswirkung durch Anwendung jeglicher weiterer Maßnahmen steht

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

2.4

Umgebungsdruck

Druck außerhalb der Bohrung

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

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.5

Anomalie

Zustand, der abweicht von dem, 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

Ringraum zwischen der Produktions-Futterrohrtour und der sich nach außen anschließenden Futterrohrtour

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

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.8

Durchbrechen der Umschließung

Durchbrechen der Umschließung des Integritäts- oder Barriersystems

2.9

Liner

Rohrtour, deren oberster Punkt sich innerhalb der vorausgehenden Futterrohrtour und nicht im Bohrlochkopf befindet

2.10

Kompetenz

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

2.11

Komponente

mechanisches Teil, einschließlich Zement, das für eine Bohrungsherstellung verwendet wird

2.12

Standrohr

Komponente für die strukturelle Abstützung von Bohrloch, Bohrlochkopf und Komplettierungsausrüstung, häufig verwendet für die Bohrlochstabilität bei den anfänglichen Bohrarbeiten

Anmerkung 1 zum Begriff: Diese Rohrtour ist nicht als drucktragend ausgelegt, kann jedoch nach Komplettierung der Bohrung 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

Umschließung

Verhinderung der Freisetzung von Fluid

2.15

große Einbautiefe

in der Nähe oder an der Deckschicht einer Lagerstätte oder eine Tiefe, in der ein Ungleichgewichtsdruck mit einer Wassersäule erreicht werden kann, der dem höchsten erwarteten Druck von unten entgegenwirkt

2.16

Abweichung

Abgehen von einem Standard

2.17

Ausnahmereglung

Genehmigung eines Betriebs in Abweichung von normalen Regeln oder Bedingungen

2.18

erweiterter Formationsdrucktest

XLOT

Druckbeaufschlagung durch Aufbringen eines Oberflächendrucks auf eine Fluidsäule zur Bestimmung des Drucks, bei dem sich ein Bruch in die freiliegende Formation fortpflanzt, sowie des Drucks, bei dem sich der Bruch schließt

2.19

Ausfall

Verlust der Fähigkeit zu erforderlicher Leistung

2.20

Ausfallart

Auswirkung, anhand der ein Ausfall am betroffenen Ausrüstungsteil festgestellt wird

2.21

Ausfallart- und Einflussanalyse

FMEA

ein Verfahren zur Feststellung von Ausfallarten und -mechanismen sowie der zugehörigen Auswirkungen

2.22

Ausfallart-, Einfluss- und Gefährdungsanalyse

FMECA

eine Analyse, die gewöhnlich nach einer FMEA (2.19) erfolgt und auf der Wahrscheinlichkeit, dass die Ausfallart zu einem Systemausfall führen wird, oder dem mit der Ausfallart verbundenen Risikograd oder der Priorität des Risikos beruhen kann

2.23

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.

2.24

durchflusnass

Oberfläche im direkten Kontakt mit der dynamischen Bewegung von Bohrungsfluiden im Förderstrom

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

2.25

Fluid

Stoff ohne feste Form, der äußerem Druck leicht nachgibt; ein Gas oder eine Flüssigkeit

2.26

Formationsintegritätsprüfung

FIT

Druckbeaufschlagung durch Aufbringen eines Oberflächendrucks auf eine Fluidsäule zur Bestimmung der Widerstandsfähigkeit eines Untertagebereichs gegenüber einem bestimmten hydrostatischen Druck

2.27

Formationsfestigkeit

Druck, dem die Formation widerstehen kann

2.28

Funktionalität

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

2.29

Gefährdung

potentielle Schadensquelle oder eine Situation, die zu Verlust (oder einer negativen Konsequenz) führen kann

2.30

Hybrid-Bohrung

Bohrung, die mit einem Unterwasser-Bohrlochkopf gebohrt und mit einem Futterrohrkopf, Steigrohrkopf, Steigrohrhänger sowie Eruptionskreuz an der Oberfläche komplettiert wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Hybrid-Bohrung kann entweder mit einer Futterrohrtour (Einzelstrang-Produktions-Riser) oder zwei Futterrohrturen (Doppelstrang-Produktions-Riser) ausgeführt sein, die vom Unterwasser-Bohrlochkopf hinaufgeführt und an die Oberflächenausrüstung angebunden sind. Derartige Bohrungen befinden sich gewöhnlich auf schwimmenden Förderplattformen, z. B. zugspannungsverankerte Plattformen (TLP, en: tension-leg platform).

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.31

Beeinträchtigung

Zustand verringerter Funktionsfähigkeit, aber noch kein Ausfall

2.32

aufgebrachter Ringraumdruck

Ringraumdruck, der für Zwecke wie beispielsweise Gaslift, Wasserinjektion, Wärmedämmung usw. aufgebracht wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.33

Zuflusstest

Dichtheitsprüfung eines Barriereelements durch Erzeugen einer Druckdifferenz und Beobachtung auf Druckänderungen auf der Niederdruckseite

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch 4.9.3.3.

2.34

Intervention & Aufwältigung

Zugang zur Bohrung, der das Durchbrechen der Umschließung einer bestehenden Bohrungsbarriere erfordert

2.35

Leckage

unbeabsichtigte und unerwünschte Bewegung von Fluiden

2.36

Formationsdrucktest

LOT

Druckbeaufschlagung durch Aufbringen eines Oberflächendrucks auf eine Fluidsäule zur Bestimmung des Drucks, bei dem die freiliegende Formation das gesamte Fluid aufnimmt

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 59.

2.37

schwerer Störfall

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

2.38

Gefährdung durch schweren Störfall

MAH

Gefährdung, die einen **schweren Störfall (2.37)** verursachen kann

2.39

höchstzulässiger Ringraumkopfdruck

MAASP

p_{MAASP}

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

2.40

Monitoring

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

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

2.41

betriebene Bohrung

Bohrung, für die der Bohrungsbetreiber die Kontrolle und das Management des Betriebs ausführt

2.42

Betriebsgrenzen

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

2.43

Ausfluss

Fluide, die von einem Ort zu einem anderen fließen, gewöhnlich aus einer Bohrung

2.44

Leistungsnorm

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

2.45

Druckprüfung

Aufbringen von Druck auf ein Ausrüstungsteil oder System zur Verifizierung von dessen Druckaufnahmefähigkeit

2.46

primäre Bohrungsbarriere

erste Reihe von Bohrungsbarriereelementen, die den Ausfluss aus einem Zuflusshorizont verhindert

2.47

Produktions-Futterrohrtour

innerste Futterrohrtour in der Bohrung

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.48

Produktions-Riser

Futterrohrstränge, die vom Meeresboden zum Bohrlochkopf führen (feststehende Plattformen) oder am Unterwasser-Bohrlochkopf angebracht sind und vom Meeresboden zum Bohrlochkopf an der Oberfläche führen (Hybrid-Bohrungen)

2.49

Förderstrang

Komplettierungsstrang

hauptsächlich aus Steigrohren bestehender Strang, der aber auch zusätzliche Komponenten, wie z. B. das übertage gesteuerte Untertage-Sicherheitsventil (SCSSV), Gaslift-Mandrels, Öffnungen für die Injektion von Chemikalien und das Anschließen von Messinstrumenten, Landenippel sowie Packer oder Packer-Abdichtungsbaugruppen, einschließt

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Förderstrang verläuft innerhalb der Produktions-Futterrohrtour und wird verwendet, um Förderfluide an die Oberfläche zu leiten.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.50

Steigrohr

Förderstrang der innerhalb der Produktions-Futterrohrtour verläuft und verwendet wird, um geförderte Fluide aus der Zielformation an die Oberfläche zu leiten

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

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.51

Zuverlässigkeit

Fähigkeit einer Einheit, eine geforderte Funktion unter gegebenen Bedingungen für eine gegebene Zeitspanne zu erfüllen

2.52

Restrisiko

Risiko, das nach der Durchführung von Kontrollmaßnahmen verbleibt

2.53

Risiko

Kombination aus den Konsequenzen eines Ereignisses und dessen zugehöriger Eintrittswahrscheinlichkeit

2.54

Risikobeurteilung

Gesamtheit des Verfahrens aus Risikoanalyse und Risikobewertung

2.55

Risikoregister

Werkzeug zum Aufzeichnen, Verfolgen und Abschließen 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.

2.56

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

[Übernommen aus 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).

2.57

sekundäre Bohrungsbarriere

zweite Reihe von Bohrungsbarriereelementen, die den Ausfluss aus einem Zuflusshorizont verhindert

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.58

eingeschlossene Bohrung

Bohrung mit einer oder mehreren in Fließrichtung geschlossenen Absperrvorrichtung(en)

2.59

Unterwasser-Bohrung

Bohrung, komplettiert mit Unterwasser-Bohrlochkopf und Unterwasser-Eruptionskreuz

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.60

Unterwasser-Bohrlochkopf

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

2.61

Anker-Rohrtour

Rohrtour, die zum Schutz oberflächennaher Grundwasserzonen und schwacher Formationen innerhalb des Standrohrs eingebaut wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Anker-Rohrtour kann im Standrohr durch Zementation verankert werden und ist häufig bis zum Meeresboden oder bis zu Tage zementiert.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der Oberflächen-Bohrlochkopf ist bei diesen-Bohrungen üblicherweise auf dieser Rohrtour montiert.

Anmerkung 3 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

2.62

Überwachung

fortlaufendes Überprüfen, Beaufsichtigen, kritisches Beobachten oder Bestimmen des Status zur Feststellung von Änderungen des erforderlichen oder erwarteten Leistungsniveaus

[ISO Guide 73]

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

2.63

stillgelegte Bohrung

Bohrung, die von der produzierenden Lagerstätte vorübergehend getrennt worden ist

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

2.64

anhaltender Ringraumdruck

SCP

Druck in einem Ringraum, der

- a) sich bei Entlastung erneut mindestens bis zum gleichen Druckniveau aufbaut;
- b) nicht ausschließlich durch Temperaturschwankungen verursacht wird; und
- c) nicht durch den Bohrungsbetreiber aufgebracht wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90.

Anmerkung 2 zum Begriff: Bei Bohrungen ohne Ringraumzugang kann ein anhaltender Futterrohrdruck vorliegen.

2.65

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.

Anmerkung 2 zum Begriff: Bei Bohrungen ohne Ringraumzugang kann ein anhaltender Futterrohrdruck vorliegen.

2.66

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

2.67

Verifizierung

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

2.68

Bohrungsverfüllung

dauerhafte Untertage-Absperrung durchlässiger Formationen mittels validierter Bohrungsbarrieren zur Verhinderung von Fluidbewegungen innerhalb oder aus einer Bohrung

2.69

Bohrungsbarriere

System aus einem oder mehreren Bohrungsbarriereelement(en), welche(s) Fluide in einem Bohrloch einschließt/-en, um deren unkontrollierten Fluss innerhalb oder aus einer Bohrung zu verhindern

2.70

Bohrungsbarriereelement

WBE

eine von mehreren zusammenhängenden Komponenten, die zusammen eine Bohrungsbarriere bilden

2.71

Bohrungsbarriereplan

betreiberspezifisches Programm für die Platzierung und Verifizierung von Barrieren in einer Bohrung zur Verhinderung von unbeabsichtigtem Durchfluss während jeder Phase der Bohrungsherstellung, des Betriebs, der Verfüllung oder der Außerbetriebnahme

2.72

Bohrungsübergabe

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

2.73

Bohrungsintegrität

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

2.74

Bohrungsintegritätsmanagement

Anwendung technischer, betrieblicher und organisatorischer Maßnahmen zur Verhinderung unkontrollierten Flusses von Fluiden an der Oberfläche oder in Untertageformationen während des gesamten Lebenszyklus der Bohrung

2.75

Bohrungsbetreiber

Unternehmen, welches die Verantwortung für die Bohrung trägt

2.76

Bohrungs-Betriebsgrenzen

Kombination aus vom Bohrungsbetreiber festgelegten Parametern innerhalb der die Bohrung betrieben werden sollte, um sicherzustellen, dass alle Komponentenspezifikationen, einschließlich der jeweils zutreffenden Auslegungs- oder Sicherheitsbeiwerte sowie Leistungsnormen, während des gesamten Lebenszyklus der Bohrung eingehalten werden

2.77

Bohrungsstatus

aktuelle Betriebsfunktion der Bohrung

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Funktionen schließen ein: in der Herstellungsphase, in der Betriebsphase (d. h. Förderung, Injektion, eingeschlossen), in der Interventions- & Aufwältigungsphase, stillgelegt oder verfüllt.

2.78

Bohrungsbestand

Portfolio von Bohrungen, für deren Betrieb oder Integritätssicherung der Bohrungsbetreiber 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 and water)

COC	Konformitätsbescheinigung (en: certificate of conformity)
ECD	äquivalente Zirkulationsdichte (en: equivalent circulating density)
ESD	Notabschaltung (en: emergency shutdown)
FIT	Formationsintegritätsprüfung (en: formation integrity test)
FMEA	Ausfallart- und Einflussanalyse (en: failure modes and effects analysis)
FMECA	Ausfallart-, Einfluss- und Gefährdungsanalyse (en: failure mode and effects and criticality analysis)
FS	Formationsfestigkeit (en: formation strength)
HPHT	hoher Druck und hohe Temperatur (en: high pressure and high temperature)
ID	Innendurchmesser (en: internal diameter)
KPI	Leistungskennzahl (en: key performance indicator)
LOT	Formationsdrucktest (en: leak-off test)
MAASP	höchstzulässiger Ringraumkopfdruck (en: maximum allowable annular surface pressure)
MAH	Gefährdung durch schweren Störfall (en: major accident hazard)
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 (nor: 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	quantitative Risikoanalyse (en: quantifiable risk assessment)
RACI	verantwortlich/rechenschaftspflichtig/zu konsultieren/zu informieren (en: responsible/accountable/consulted/informed)
ROV	fern gelenktes Fahrzeug (en: remotely operated vehicle)
SCE	sicherheitskritisches Element (en: safety-critical element)

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

SCP	anhaltender Ringraumdruck (en: sustained casing pressure)
SCSSV	übertage gesteuertes Untertage-Sicherheitsventil (en: surface-controlled subsurface safety valve)
SPM	Seitentaschen-Mandrel (en: side pocket mandrel)
SIMOPS	Simultanbetrieb (en: simultaneous operations)
SSCSV	untertage gesteuertes Untertage-Sicherheitsventil (en: subsurface controlled subsurface safety valve)
SSSV	Untertage-Sicherheitsventil (en: subsurface safety valve)
SSV	Übertage-Sicherheitsventil (en: surface safety valve)
TOC	Zementkopf (en: top of cement)
TVD	Seigerteufe (en: true vertical depth)
WBE	Bohrungsbarriereelement (en: well barrier element)
WIMS	Bohrungsintegritätsmanagementsystem (en: well integrity management system)
XLOT	erweiterter Formationsdrucktest (en: extended leak-off test)

4 Gemeinsame Elemente des Lebenszyklus der Bohrungsintegrität

4.1 Allgemeines

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

Schwere Störfälle (MAH) und die damit verbundenen Risiken für Menschen, Umwelt und Einrichtungen in der Erdöl- und Erdgasindustrie erfordern stringentes Management. Während dieser Teil von ISO 16530 Anforderungen und Empfehlungen für das Management der Bohrungsintegrität beschreibt, sollte erkannt werden, dass Bohrungsintegrität ein fester Bestandteil der Integrität von Vermögenswerten (siehe ^[21]) und Prozesssicherheit (siehe ^[22]) ist.

Dieser Teil von ISO 16530 behandelt den vollständigen Lebenszyklus einer Bohrung 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 Bohrungsbetreiber sollte SCEs in seinen Bohrungsauslegungen unter Berücksichtigung geltender gesetzlicher Vorschriften festlegen.

4.2 Bohrungsintegrität

Bohrungsintegrität bezieht sich darauf, jederzeit die vollständige Kontrolle über Fluide innerhalb einer Bohrung aufrechtzuerhalten, durch Einsatz und Aufrechterhaltung einer oder mehrerer Bohrungsbarriere(n), um unbeabsichtigte Fluidbewegung zwischen erbohrten Formationen mit unterschiedlichen Druckregimen oder Einschlussverlust gegenüber der Umgebung zu verhindern.

4.3 Bohrungsintegritätsstrategie

Der Bohrungsbetreiber muss über eine Bohrungsintegritätsstrategie verfügen, welche seine Verpflichtungen zur Sicherung von Gesundheit, Sicherheit, Umwelt, Vermögenswerten und Ansehen festlegt. Diese Strategie wird detailliert beschreiben, wie die Bohrungsintegrität durch ein dokumentiertes Managementsystem hergestellt und aufrechterhalten wird, welches für alle Bohrungen unter der Verantwortung des Bohrungsbetreibers angewendet wird.

4.4 Bohrungsintegritätsmanagementsystem

Der Bohrungsbetreiber sollte über ein Bohrungsintegritätsmanagementsystem (WIMS) verfügen, um sicherzustellen, dass die Bohrungsintegrität während des gesamten Lebenszyklus einer Bohrung durch Anwendung einer Kombination technischer, betrieblicher und organisatorischer Prozesse aufrechterhalten wird.

Das WIMS sollte die folgenden Elemente für den Bohrungsbestand des Bohrungsbetreibers behandeln:

- Risikoanalyse;
- Organisationsstruktur (Funktionen, Verantwortungen, Rechenschaftspflichten und Kompetenzen);
- Bohrungsbarrieren;
- Leistungsnormen;
- Bohrungsbarriereverifizierung;
- Berichte und Dokumentation;
- Prozess des Änderungsmanagements;
- Prozess der kontinuierlichen Verbesserung;
- Audits.

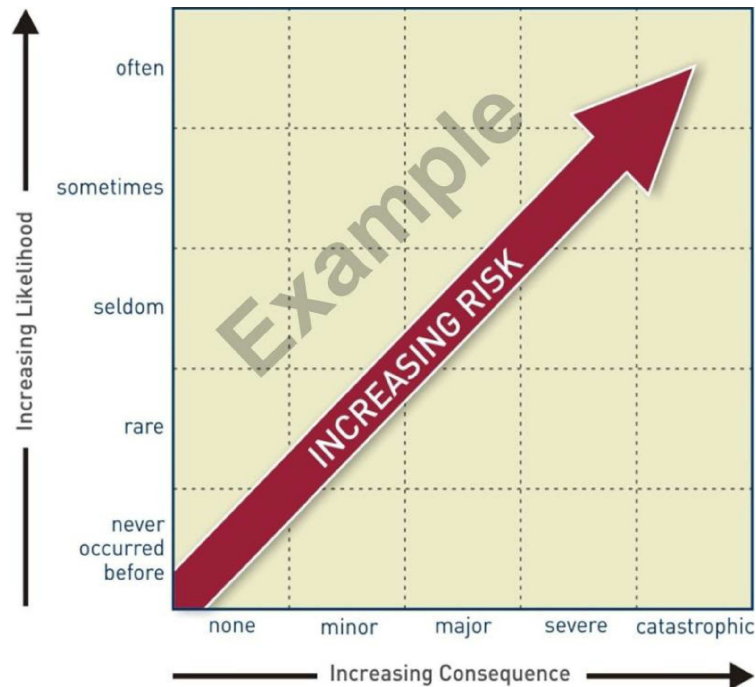
4.5 Risikoanalyse

4.5.1 Allgemeines

Der Bohrungsbetreiber muss die Gefährdungen für die Integrität der Bohrung während deren Lebenszyklus sowie den mit diesen Gefährdungen verbundenen Risikograd identifizieren. Risiko wird definiert als die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses und seiner Konsequenzen. Der Bohrungsbetreiber sollte die Zulässigkeitsniveaus für die Wahrscheinlichkeit und die Konsequenzen bestimmen.

Für die Risikoanalyse anwendbare Verfahren sind in Anhang A aufgeführt. Die Bewertung eines Ereignisses in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität kann so mit einer Risikoanalysematrix dargestellt werden (ein Beispiel einer 5 × 5-Risikoanalysematrix 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.

Bei Risikograden, welche die Zulässigkeitsniveaus des Bohrungsbetreibers überschreiten, sollten Kontroll- und Minderungsmaßnahmen für die Minderung des Risikos auf den vom Bohrungsbetreiber festgelegten Risikotoleranzgrad eingeführt werden. ALARP-Grundsätze können angewendet werden, um zu bestimmen, ob zusätzliche Kontroll- oder Minderungsmaßnahmen für die weitere Risikominderung erforderlich sind.



Text im Bild

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

Zunehmende Wahrscheinlichkeit
Zunehmendes Risiko
Zunehmende Konsequenz
Häufig
Mitunter
Selten
Sehr selten
Bislang nie eingetreten
Keine
Geringfügig
Erheblich
Schwerwiegend
Katastrophal

Bild 2 — Beispiel einer Risikoanalysematrix

4.5.2 Risikoregister

Der Bohrungsbetreiber sollte für alle identifizierten Gefährdungen und Risiken ein Risikoregister erstellen, das während des gesamten Lebenszyklus einer Bohrung zu führen und dem gesamten betreffenden Personal mitzuteilen ist.

Das Risikoregister sollte u. a. Folgendes enthalten:

- identifizierte Gefährdungen;
- bestehende Sicherungen, Minderungs- und 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 eines Bohrungstyps

Die im Risikoregister der Bohrung(en) definierten Risiken bestimmen die Elemente des Risikoprofils eines Bohrungstyps für jenen bestimmten Vermögenswert.

Der Bohrungsbetreiber kann über mehrere unterschiedliche Typen von Bohrungen verfügen, jeweils abgedeckt durch deren WIMS; Bohrungstypen können beispielsweise (Wassereinpress-)Bohrungen, Gasförderbohrungen, Versenkbohrungen oder Ölförderbohrungen einschließen. Unter derartigen Umständen kann es insbesondere bei der Entwicklung eines Feldes zweckmäßig sein, Risikoprofile für jeden Bohrungstyp zu erstellen. Die Verwendung eines derartigen Risikoprofils ermöglicht das einheitliche Management von Bohrungsbarrieren.

4.6 Organisationsstruktur und Aufgaben

Der Bohrungsbetreiber sollte sicherstellen, dass in seiner Organisation die Ressourcen für das Bohrungsintegritätsmanagement während des gesamten Lebenszyklus der Bohrung verfügbar sind.

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

Die Anforderungen an die Kompetenz des Personals entsprechen den Leistungsnormen für die WBEs. Für die verschiedenen Lebenszyklusphasen einer Bohrung sind unterschiedliche Kompetenzen erforderlich. Der Bohrungsbetreiber 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 einer Bohrung 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 Bohrungen, deren jeweilige geographische Lage, das Betriebsverhalten und die verschiedenen erforderlichen Fähigkeiten des gesamten mit Tätigkeiten für die Bohrungsintegrität betrauten Personals widerspiegelt.

Der Bohrungsbetreiber sollte die Anforderungen an die Kompetenz und die einschlägige Ausbildung des Bohrungsintegritätspersonals festlegen, um die hinsichtlich des Schutzes von Gesundheit, Umwelt und Vermögenswerten sichere Ausführung von Aufgaben sicherzustellen. Zum Nachweis der Konformität mit den Kompetenzanforderungen sollten Aufzeichnungen der Kompetenzleistung geführt werden.

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

4.7 Barrieren

4.7.1 Allgemeines

Barrieren werden als eine Kombination aus Komponenten oder Verfahren definiert, die zur Zuverlässigkeit des Bohrungssystems beitragen, um unkontrollierten Fluiddurchfluss zu verhindern oder zu beenden.

Barrieren können sein:

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

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

Das Absichern, dass Bohrungsbarrieren in der vorgesehenen Lage vorhanden sind und während des gesamten Lebenszyklus aufrechterhalten werden, ist die Grundlage des Bohrungsintegritätsmanagements.

4.7.2 Barrierephilosophie

Der Bohrungsbetreiber muss eine Barrierephilosophie festlegen und dokumentieren, welche die Grundsätze für die Aufrechterhaltung der Kontrolle von Bohrungsfluiden festlegt. Die Barrierephilosophie sollte die angewendeten Barrieren (bohrungsbezogen, betrieblich und menschlich) und administrativen Kontrollen beschreiben.

Ein System von mehrfachen Barrieren und Redundanz der Barriereelemente wird eingesetzt, um ein hohes Maß an Zuverlässigkeit zu erreichen. Zuverlässigkeit einer Bohrung wird durch die Kombination einzelner Barrieren zu einem System und nicht durch die Unfehlbarkeit einer einzelnen Komponente erreicht.

4.7.3 Bohrungsbarrieren

4.7.3.1 Allgemeines

Eine Bohrungsbarriere ist eine Kombination aus einem oder mehreren Bohrungsbarriereelement(en) (WBEs), die die Fluide in einer Bohrung umschließen, um unkontrollierten Fluss von Fluiden innerhalb oder aus einer Bohrung zu verhindern.

Die Verifizierung, Wartung, Inspektion und Prüfung von Bohrungsbarrieren sind Schlüsselaspekte des Managements der Integrität einer Bohrung während ihres gesamten Lebenszyklus.

Der Bohrungsbetreiber sollte den Status jeder Bohrungsbarriere nachverfolgen und alle Bohrungsbarrieren entsprechend den vorgesehenen Bohrungs-Betriebsgrenzen warten.

4.7.3.2 Ziele von Bohrungsbarrieren

Die Ziele einer Bohrungsbarriere sind:

- den größten erwarteten kombinierten Lasten, denen sie ausgesetzt sein kann, standzuhalten;
- unter den Umgebungsbedingungen (Drücke, Temperaturen, Fluide, mechanische Spannungen), die während ihres gesamten Lebenszyklus auftreten können, funktionsfähig zu bleiben;
- unkontrollierten Austritt von Bohrlochflüssigkeiten oder -gasen in die äußere Umgebung zu verhindern;
- geplante Verifizierungsprüfungen (möglicherweise nicht anwendbar für verfüllte Bohrungen) erfolgreich zu bestehen.

Beispiele typischer Bohrungsbarriereelemente, ihrer Funktionen und Ausfallmerkmale sind Anhang F zu entnehmen.

4.7.3.3 Anzahl von Bohrungsbarrieren

Mindestens zwei unabhängig verifizierte Bohrungsbarrieren gegen unkontrollierten Ausfluss entlang eines potenziellen Fließweges oder Leckagepfades sollten verwendet werden, sofern praktisch möglich.

Ist der Einsatz von zwei unabhängig verifizierten Bohrungsbarrieren praktisch nicht möglich, sollte eine Risikoanalyse durchgeführt werden, um nachzuweisen, dass eine Bohrungsbarriere ein für die Aufrechterhaltung des Einschlusses annehmbaren Risikograd aufweist, unter Berücksichtigung des Untertage-Zuflusspotentials und der Fähigkeit der Bohrung in das Bohrloch eingetretene Fluide zur Oberfläche zu transportieren.

Die primäre Bohrungsbarriere ist gewöhnlich die erste Reihe von Bohrungsbarriereelementen, auf welche die Druckquelle einwirkt. Die sekundäre Bohrungsbarriere ist gewöhnlich nicht dem geförderten Fluid oder Druck ausgesetzt, sondern dient Redundanz Zwecken im Fall des Ausfalls der primären Bohrungsbarriere. (Beispiele für Bohrungsbarriereschemata für die jeweiligen Betriebsphasen sind Anhang J zu entnehmen.)

4.7.3.4 Primäre Bohrungsbarriere

Für eine Bohrung besteht die primäre Bohrungsbarriere gewöhnlich, aber nicht ausschließlich, aus einem oder mehreren der folgenden WBEs in Abhängigkeit von der betreffenden Lebenszyklusphase:

- Deckgebirge;
- Bohrspülungen;
- Futterrohrzement;
- Produktions-Futterrohr;
- Produktionspacker;
- Komplettierungsstrang;
- SSSV oder Eruptionskreuz-Haupt-Absperreinrichtung.

4.7.3.5 Sekundäre Bohrungsbarriere

Die sekundäre Bohrungsbarriere besteht gewöhnlich, aber nicht ausschließlich, aus einem oder mehreren der folgenden WBEs in Abhängigkeit von der betreffenden Lebenszyklusphase:

- undurchlässige Formation;
- Komplettierungsfluide;
- Futterrohrzement;
- Blowout-Preventer;
- Futterrohr mit Hänger und Dichtungsbaugruppe;
- Bohrlochkopf mit Ventilen;
- Steigrohr-Hänger mit Dichtungen;
- Eruptionskreuz und Eruptionskreuzanschluss;
- angesteuerte Eruptionskreuz-Seiten- oder -Haupt-Absperreinrichtung.

4.7.3.6 Bohrungsbarriereschema

Der Bohrungsbetreiber sollte die eingesetzten Bohrungsbarrieren mittels eines Bohrungsbarriereschemas (WBS) dokumentieren, in dem auch die Bohrungsbarriereelemente (WBEs) jeder Bohrungsbarriere und die während der Herstellungsphase durchgeführten Verifizierungsprüfungen angegeben sind. Ein Bohrungsbarriereschema kann für eine einzelne Bohrung oder einen Bohrungstyp verwendet werden.

Das WBS enthält gewöhnlich die folgenden Arten von Angaben:

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

- e) Maße und Tiefenangaben (TVD und MD) für alle Rohre und Zementationen (einschließlich TOC), definiert als WBEs;
- f) berechneter MAASP-Wert für jeden Ringraum;
- g) höchstzulässiger Steigrohrkopfdruck;
- h) Bohrungsangaben, einschließlich Feld/Anlage, Bohrungsbezeichnung, -typ, -status, Auslegungsdruck der Bohrung/des Abschnitts, Nummer und Datum der Überarbeitung, „Erstellt durch“, „Verifiziert/Bestätigt durch“;
- i) eindeutige Kennzeichnung des tatsächlichen Status der Bohrungsbarriere, Zustand nach der Planung oder nach Herstellungsende;
- j) gemeinsame WBEs von Barrieren;
- k) ein Anmerkungsfeld für wichtige Angaben zur Bohrungsintegrität (Anomalien, Ausnahmen usw.).

Siehe Anhang J für ein Beispiel eines WBS.

4.7.4 Betriebliche Barrieren

Betriebliche Barrieren 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 Störfall führen oder zu einer Gefährdung beitragen.

Beispiele für betriebliche Barrieren sind:

- Nachweis- und Monitoringausrüstung;
- Prozesse und Arbeitsanweisungen;
- Sicherheitstrenn- und -sperrereinrichtungen;
- Betriebserlaubnissystem.

4.7.5 Menschliche Barrieren

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

Beispiele menschlicher Barrieren 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 dem Personal sollten berücksichtigt werden, um menschliche Fehler zu begrenzen.

4.7.6 Administrative Kontrollen

Eine Organisation bietet die Struktur und Kultur als Rahmen für die Bohrungsintegrität 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 Bohrungsintegrität.

Beispiele für administrative Kontrollen sind:

- Auslegungsnormen;
- Normen zur Handhabung von Materialien;
- Verfahrensanweisungen und Richtlinien-Handbücher;
- Änderungsprozesse/Eskalation von Entscheidungen;
- Qualitätssicherungsprogramm.

4.7.7 Einwirkungsbarrieren

Einwirkungsbarrieren werden gewöhnlich eingesetzt, um Beschädigung von primären und sekundären Bohrungsbarrieren infolge einer äußeren Einwirkung zu verhindern. Derartige Barrieren können typischerweise Standrohre, Aufprallrahmen, Schleppnetzabweiser, Jersey-Barrieren und Abzäunungen sein.

4.8 Leistungsnormen für Ausrüstung

4.8.1 Allgemeines

Im Bohrungsintegritätsmanagement 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;
- Bohrungsintegrität: Normen zur Festlegung der Bohrungs-Betriebsgrenzen;
- Managementsystem: Normen zur Festlegung von Leistungskennzahlen und Audits.

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

Der Bohrungsbetreiber sollte Leistungsnormen für WBEs für jeden Bohrungstyp festlegen. Leistungsnormen sind mit Unterstützung durch die Risikoanalyse die Grundlage für deren 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 leisten muss, um Integrität herzustellen und aufrechtzuerhalten;
- b) Verfügbarkeit — Verfügbarkeit eines Elements in einem Zustand, in dem es unter gegebenen Bedingungen zu einem gegebenen Zeitpunkt oder über einen gegebenen Zeitraum eine erforderliche Funktion ausführen kann;
- c) Zuverlässigkeit — die Wahrscheinlichkeit, dass die Ausrüstung bei Aktivierung 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 in dem Maße entwickelt werden, in dem sich die Definition des Bohrungstyps entwickelt und Risiko- und Gefährdungsstudien durchgeführt werden, um das für das jeweilige WBE zur Ausführung seiner Funktion bei der Risikokontrolle erforderliche Leistungsniveau nachzuweisen. Die Bohrungsbarrieren, WBEs und Leistungsnormen für die Ausrüstung sollten am Ende der Bohrungsauslegungsphase 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 Bohrungs-Betriebsgrenzen

Bohrungs-Betriebsgrenzen sind eine Kombination aus Kriterien, die der Bohrungsbetreiber festlegt, um sicherzustellen, dass die Bohrung innerhalb ihrer Auslegungsgrenzen und damit die Integrität der Bohrung während ihres gesamten Lebenszyklus aufrechterhalten bleibt.

Der Bohrungsbetreiber sollte Betriebsgrenzen für jeden Bohrungstyp als Teil des Bohrungsintegritätsmanagementsystems (WIMS) festlegen. Alle Änderungen in Bohrungskonfiguration, Zustand, Lebenszyklusphase oder Status erfordern eine Überprüfung und gegebenenfalls Aktualisierung der Bohrungs-Betriebsgrenzen.

Der Bohrungsbetreiber sollte Folgendes eindeutig festlegen:

- Verantwortungen für die Festlegung, Einhaltung, Überprüfung und Zulassung der Bohrungs-Betriebsgrenzen;
- die empfohlene Verfahrensweise für das Monitoring und die Aufzeichnung jedes einzelnen Betriebsgrenzenparameters einer Bohrung in den Zeiträumen, in denen die Bohrung in der Herstellung, im Betrieb, eingeschlossen oder stillgelegt ist;
- Anforderungen an sämtliche festgelegten Schwellenwerte für die Bohrungs-Betriebsgrenzen;
- Maßnahmen, die ergriffen werden sollten, wenn sich ein Bohrungsparameter seinem festgelegten Schwellenwert annähert;
- bei Überschreitung von Schwellenwerten der Bohrungs-Betriebsgrenzen erforderliche Maßnahmen, Benachrichtigungen und Untersuchungen;
- erforderliche Sicherheitssysteme zum Schutz gegen die Überschreitung der Bohrungs-Betriebsgrenzen.

4.9 Bohrungsbarriereverifizierung

4.9.1 Allgemeines

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

4.9.2 Funktionsprüfung

4.9.2.1 Allgemeines

Bei der Funktionsprüfung wird überprüft, ob eine Bohrungsbarriere oder ein System wie vorgesehen funktioniert. Sie sollte realistisch und objektiv sein und die Ergebnisse sollten aufgezeichnet werden.

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

4.9.2.2 Funktionsprüfung von Armaturen

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

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

Bei einigen Armaturen, bei denen Bewegungen der Ventilschindel nicht einsehbar sind, kann eine Verifizierung der korrekten Funktionsfähigkeit durch Beobachtung der hydraulischen Signatur (Steuerleitungsdruckdaten und Hydraulikfluid-Ansprechvolumen) möglich sein. Beispiele der hydraulischen Signatur eines übertage gesteuerten Untertage-Sicherheitsventils (SCSSV) und der Armatur eines Unterwasser-Eruptionskreuzes sind Anhang G zu entnehmen. Unterwasser-Eruptionskreuzarmaturen verfügen häufig über eine Anzeige für die Ventilstellung, die durch ein ROV beobachtet/verifiziert werden kann.

4.9.3 Barriereverifizierungsprüfung

4.9.3.1 Allgemeines

Bei der Barriereverifizierungsprüfung wird ein Differenzdruck angelegt, um sich der Integrität des Dichtungssystems einer Komponente, die Teil eines Barriersystems ist, zu vergewissern. Ein Differenzdruck kann entweder durch Druckprüfung oder Zuflusstest erzielt werden (ein Beispiel für die Bestimmung der Leckagerate ist Anhang H zu entnehmen).

Der Bohrungsbetreiber sollte die Bewertungsverfahren für die Prüfung definieren, z. B.:

- 1) Beobachtung des Durchflusses im Hinblick auf festgelegte Annahmekriterien; oder
- 2) Überwachung von Druckänderungen gegenüber festgelegten Annahmekriterien.

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 zu Testzwecken in die Bohrung, in Ringräume und Hohlräume eingebrachten Fluide sollten bewertet werden, um sicherzustellen, dass sie die Bohrungsintegrität nicht beeinflussen, beispielsweise in Bezug auf das mögliche Einbringen sulfatreduzierender Bakterien oder die Fähigkeit der Fluide bei niedrigen Temperaturen 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 Zuflusstest

Bei dem Zuflusstest oder der Negativprüfung wird Druck aus einer bestehenden 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, Futterrohre und Dichtungen werden als geschlossen angesehen). Der abstromseitige Druck (d. h. auf der Seite des WBE gegenüber der entfernten Druckquelle) am WBE wird verringert, um eine Druckdifferenz über das WBE zu erzeugen, und das abstromseitige Volumen wird auf einen Druckanstieg hin überwacht, der eine Leckage anzeigt.

Bei erfolgreichem Zuflusstest 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.

Untertage-Sicherheitsventile können ausschließlich durch einen Zuflusstest nach dem Schließen des Ventils entsprechend den Herstellerverfahren verifiziert werden. Der Zuflusstest von untertage gesteuerten Untertage-Sicherheitsventilen erfordert häufig, dass das Bohrloch an einen Niedrigdruck-Prüfabscheider oder eine Fackel angeschlossen wird, um Bedingungen von unkontrolliertem Durchfluss an die Oberfläche zu simulieren. Ist der Zuflusstest nicht durchführbar, sollte der Bohrungsbetreiber Intervalle für den Austausch zum Zweck der Wartung derartiger Ventile festlegen (Empfehlungen sind ISO 10417 zu entnehmen).

4.9.4 Durchflussrichtung

In der Regel sollte eine Komponente in Durchflussrichtung geprüft werden. Ist dies nicht möglich oder nicht durchführbar, sollte eine Prüfung der Komponente entgegen der Durchflussrichtung durchgeführt werden. Die Prüfung entgegengesetzt der Durchflussrichtung 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 Temperatúrauswirkungen

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

Temperatúrauswirkungen können die Ergebnisse der Dichtheitsprüfung beeinflussen und das tatsächliche Barriereverhalten verfälschen und somit zu fehlerhafter Auswertung der Dichtheitsprüfung führen. 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 des Steuerleitungsdrucks, zurückzugreifen.

4.9.6 Modellverifizierung

Bestimmte Barriereelemente müssen möglicherweise durch geeignete Modell- oder Typprüfungen während der Auslegungsphase verifiziert werden, da Prüfungen während des Betriebs möglicherweise unpraktisch oder undurchführbar sind. Beispiele derartiger Modellierungs- und Prüfungstätigkeiten umfassen Einwirkung von Wellenlast auf Standrohre, Schnellschlussgeschwindigkeiten für SSSVs und das Festlegen von Leistungsanforderungen für zu erwartende Futterrohrdurchführungen, wenn eine Druckprüfung an einem zementierten Schuh unerwünscht ist.

Während des Betriebslebenszyklus dürfen die wiederkehrende Inspektion des physikalischen Zustandes von Ausrüstung zur Überprüfung auf Anzeichen von Verschlechterung in Betracht gezogen werden. Ein Modell der Auswirkungen dieser Verschlechterung darf in Betracht gezogen werden.

4.10 Berichte und Dokumentation

4.10.1 Allgemeines

Daten in Zusammenhang mit Bohrungsauslegung, Herstellung, Betrieb, Wartung und dauerhafter Verfüllung sollten während des gesamten Lebenszyklus der Bohrung aufbewahrt werden und verfügbar sein.

Der Bohrungsbetreiber sollte Folgendes festlegen:

- die aufzuzeichnenden und aufzubewahrenden Angaben und Aufzeichnungen über eine Bohrung;
- das für die Datenerfassung und das Dokumentenmanagement verantwortliche Personal;
- die erforderliche Aufbewahrungsdauer der Aufzeichnungen.

Das Bohrungsintegritäts-Dokumentationssystem sollte Folgendes umfassen:

- einen Datenspeicher und Zugang zu Daten und Dokumenten für alle zugelassenen Anwender;
- einen dokumentierten Prozess und Verfahren für die Überprüfung und Aktualisierung von Daten und Dokumenten;
- Mittel zum Erhalten von Daten/Dokumenten, um Verschlechterung entgegenzuwirken und die Austauschbarkeit von Software (sofern verwendet) sicherzustellen.

4.10.2 Statusbericht über die Bohrungsintegrität

Der Bohrungsbetreiber sollte die Anforderungen an den Statusbericht zum Monitoring der Bohrungsintegrität 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 Bohrungsintegrität wiedergeben;
- Berichte zu den identifizierten Leistungskennzahlen (KPIs) (siehe 4.12.1);
- ereignisspezifische Bohrungsintegritätsvorfälle und Untersuchungsberichte;
- durch örtliche Gesetzgebung vorgeschriebene Berichte an die Regierung/Behörde.

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

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

- vorausgegangene oder Ad-hoc-Bohrungsüberprüfungen;
- Änderungen der ursprünglichen Grenzbedingungen;
- Änderungen der Bohrungsfunktion;
- Änderungen der Bohrspülungszusammensetzung;
- Änderung oder mögliche Verschlechterung der Bohrung und ihrer Hardware;
- MOC-Anmerkungen;
- Bohrungsabweichungen;
- Bohrungsbarrieren;
- Probleme in Zusammenhang mit Bohrungsintegrität;
- Probleme in Zusammenhang mit mineralischen Ablagerungen oder Korrosion;
- Abnutzung und Verschleiß von Hardware und Ausrüstung;
- unbeabsichtigte Beschädigung von Hardware und Ausrüstung;
- veraltete Ausrüstung;
- Verlust von Barriere 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 und Austausch von Bohrungskomponenten, von Absperreinrichtungen bis hin zur vollständigen Aufwältigung;
- maßgebende Angaben zur Ausrüstungswartung zur 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 zu erbringende Arbeitsergebnisse

Am Ende jeder Phase des Lebenszyklus einer Bohrung müssen Anforderungen an die Dokumentation, Zertifizierung und Verifizierung erfüllt sein, um die Aufrechterhaltung des Bohrungsintegritätsmanagements sicherzustellen.

In Abhängigkeit von der Organisation des Bohrungsbetreibers gibt es auch Fälle, in denen die Übertragung von Verantwortung innerhalb einer Phase des Lebenszyklus erfolgt. Für diese Fälle gelten Anforderungen hinsichtlich des verantwortungsvollen Umgangs mit Informationen und der Aufrechterhaltung der Bohrungsintegrität. Der Bohrungsbetreiber sollte diese Anforderungen in seinem WIMS festlegen.

4.10.4 Prozess der Bohrungsübergabe

Der Bohrungsbetreiber sollte die Rechenschaftspflicht und die Verantwortung für die Bohrung während deren Lebenszyklus und die Anforderungen an den Bohrungsübergabeprozess festlegen.

Die Bohrungsübergabe ist der Prozess der formellen Übertragung der Verantwortung für eine Bohrung und/oder den Bohrungsbetrieb von einer funktionalen Gruppe an eine andere und wird unterstützt durch die Anwendung einschlägiger Dokumentationen der Bohrungsübergabe.

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

- a) von der Herstellungsphase zur Bohrungsbetriebsphase;
- b) von der Betriebsphase zur Interventions- & Aufwältigungsphase, einschließlich Wartung oder Instandhaltung, und zurück zur Bohrungsbetriebsphase;
- c) von der Betriebsphase zur Verfüllung der Bohrung.

Der Bohrungsbetreiber sollte die Bohrungs-Betriebsgrenzen und den WBE-Status in der Bohrungsübergabedokumentation aufzeigen. Als Teil der Bohrungsübergabedokumentation (siehe Anhang R) sollte der Bohrungsbetreiber über ein aktuelles Bohrungsbarriereschema oder ein vergleichbares Verfahren zur Dokumentation der Bohrungsbarrieren verfügen (siehe Anhang J).

Die Übergabedokumentation sollte nur die Punkte enthalten, die angemessen sind, und sämtliche Änderungen der Bohrungskonfiguration, Betriebsgrenzen und bekannte Gefährdungen (siehe Anhang R) angeben.

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

4.11 Änderungsmanagement

4.11.1 Allgemeines

Der Bohrungsbetreiber muss einen Prozess des Änderungsmanagements (MOC) anwenden, um Änderungen der Anforderungen an die Integritätssicherung einer einzelnen Bohrung oder des Bohrungsintegritätsmanagementsystems 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 Bohrungsbetreibers (siehe Anhang A). Dies umfasst:
 - Identifizierung der Änderung des/der Risikograde(s) anhand einer Risikoanalysematrix oder anderer Mittel;
 - 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 Bohrungsbetreibers;
 - dementsprechende Aktualisierung des Risikoregisters.
- d) Vorlage des MOC-Vorschlags zur Überprüfung und Zulassung entsprechend dem MOC-System des Bohrungsbetreibers;
- 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 Ausnahmeregelungen vom WIMS

Beim Bohrungsintegritätsmanagement gibt es häufig Ausnahmeregelungen, insbesondere in der Betriebsphase des Lebenszyklus einer Bohrung, um Abweichungen von den Anforderungen des WIMS zu handhaben.

Der Bohrungsbetreiber sollte über ein Verfahren verfügen, das eindeutig den erforderlichen Prozess und die Zulassung für Ausnahmen vom WIMS festlegt. Ausnahmen sollten zeitlich begrenzt sein und das Management des Prozesses und der Zulassung etwaiger Verlängerungen sollte durch den Ausnahmeprozess des Bohrungsbetreibers erfolgen.

Im Fall einer Barrierschädigung können Umstände eintreten, in denen das Risiko der Wiederherstellung der ursprünglichen Barriereanordnung im Missverhältnis zum Risiko des Verzichts auf eine Reparatur steht. In derartigen Fällen und nach einer erneuten Beurteilung der zutreffenden Leistungsnorm durch eine Risikoanalyse darf die Nutzung der Bohrung unter Anwendung der überarbeiteten Leistungsnorm fortgesetzt werden. Das Management dieser Änderungen sollte durch den MOC-Prozess erfolgen.

4.12 Kontinuierliche Verbesserung

4.12.1 Allgemeines

Der Bohrungsbetreiber sollte fortwährende Verbesserungsprozesse in das WIMS aufnehmen, die detailliert beschreiben würden, wie die hinzugewonnenen Informationen und Kenntnisse mit den Verantwortlichen für jene Phase des Lebenszyklus, in der die Verbesserung anwendbar ist, geteilt werden sollten.

Die Verfahren und Prozesse, die zur Unterstützung der in 4.4 beschriebenen WIMS-Schlüsselemente und aller anderen vom Bohrungsbetreiber 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;
- Konformitätsauditprogramm.

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

4.12.2 Leistungskennzahl-Monitoring

Leistungskennzahlen (KPIs) sind festgelegte Maßzahlen in Zusammenhang mit den in 4.4 beschriebenen WIMS-Elementen und allen anderen vom Bohrungsbetreiber 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 Bohrungsbestands;
- Identifizierung allgemeiner Trends hinsichtlich der Risiken für die Bohrungsintegrität anhand des Bohrungsbestands.

Der Bohrungsbetreiber 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 Durchführung der Maßnahmen für die Bohrungsintegrität als auch ihrer Wirksamkeit in der Aufrechterhaltung und Verbesserung der Bohrungsintegrität.

4.12.3 Projekterfahrung

Es ist wahrscheinlich, dass während des Lebenszyklus einer Bohrung durchführbare Verbesserungen von Prozessen, Verfahren, Auslegungen und Ausrüstung identifiziert werden.

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

4.13 Audit

4.13.1 Allgemeines

Der Bohrungsbetreiber sollte einen Auditprozess festlegen, um die Konformität mit dem WIMS nachzuweisen. Die Auditberichte sollten angeben, welche Teile des WIMS angemessen funktionieren und bei welchen Teilen weitere Maßnahmen erforderlich sind.

4.13.2 Auditprozess

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

Jedes Audit sollte eindeutige Festlegungen unter besonderer Beachtung der Prüfung auf Konformität 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.

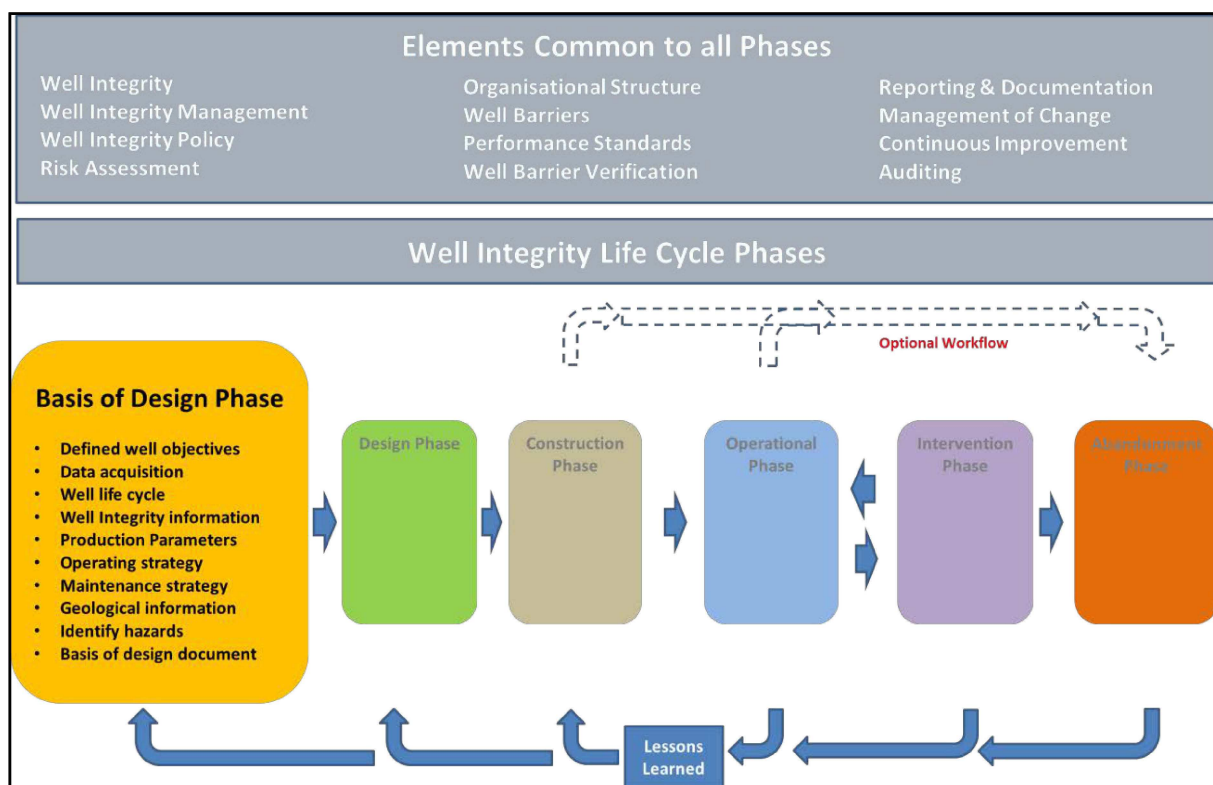
Das für die Bohrungsintegrität verantwortliche Managementteam des Bohrungsbetreibers sollte die Auditempfehlungen überprüfen und gegebenenfalls Maßnahmen anordnen und Fortschritte nachverfolgen.

5 Auslegungsgrundlagenphase

5.1 Ziele der Auslegungsgrundlagenphase

Das Hauptziel dieser Phase ist die Entwicklung einer Auslegungsgrundlage, die den Funktionsanforderungen der Bohrung entspricht, sowie die Schaffung und Erhaltung der Bohrungsintegrität während des gesamten Lebenszyklus. Die Elemente dieser Phase sind detailliert in Bild 3 aufgeführt. Diese Arbeit sollte von einem sachkundigen Team durchgeführt werden, das die Bedingungen mit Einfluss auf die geplante Bohrung sowie die Funktionsanforderungen der Bohrung während deren Lebenszyklus versteht und bewertet, um potenzielle Gefährdungen zu identifizieren und angemessene Barrieren festzulegen, welche diese Gefährdungen und die zugehörigen Risiken beherrschen oder mindern können.

Die Arbeit sollte einem strukturierten Prozess mit spezifischen Anforderungen folgen, so dass die Integrität der Bohrung während ihres gesamten Lebenszyklus erreicht wird.



Text im Bild (zusätzlich zu Bild 1)

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

Festlegen der Ziele für die Bohrung
Datenerfassung
Lebenszyklus der Bohrung
Bohrungsintegritätsinformation
Förderparameter
Betriebsstrategie
Wartungsstrategie
Geologische Informationen
Identifizieren von Gefährdungen
Auslegungsgrundlagendokument

Bild 3 — Auslegungsgrundlagenphase der Bohrung

5.2 Organisationsstruktur und Aufgaben

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

Typische Bereiche, die funktionale Kompetenzen erfordern, sind:

- Geologie, Geophysik, Geochemie, Geomechanik, Petrophysik;
- Lagerstätten- und Fördertechnik;
- Bohren, Bohrlochteste, Komplettierung, Unterwassertechnik;
- Anlagen, Förderarbeiten;
- Arbeiten in Zusammenhang mit Intervention & Aufwältigung und Verfüllung;
- Bohrungswartung/-inspektion und technische Überprüfungen der Bohrungsintegrität.

Jede Funktion kann für die Bearbeitung spezieller Fragestellungen weitere Spezialisten hinzuziehen (z. B. bei HPHT, Umwelt-, Tiefsee- und sauren Bedingungen).

Der Bohrungsbetreiber sollte die Kompetenzanforderungen festlegen und geeignetes Personal mit der Ausführung der folgenden Aufgaben beauftragen:

- a) Festlegung der Bohrungsziele, wie z. B. Untertage-Ziel und Bohrungstyp (Produktions-, Injektionsbohrung, Gas oder Öl), Lebenserwartung und Förder- oder Injektionspotential mit der erwarteten Zusammensetzung des Förder-/Injektionsfluids sowie mögliche Änderungen im Verlauf des Lebenszyklus;
- b) Identifizierung der erwarteten gesteinsmechanischen Gefährdungen und Untertage-Gefährdungen, welche die Bohrungsintegrität während des erwarteten Lebenszyklus der Bohrung gefährden können, z. B. geologische Störungen, Klüfte, Porendrücke, Temperatur, H_2S , CO_2 , Feststoffförderung, oberflächennahes Gas, Hochdruckzonen, Kreideschichten, konvergierendes Salz, Dauerfrost, Senkung, Erdbeben usw.;
- c) Bereitstellung aller Informationen hinsichtlich Oberflächengefährdungen und zu erwartender Änderungen, welche die Bohrungsintegrität während des erwarteten Lebenszyklus der Bohrung beeinflussen können, z. B. Lokation, Umgebung, Raumplanung, Nähe zu Seen, Flüssen, Unterwasser, Offshore, Kampfmittelrisiken, andere Arbeiten oder Industrietätigkeiten, Risiko von Senkung, Überschwemmung usw.;
- d) Identifizierung der Gefährdungen in Zusammenhang mit bestehenden Bohrungen, verfüllten Bohrungen, Zustand der Nachbarbohrungen, damit verbundene Umweltprobleme, Richtbohrungsverlauf usw.;
- e) Bereitstellung eines kombinierten Gefährdungs-/Risikoregisters auf Basis der identifizierten und bestätigten Gefährdungen bei Übertage- und Untertagebedingungen als Auslegungsgrundlage.

Typische Quellen maßgebender Eingabedaten sind:

- 1) Nachbarbohrungen, Vorgeschichte des Feldebetriebs (Untertageproben, Formationsporendrucke und -festigkeit, Untertagegefährdungen);
- 2) örtliche Studien der Übertage- und Untertagebedingungen (Seismik, Lagerstättenmodell, Meeresboden, Topographie, Senkung), welche die Bohrungsintegrität während des Lebenszyklus beeinflussen können;
- 3) Projekterfahrung in Zusammenhang mit Bohrungsintegrität von anderen Bohrungen oder Projekten mit ähnlichen Bedingungen;
- 4) zu erwartende Änderungen des Lebenszyklus oder der Bohrloch-Betriebsgrenzen, welche die Bohrungsintegrität beeinflussen können.

Die Informationen sollten verwendet werden, um die Auslegungsgrundlage der Bohrung zu umreißen, um Risiken und zugehörige Gefährdungen in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität zu identifizieren.

5.3 Bohrungsbarrieren

Der Bohrungsbarriere-Absicherungsprozess in der Auslegungsgrundlagenphase besteht aus dem Identifizieren potenzieller Gefährdungen und dem Festlegen angemessener Barrieren, die sowohl Übertage- als auch Untertagegefährdungen während des Lebenszyklus der Bohrung entsprechend der Barrierephilosophie des Bohrungsbetreibers und den Anforderungen dieser Norm kontrollieren können.

Eine Beschreibung des Systems für das Monitoring der Bohrungsbarrieren, das Druckmanagement sowie die Notwendigkeit von chemischer Injektion und Inhibierung sollte enthalten sein.

5.4 Identifizierung und Beurteilung von Gefährdungen

Ein Schlüsselziel der Auslegungsgrundlagenphase ist die Identifizierung der Gefährdungen in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität. 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. potenziell inakzeptable Risiken];
- bereits in der Auslegungsphase besonderer Aufmerksamkeit und Nachverfolgung bedürfen, um durch Kontrolle und Minderung einen akzeptablen Risikograd zu erreichen.

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

5.5 Betrachtungen zur Bohrungsintegrität für die Auslegungsgrundlage

5.5.1 Bereitzustellende allgemeine Angaben

Die Auslegungsgrundlage sollte die folgenden Angaben enthalten:

- Projektbezeichnung;
- Lokation und Zielpunkt der Bohrung:
 - 1) (Gauss-Krüger-)Koordinaten aller Zielpunkte;
 - 2) TVD-Tiefen des Ziels;
 - 3) Angaben zur Zielformation (Bezeichnung und Art der Formation);

- Untertagearchitektur (vertikal/abgelenkt/horizontal);
- Bohrungstyp (Gaslift, Ölförderbohrung, Wasserinjektionsbohrung, Gasförderbohrung usw.);
- Auslegungsdrücke:
 - 1) höchste und niedrigste vorherzusehende Porendrücke während des Lebenszyklus der Bohrung;
 - 2) Formations-Aufbrechdrücke oder -gradienten;
 - 3) höchste erwartete Bohrlochkopfdrücke (Fließdruck, Schließdruck oder Injektionsdruck);
 - 4) höchster und niedrigster erwarteter Lagerstättendruck während des Lebenszyklus der Bohrung;
- Fördergrenzen:
 - 1) größte und kleinste erwartete Förderrate (Gas/Öl/Wasser);
 - 2) erwarteter Bereich der Zusammensetzung der zu fördernden oder zu injizierenden Fluidtypen (z. B. süß, sauer, korrosiv, Feststoffgehalt);
 - 3) Strategien für Stimulation/Teste/Behandlungen und Beschreibung der Chemikalien;
 - 4) höchste und niedrigste erwartete Übertage- und Untertagetemperaturen;
- erforderliche Betriebslebensdauer der Bohrung, in Jahren.

5.5.2 Ziele und Lebenszyklus der Bohrung

Die Ziele einer Bohrung und die zugehörigen Gefährdungen der Integrität einer Bohrung während ihres Lebenszyklus sollten durch die Ausbeutestrategie, einschließlich jeglicher verbesserter Gewinnungsverfahren, bestimmt werden. Darin eingeschlossen ist eine Beschreibung der Anforderungen für künstlichen Gaslift, Injektionsbohrungen zur Druckerhaltung und jegliche Versenkbohrungen sowie für sämtliche während des Lebenszyklus einer Bohrung erwarteten Änderungen oder Unsicherheiten.

Die in der Bohrung während deren Lebenszyklus erforderlichen Aktivitäten sollten festgelegt werden. Dies könnten eine geplante Rekomplettierung, Umwandlung von einer Förder- in eine Injektionsbohrung, Weiterverwendung einer Bohrung durch Ablenkung, Vertiefung auf neue Zielpunkte sowie Änderungen von Zielen, geplanten Tätigkeiten für Messung sowie für Intervention & Aufwältigung usw. einschließen.

5.5.3 Zuflussanforderungen

Zuflussaspekte der Bohrung, welche die Bohrungsintegrität beeinflussen könnten, sollten in diesen Teil der Auslegungsgrundlage einbezogen werden, beispielsweise:

- Obere Komplettierungsart: dabei sollte angegeben werden, ob es sich bei der Bohrung um eine ein- oder mehrsträngige Komplettierung handelt. Ein(e) Schema/Skizze des Komplettierungskonzepts kann (als Teil der unterstützenden Dokumentation) beigelegt werden;
- Bohrlochkomplettierung, z. B. verrohrt und zementiert, Monobore, offenes Bohrloch usw.;
- Sandkontrolle: eine Dokumentation zur Bewertung des Risikos eines unkontrollierten Sandeintritts sollte Teil der unterstützenden Dokumentation sein. Ist Sandkontrolle erforderlich, sollten die Verfahren des Sandmanagements einbezogen werden. Dies kann die Auswahl von Filtern oder Kies, Klarspülungs- oder Ausbringungsverfahren usw. einschließen;
- Perforation: sind Perforationen erforderlich, sollten die Zielintervalle angegeben sein;
- jeglicher Bedarf, Schichten unterschiedlicher Lagerstättenparameter oder Druckregime voneinander zu trennen.

5.5.4 Ausflussanforderungen

Aspekte, die den Ausfluss aus der Bohrung und damit die Produktion beeinflussen, sollten in diesen Teil der Auslegungsgrundlage einbezogen werden, wie z. B.:

- Fließbedingungen für Produktion/Injektion;
- Anforderungen an Rekomplettierungen während der Lebensdauer der Bohrung, um Änderungen im Fließverhalten Rechnung zu tragen;
- Bedarf für die Injektion von Chemikalien und/oder Förderhilfsmittel.

5.5.5 Lokation und Zielpunkte der Bohrung

Lokation und Zielpunkte der Bohrung sollten beschrieben werden. Darin eingeschlossen ist eine Beschreibung unterschiedlicher Lokationen und Zielpunkte, mit den zugehörigen identifizierten Risiken sowie sämtliche erwarteten Änderungen während des Lebenszyklus. Die Beschreibung der Bohrung sollte die Oberflächenlokation einschließen, d. h. Bohrplatzgröße, Plattformkonfiguration, Lokation von Bohrstellen und Unterwassertopographie.

5.5.6 Prognosen zu geologischen Formationen, Porendruck, Formationsfestigkeit und Temperatur

Eine Beschreibung der erwarteten 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 der Bohrung abhängig.

Die Angaben sollten Grundwasserleiter und Risiken, geologische Störungen und Hochdruckzonen einschließen, d. h. Voraussage von Porendruck, Schutz von Süßwasserzonen, graphische Darstellung zur prognostizierten Schichtenabfolge, Bohrungsausrichtung und erbohrte Strecken im Förderhorizont.

5.5.7 Anforderungen an die Datenerfassung

Die Anforderungen an die Erfassung von Bohrungsintegritätsdaten während der Herstellungs- und der Betriebsphase sollten in diesem Teil der Auslegungsgrundlage der Bohrung angegeben werden. Dies sollte einschließen:

- a) Identifizierung des Bedarfs an Datenerfassung während der Herstellung der Bohrung;

Darin sollte angegeben sein, welche Daten während der Herstellung jedes Bohrungsabschnitts erforderlich sind, und festgelegt sein, ob Messungen zur Zementbewertung, ein erweiterter Formationsdrucktest, Sättigungsmessungen, Gamma-Ray-Messungen usw., erforderlich sind.

- b) Identifizierung des Bedarfs an Datenerfassung während des Betriebs der Bohrung in Zusammenhang mit dem Monitoring des Barriereverhaltens;

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

5.5.8 Sonstige Angaben zur Bohrungsintegrität

Sonstige Angaben können erforderlich sein, um sicherzustellen, dass die Bohrungsauslegung die erforderliche(n) Isolation(en), Systeme für Wartung und Zustandsüberwachung der Bohrungsbarrieren sowie Bohrungsbarrieren für die künftige Verfüllung bereitstellt. Darin eingeschlossen sind einschlägige Angaben zur Auslegung von Futterrohren und Komplettierung. Besondere Betrachtungen, die zu berücksichtigen sind, müssen hier aufgezeichnet werden, beispielsweise:

- sämtliche Anforderungen für obere und untere Bohrungs-Betriebsgrenzen;
- Bedarf an Isolation geologischer Schichten im Zusammenhang mit identifizierten Risiken für die Bohrungsintegrität, z. B. Mindest-Formationsfestigkeit in der Packer-Einbautiefe zur Vermeidung des Risikos einer Injektion außerhalb der vorgesehenen Schichten, Bedarf an Grundwasserisolation usw.;
- sämtliche SCSSV-Anforderungen, wie z. B. Einbautiefe, aufgrund beispielsweise des Risikos von Hydrat- und Feststoffablagerung;
- Lagerstättenkompaktion und Gebirgsspannungen, welche die Bohrungsintegrität beeinflussen können, wie z. B. plastische Tone oder Salze, Bewegung von Dauerfrostboden, sonstige tektonische Bewegungen oder Senkungsrisiko;
- Anforderungen an Zementation und Futterrohrtour zum Schutz vor korrosiven Grundwasserleitern sowie Schutz gegen Außenkorrosion der Ankerrohrtour;
- besondere Anforderungen, welche die Auslegung von Bohrungsbarrieren beeinflussen können, z. B. Förderhilfsmittel, Bohrungen mit nur einer Barriere usw.;
- Zementationsanforderungen, einschließlich Mindesthöhen von Futterrohrzementationen und Zementstopfen sowie Anforderungen an Bohrlochmessungen und Zementationsreparaturstrategien;
- örtliche Gesetzgebung mit Einfluss auf die Bohrungsauslegung;
- Anforderungen und verfügbare Systeme für das Monitoring von Bohrungsbarrieren und Parametern mit Einfluss auf die Bohrungsintegrität (Sandförderung, H₂S-Gehalt, Druck, Temperatur usw.);
- vorgesehene Betriebs- und Wartungsphilosophie;
- Mächtigkeit des Deckgebirges und Tiefe im Verhältnis zum Zementkopf.

5.5.9 Förder- und Injektionseigenschaften mit Einfluss auf die Bohrungsintegrität während des Lebenszyklus

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

- erwartete Förder-/Injektionsraten für Öl/Gas/Wasser und ihre erwarteten Verhältnisse;
- Ablagerungen, die aller Wahrscheinlichkeit nach in der Bohrung auftreten, wie z. B. mineralische Ablagerungen, Wachs, Asphalten, Hydrate, NORM, Mercaptan, Quecksilber usw.;
- erwartete mikrobiell verursachte Korrosion;
- vorherzusehende Zusammensetzung der geförderten Fluide, z. B. H₂S, CO₂, Feststoffe usw.;
- vorherzusehende Injektionsfluidzusammensetzung, z. B. Gehalt an Sauerstoff, Sulfat, Feststoffen usw.

5.6 Qualitätssicherungs- und Abnahmeprozess

Die Abnahme der endgültigen Auslegungsgrundlage sollte mit einem funktionsübergreifenden Qualitätssicherungsprozess mit dokumentierten Annahmen und festgelegten Datenquellen erfolgen.

5.7 Zu erbringende Arbeitsergebnisse

Die bei diesem Teil des Lebenszyklus einer Bohrung zu erbringenden Arbeitsergebnisse bilden gemeinsam mit dem unterstützenden Risikoregister die Auslegungsgrundlage.

Die Auslegungsgrundlage sollte die für die detaillierte Auslegung erforderliche Dokumentation entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 5.5 und dessen Unterabschnitten enthalten. Das Risikoregister sollte beigefügt und die Hauptgefährdungen sollten hervorgehoben sein. Ein Beispieltemplate für ein Risikoregister ist Anhang B zu entnehmen.

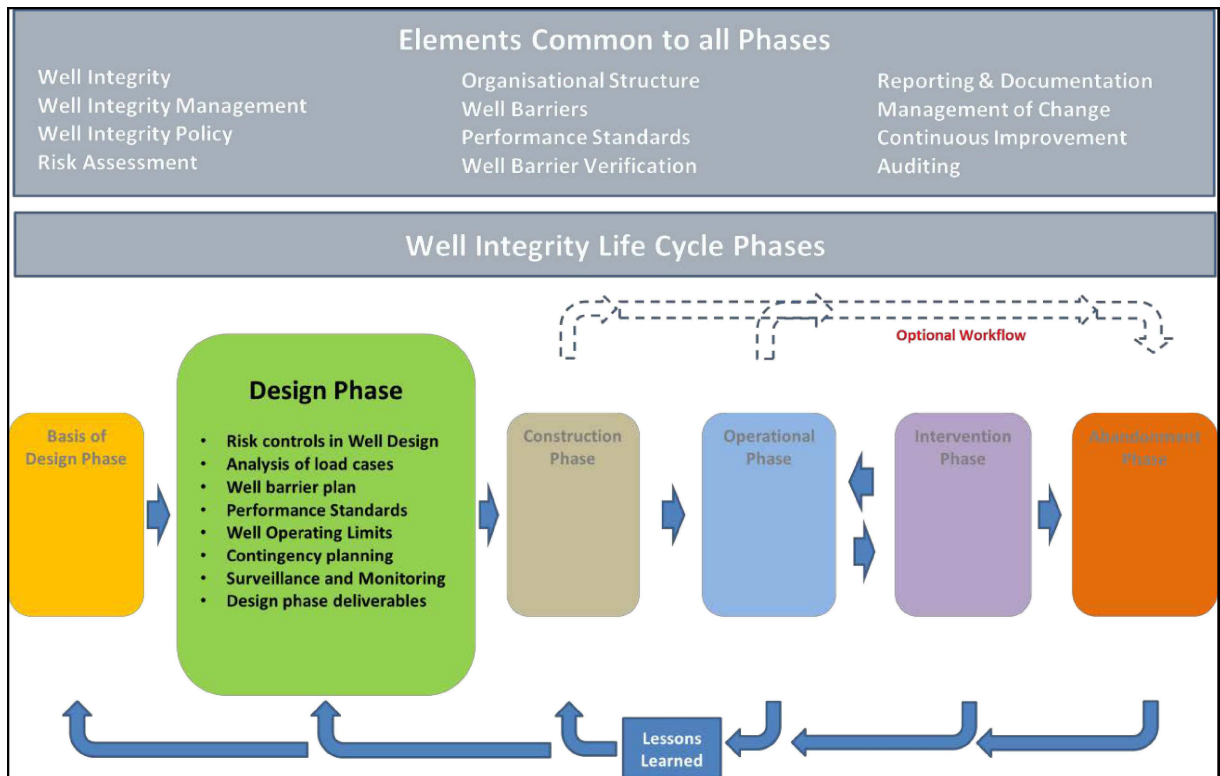
Die Möglichkeiten einer Bohrungsauslegung sollten eindeutig identifiziert, beschrieben und bewertet werden. Als Teil dieser Möglichkeiten sollten eine robuste Bohrungsauslegung und ein Bohrungintegritätsmanagement während des Lebenszyklus besondere Berücksichtigung finden (siehe 6.3).

6 Bohrungsauslegungsphase

6.1 Ziele der Bohrungsauslegungsphase

Bei der Bohrungsauslegungsphase sollte die Integrität der Bohrung während deren Lebenszyklus, einschließlich jeglicher künftigen Intervention & Aufwältigung und der Verfüllung der Bohrung, betrachtet werden. Die Auslegung der Bohrung sollte das Management der Integrität der Bohrung während ihres Lebenszyklus ermöglichen. Der Schwerpunkt der Auslegungsaspekte in Zusammenhang mit der Bohrungintegrität sollte auf dem Management der Hardware und Systeme liegen, welche die Bohrungsbarrieren für den Lebenszyklus bilden. Die Eingaben in der Bohrungsauslegungsphase sind das Auslegungsgrundlagendokument aus der Auslegungsgrundlagenphase der Bohrung gemeinsam mit dem unterstützenden Risikoregister. Das Risikoregister sollte während der Bohrungsauslegungsphase entsprechend der Betrachtung der Risiken aktualisiert werden. Die Elemente dieser Phase sind detailliert in Bild 4 dargestellt.

Es wird empfohlen, dass der Bohrungsbetreiber eine Überprüfung der Bohrungsauslegung durchführt, 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 Bohrungsauslegung
Lastfallanalyse
Bohrungsbarriereplan
Leistungsnormen
Bohrungs-Betriebsgrenzen
Störfallplanung
Überwachung und Monitoring
In der Auslegungsphase zu erbringende Arbeitsergebnisse

Bild 4 — Bohrungsauslegungsphase

6.2 Organisationsstruktur und Aufgaben

Der Bohrungsbetreiber sollte die Mindestanforderungen an die Bohrungsintegritätskompetenz und die Qualifikationen des mit der Erfüllung der Anforderungen der Bohrungsauslegungsphase beauftragten Personals festlegen.

Typische Beispiele der dafür erforderlichen funktionalen Kompetenzen sind u. a. die Folgenden:

- Bohrtechnik;
- Bohrlochtest-, Komplettierungs-, Unterwassertechnik;
- Geologie, Geophysik, Geochemie, Geomechanik, Petrophysik;
- Lagerstättentechnik;
- Fördertechnik;
- Risikoanalyse und -management;
- Bohrungsintegritätstechnik;
- Fluidtechnik (z. B. Bohren, Komplettierung, Packer, Zementationsfluide).

Der Bohrungsbetreiber sollte die Kompetenzanforderungen festlegen und geeignetes Personal mit der Erfüllung der folgenden Aufgaben innerhalb der Bohrungsauslegungsphase beauftragen:

- Futterrohrauslegung;
- Komplettierungsauslegung;
- Porendruckanalyse;
- Bohr- und Komplettierungstätigkeiten;
- Bohrlochtests;
- Risikomanagement in der Bohrungsauslegung;
- Werkstoffauswahl, einschließlich Korrosions- und Erosionsanalyse;
- Lastfallanalyse;
- Spezifikation der Bohrungs- und Komplettierungsausrüstung;
- Auslegung und Einbau von Bohrungsbarrieren;
- Durchflusssicherung;
- Steuerungs- und Telemetrieauslegung;
- Auslegung der Datenerfassung;
- Lebenszyklus-Betrachtungen;
- Unterwasserauslegung (sofern erforderlich);
- Zementationsauslegung;
- Verfüllung (siehe Verfüllungsphase).

6.3 Risikokontrollen in der Bohrungsauslegung

6.3.1 Risikoregister

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

Das Risikoregister wird während der Auslegungsphase aktualisiert.

6.3.2 Projekterfahrungen

Häufig können wertvolle Informationen und Einsichten durch die Problem-Analyse früherer Bohrungen, insbesondere bei Herstellung und Aufrechterhaltung der Bohrungsintegrität während des gesamten Lebenszyklus 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 Bohrungen einfließen zu lassen.

6.3.3 Risikobetrachtungen für den Lebenszyklus einer Bohrung

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

Zu betrachtende Tätigkeiten umfassen u. a.:

- künftige Intervention & Aufwältigung zur Wiederherstellung der Bohrlochintegrität: Häufigkeit, Art, Deckbelastung, Krantragfähigkeit, Bohrungsverlauf usw.;
- Stilllegung der Bohrung;
- Änderung der Verwendung (z. B. Umwandlung von einer Förder- in eine Injektionsbohrung, Umrüstung der Bohrung auf Gaslift, Einbau von ESPs usw.);
- Monitoring und Überwachung der Bohrung:
 - 1) Monitoring von Ringräumen und Förder-/Injektions-Steigrohren (z. B. Temperatur, Druck, Fluidprobenahme usw.);
 - 2) Überwachungshäufigkeit;
 - 3) Bewertung des Zustandes der Bohrungsbarriere(n) unter Verwendung von Bohrlochmessungen (z. B. MFL-Messungen, Kalibermessungen usw.);
- Zugang zu Ringräumen bei Unterwasser-Bohrungen;
- Notwendigkeit der Injektion von Inhibitoren, Glycol usw.;
- Hydratkontrollen;
- Bohrlochtätigkeiten, die zur Futterrohrabnutzung führen;
- Risiko eingeschlossener Ringraumdrücke in Unterwasser-Bohrungen;
- Risiko, während des Bohrprozesses mit benachbarten Bohrungen zu kollidieren;
- Risiko des Durchbrechens in angrenzende, verfüllte oder hinterlassene Bohrungen während Injektion oder Bohrungsbehandlungen;
- Risiko von Hochdruckeinwirkungen durch Tätigkeiten in benachbarten Bohrungen;
- Risiko des Durchbrechens in ungeplante Zonen, Deckgebirge oder Zement;
- künftige Verfüllung.

Ein Beispiel für eine Gefährdungs-Checkliste ist Anhang L zu entnehmen.

6.3.4 Zusätzliche Betrachtungen während der Bohrungsauslegung

6.3.4.1 Allgemeines

In der Auslegungsphase wird die Betrachtung zusätzlicher Faktoren erforderlich sein, die über die hinausgehen, die durch Bohrlochtätigkeiten ausgelöst werden und die Integrität der Bohrung während ihrer Lebensdauer beeinflussen können.

6.3.4.2 Korrosions- und Erosionsmechanismen

In der Bohrungsauslegung 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, z. B. aufgrund von Bromidspülung, Gewindefett, Chlorid oder H₂S;
- mikrobiell verursachte Korrosion (MIC);
- Förderung von Sand/Feststoffen;
- Säurekorrosion (z. B. durch Stimulationsfluide);
- Verträglichkeit zwischen Komponenten (z. B. galvanische Korrosion, chemische Reaktion zwischen Elastomerwerkstoffen und Komplettierungsfluiden);
- Bildung von Emulsions-, mineralischen, Wachs- und Hydratablagerungen;
- sonstige chemische Korrosion.

Korrosions-, Erosions- und Fluidverträglichkeitsmodelle können verwendet werden, um den Ausmaß des von den Bohrungsfluiden ausgehenden Risikos für alle WBEs zu analysieren. Die Analyseergebnisse sollten die Grundlage bilden für die Auswahl von Werkstoffen und Kontrollverfahren für Förderfluide, Injektionsfluide, Fluide für die Förderung mit Förderhilfsmitteln, Steuerleitungsfluide, Komplettierungs-/Packerfluide und Produktionschemikalien.

Für jedes Barriereelement sollte der Bohrungsbetreiber zulässige Erosionsgrenzen festlegen und dokumentieren. Derartige Grenzen sollten mit dem Ziel festgelegt werden, die Integrität der Bohrung für die definierten Lastfälle während ihres Lebenszyklus zu erhalten. Fließ- und Geschwindigkeitsgrenzen sollten bei den Bohrungs-Betriebsgrenzen (siehe 6.5) angegeben sein und auf der vorausgesagten Zusammensetzung der Bohrungsfluide und dem erwarteten Feststoffgehalt beruhen sowie nach ISO 13703, NORSOK P-001, DNV RP 0501, API RP 14E oder durch Anwendung vergleichbarer Normen/Verfahren festgelegt werden.

6.3.4.3 Äußere und umweltbezogene Gefährdungen

In der Bohrungsauslegung sollten die folgenden äußeren und umweltbezogenen Risiken betrachtet sowie gegebenenfalls Kontrollmaßnahmen für den Lebenszyklus berücksichtigt werden:

- äußere Korrosion tragender Komponenten aufgrund atmosphärischer Einflüsse;
- äußere Korrosion tragender Komponenten aufgrund mariner Einflüsse;
- äußere Korrosion der Futterrohre aufgrund korrosiver Grundwasserleiter;
- Ermüdung tragender Komponenten aufgrund mechanischer Wechselbeanspruchung;