

DIN EN ISO 16530-1



ICS 75.180.10

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Bohrungsintegrität –
Teil 1: Lebenszykluslenkung (ISO 16530-1:2017);
Deutsche Fassung EN ISO 16530-1:2017, nur auf CD-ROM**

Petroleum and natural gas industries –
Well integrity –
Part 1: Life cycle governance (ISO 16530-1:2017);
German version EN ISO 16530-1:2017, only on CD-ROM

Pétrole et industries du gaz naturel –
Intégrité du puits –
Partie 1: Gouvernance du cycle de vie (ISO 16530-1:2017);
Version allemande EN ISO 16530-1:2017, seulement en CD-ROM

Gesamtumfang 146 Seiten

DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG)

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 16530-1:2017) 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.

Für die in diesem Dokument zitierten internationalen Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

ISO 10417	siehe	DIN EN ISO 10417
ISO 10418	siehe	DIN EN ISO 10418
ISO 13628-1	siehe	DIN EN ISO 13628-1
ISO 13703	siehe	DIN EN ISO 13703
ISO 14224	siehe	DIN EN ISO 14224
ISO 14310	siehe	DIN EN ISO 14310
ISO 17776	siehe	DIN EN ISO 17776
ISO 31000	siehe	DIN ISO 31000
ISO/TR 10400	siehe	DIN CEN ISO/TR 10400 DIN SPEC 91040
ISO/TS 17969	siehe	DIN CEN ISO/TS 17969

Diese Europäische Norm enthält neben den gesetzlichen Einheiten auch die Einheiten „°F (Fahrenheit)“, „ft (feet)“, „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.

Umrechnung:

Nicht zugelassene Einheit	Zugelassene Einheit	Umrechnung
°F (Fahrenheit)	°C	$1\text{ °F} = (5/9) (°\text{F} - 32)$
ft (feet)	m	$1\text{ ft} = 0,304\,8\text{ m}$
in (inch)	mm	$1\text{ in} = 25,4\text{ mm}$
psi (psig)	kPa	$1\text{ psi} = 6,894\,757\text{ kPa}$

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 10417, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Untertage-Sicherheitsventilsysteme — Auslegung, Einbau, Betrieb und Instandsetzung*

DIN EN ISO 10418, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Offshore-Produktionsanlagen — Sicherheitssysteme für Prozesse*

DIN EN ISO 13628-1, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen — Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Empfehlungen*

DIN EN ISO 13703, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Verlegung von Rohrleitungsanlagen auf Offshore-Förderplattformen*

DIN EN ISO 14224, *Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie — Sammlung und Austausch von Zuverlässigkeits- und Wartungsdaten für Ausrüstungen*

DIN EN ISO 14310, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohrloch-Ausrüstung — Packer und Brückenstopfen*

DIN EN ISO 17776, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Offshore-Produktionsanlagen — Management der Gefährdungen durch schwere Störfälle bei der Konstruktion neuer Offshore-Anlagen*

DIN ISO 31000, *Risikomanagement — Grundsätze und Leitlinien*

DIN CEN ISO/TR 10400 (DIN SPEC 91040), *Erdöl- und Erdgasindustrie — Formeln und Berechnungen der Eigenschaften von Futterrohren, Steigrohren, Bohrgestängen und Leitungsrohre*

DIN CEN ISO/TS 17969 (DIN SPEC 91089), *Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie — Leitlinien bezüglich der Kompetenz von Personal*

— Leerseite —

Deutsche Fassung

Erdöl- und Erdgasindustrie —
Bohrungsintegrität —
Teil 1: Lebenszykluslenkung
(ISO 16530-1:2017)

Petroleum and natural gas industries —
Well integrity —
Part 1: Life cycle governance
(ISO 16530-1:2017)

Pétrole et industries du gaz naturel —
Intégrité du puits —
Partie 1: Gouvernance du cycle de vie
(ISO 16530-1:2017)

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 3. Februar 2017 angenommen.

Die CEN-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist. Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim CEN-CENELEC-Management-Zentrum oder bei jedem CEN-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CEN-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Management-Zentrum mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, Serbien, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, der Türkei, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG
EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION

CEN-CENELEC Management-Zentrum: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort.....	7
Vorwort.....	8
Einleitung.....	9
1 Anwendungsbereich.....	10
2 Normative Verweisungen.....	11
3 Begriffe.....	11
4 Abkürzungen.....	20
5 Gemeinsame Elemente des Lebenszyklus hinsichtlich der Bohrungsintegrität.....	21
5.1 Allgemeines.....	21
5.2 Bohrungsintegrität.....	21
5.3 Bohrungsintegritätsstrategie.....	22
5.4 Bohrungsintegritätsmanagementsystem.....	22
5.5 Risikoanalyse.....	22
5.5.1 Allgemeines.....	22
5.5.2 Risikoregister.....	23
5.5.3 Risikoprofil eines Bohrungstyps.....	24
5.6 Organisationsstruktur und Aufgaben.....	24
5.7 Barrieren.....	24
5.7.1 Allgemeines.....	24
5.7.2 Barrierephilosophie.....	25
5.7.3 Bohrungsbarrieren.....	25
5.7.4 Betriebliche Barrieren.....	27
5.7.5 Menschliche Barrieren.....	27
5.7.6 Administrative Kontrollen.....	28
5.7.7 Einwirkungsbarrieren.....	28
5.8 Leistungsnormen für Ausrüstung.....	28
5.8.1 Allgemeines.....	28
5.8.2 Bohrungs-Betriebsgrenzen.....	29
5.9 Bohrungsbarriereverifizierung.....	29
5.9.1 Allgemeines.....	29
5.9.2 Funktionsprüfung.....	29
5.9.3 Prüfung zur Verifizierung von Barrieren.....	30
5.9.4 Durchflussrichtung.....	31
5.9.5 Temperatúrauswirkungen.....	31
5.9.6 Modellverifizierung.....	31
5.10 Berichte und Dokumentation.....	32
5.10.1 Allgemeines.....	32
5.10.2 Dokumentation der Bohrungsintegrität.....	32
5.10.3 Während der Phasen des Lebenszyklus eines Bohrlochs zu erbringende Arbeitsergebnisse.....	33
5.10.4 Prozess der Bohrungsübergabe.....	33
5.11 Änderungsmanagement.....	34
5.11.1 Allgemeines.....	34
5.11.2 MOC-Prozess.....	34
5.11.3 Ausnahmeregelungen vom WIMS.....	35

5.12	Kontinuierliche Verbesserung.....	35
5.12.1	Allgemeines.....	35
5.12.2	Leistungskennzahl-Monitoring.....	36
5.12.3	Projekterfahrungen.....	36
5.13	Audit.....	36
5.13.1	Allgemeines.....	36
5.13.2	Auditprozess.....	36
6	Auslegungsgrundlagenphase.....	37
6.1	Ziele der Auslegungsgrundlagenphase.....	37
6.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	37
6.3	Bohrungsbarrieren.....	39
6.4	Identifizierung und Beurteilung von Gefährdungen.....	39
6.5	Betrachtungen zur Bohrungsintegrität für die Auslegungsgrundlage.....	39
6.5.1	Bereitzustellende allgemeine Angaben.....	39
6.5.2	Ziele und Lebenszyklus der Bohrung.....	40
6.5.3	Zuflussanforderungen.....	40
6.5.4	Ausflussanforderungen.....	40
6.5.5	Lokation und Zielpunkte der Bohrung.....	41
6.5.6	Prognosen zu geologischen Formationen, Porendruck, Formationsfestigkeit und Temperatur.....	41
6.5.7	Anforderungen an die Datenerfassung.....	41
6.5.8	Sonstige Angaben zur Bohrungsintegrität.....	41
6.5.9	Förder- und Injektionseigenschaften mit Einfluss auf die Bohrungsintegrität während des Lebenszyklus.....	42
6.6	Qualitätssicherungs- und Abnahmeprozess.....	42
6.7	Zu erbringende Arbeitsergebnisse.....	42
7	Bohrungsauslegungsphase.....	43
7.1	Ziele der Bohrungsauslegungsphase.....	43
7.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	43
7.3	Risikokontrollen bei der Bohrungsauslegung.....	44
7.3.1	Risikoregister.....	44
7.3.2	Projekterfahrungen.....	45
7.3.3	Risikobetrachtungen für den Lebenszyklus einer Bohrung.....	45
7.3.4	Zusätzliche Betrachtungen während der Bohrungsauslegung.....	46
7.4	Bohrungsbarrieren.....	48
7.4.1	Allgemeines.....	48
7.4.2	Bohrungsbarriereplan.....	49
7.4.3	Leistungsnormen für die Auslegung der WBEs.....	49
7.4.4	Verifizierung der endgültigen Bohrungsbarriere.....	50
7.4.5	Notabschaltungs-(ESD-)Sicherheitssysteme.....	50
7.5	Bohrungs-Betriebsgrenzen.....	51
7.6	Alternativplanung für die Bohrungsherstellung.....	51
7.7	Überwachungs- und Monitoringanforderungen.....	52
7.8	Arbeitsergebnisse der Bohrungsauslegungsphase, Berichte und Dokumentation.....	52
8	Bohr- und Inbetriebnahmephase.....	52
8.1	Ziele der Bohr- und Inbetriebnahmephase.....	52
8.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	53
8.3	Bohrungsprogramm.....	54
8.4	Bohrungsbarriereschema.....	54
8.5	Barriereverifizierung.....	54
8.5.1	Allgemeines.....	54
8.5.2	Bewegung und Ermüdung des Bohrlochkopfes.....	55
8.5.3	Zement.....	55
8.5.4	Test des Futterrohrschuhs.....	56

8.5.5	Bohrlochkopf-Dichtungsprofil.....	56
8.5.6	Rohrverbindungen	56
8.5.7	Futterrohrabnutzung.....	57
8.6	Identifizierung und Beurteilung von Risiken.....	57
8.7	Änderungsmanagement.....	57
8.7.1	Potenzielle Änderungen des Bohrungsplans	57
8.7.2	Betrachtungen für stillgelegte Bohrungen.....	57
8.8	Zu erbringende Nachweise (Berichte und Dokumentation)	58
8.8.1	Angaben für die Bohrungsübergabe	58
8.8.2	Risikoregister	58
8.9	Kontinuierliche Verbesserung.....	58
9	Bohrungsbetriebsphase.....	59
9.1	Ziele der Bohrungsbetriebsphase.....	59
9.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	59
9.3	Bohrungsbarrieren.....	60
9.3.1	Allgemeines.....	60
9.3.2	Leistungsnormen.....	60
9.3.3	Leckageraten	61
9.4	Monitoring und Überwachung der Bohrung	64
9.4.1	Allgemeines.....	64
9.4.2	Monitoring und Überwachungshäufigkeit	64
9.4.3	Bohrungs-Betriebsgrenzen.....	65
9.4.4	Stillgelegte und eingeschlossene Bohrungen.....	66
9.4.5	Sichtprüfung	66
9.4.6	Bohrlochmessung.....	66
9.4.7	Korrosionsmonitoring.....	66
9.4.8	Korrosionsmonitoring und -schutz — außen	67
9.4.9	Erosionsmonitoring.....	67
9.4.10	Monitoring der Tragwerksintegrität	68
9.4.11	Monitoring der Höhenlage der Bohrung	68
9.4.12	Lagerstättensenkung	69
9.5	Ringraumdruckmanagement	70
9.5.1	Managementbetrachtungen.....	70
9.5.2	Ringraum-Druckquellen	70
9.5.3	Monitoring und Prüfung des Ringraumdrucks.....	71
9.5.4	Häufigkeit des Monitoring von Steigrohr- und Ringraumdrücken	72
9.5.5	Untersuchung des Ringraumdrucks	72
9.5.6	Höchstzulässiger Ringraumkopfdruck	73
9.5.7	Halten des Ringraumdrucks innerhalb der Schwellenwerte.....	75
9.5.8	Überprüfung und Änderung von MAASP und Schwellenwerten.....	76
9.6	Bohrungswartung	77
9.6.1	Allgemeines.....	77
9.6.2	Ersatzteile	79
9.6.3	Wartungshäufigkeit.....	79
9.6.4	Prüfverfahren für Komponenten	79
9.7	Risikobewertung und Management bei Ausfall der Bohrungsintegrität	79
9.7.1	Allgemeines.....	79
9.7.2	Einstufung und Priorisierung bei Integritätsausfall.....	79
9.7.3	Bohrungsausfallmodell	80
9.8	Berichte und Dokumentation.....	82
9.9	Wiederkehrende Überprüfung der Bohrung	82
9.9.1	Überprüfung der Bohrungsnutzung.....	82
9.9.2	Überprüfung am Ende der Bohrungs-Lebensdauer	83
9.10	Änderung der Bohrungsnutzung.....	83
9.11	Überprüfung des Bohrungsbestands	83

9.12	Kontinuierliche Verbesserung.....	85
10	Interventions- und Aufwältigungsphase der Bohrung.....	86
10.1	Ziele der Interventions- und Aufwältigungsphase der Bohrung	86
10.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	87
10.3	Bohrungsübergabe	87
10.4	Bohrungs-Interventions- und Aufwältigungsprogramm.....	88
10.5	Bohrungsbarrieren.....	88
10.5.1	Allgemeines.....	88
10.5.2	Bohrungsbarrierepläne	88
10.5.3	Bohrungsbarrierequalifizierung.....	88
10.5.4	Bohrungsbarriereverifizierung.....	88
10.5.5	Bohrungs-Betriebsgrenzen	89
10.6	Risikomanagement.....	89
10.7	Änderungsmanagement.....	89
10.8	Zu erbringende Arbeitsergebnisse (Dokumentation und Berichte)	89
11	Verfüllungsphase der Bohrung.....	90
11.1	Ziele der Verfüllungsphase der Bohrung.....	90
11.2	Organisationsstruktur und Aufgaben.....	91
11.3	Bohrungsverfüllungsprogramm.....	91
11.4	Bohrungsbarrieren für die Verfüllung.....	91
11.4.1	Allgemeines.....	91
11.4.2	Auswahl und Qualifizierung der Bohrungsbarrierematerialien	92
11.4.3	Einbau, Konfiguration und Redundanz von Bohrungsbarrieren.....	92
11.4.4	Bohrungsbarriereverifizierung.....	92
11.4.5	Referenzdokumente für Verfüllungsbarrieren	93
11.5	Risikomanagement.....	93
11.6	Änderungsmanagement.....	93
11.7	Zu erbringende Arbeitsergebnisse (Dokumentation und Berichte)	94
Anhang A (informativ)	Risikobewertungsverfahren	95
Anhang B (informativ)	Risikoregister.....	98
Anhang C (informativ)	Beispiel einer Aufstellung der Funktionen und Verantwortungen in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität.....	101
Anhang D (informativ)	Beispiel einer Bohrungsintegritäts-Kompetenz-Matrix	103
Anhang E (informativ)	Beispiele für Bohrungsbarriereelemente, Funktionen und Ausfallmerkmale	105
Anhang F (informativ)	Beispiel für Bohrungsbarrieren während des Lebenszyklus der Bohrung und für ein Bohrungsbarriereschema	108
Anhang G (informativ)	Beispiel einer Leistungsnorm für Bohrungsbarriereelemente	112
Anhang H (informativ)	Funktionsprüfung durch Analyse der hydraulischen Signatur	114
Anhang I (informativ)	Bestimmung der Leckagerate.....	116
Anhang J (informativ)	Bohrungsübergabe	120
Anhang K (informativ)	Beispiele für wichtige Leistungskennzahlen	122
Anhang L (informativ)	Beispiel einer Checkliste zur Gefährdungsidentifizierung	123
Anhang M (informativ)	Beispiel eines Porendruck-Formationsfestigkeits-Diagramms.....	124
Anhang N (informativ)	Leistungsanforderungen für Bohrungsbarriereelemente	125
Anhang O (informativ)	Beispiel der Dichtheitsprüfung von Gasliftventilen	127
Anhang P (informativ)	Beispiel für Bohrungs-Betriebsgrenzen	129

Anhang Q (informativ) Beispiel möglicher Leckagepfade einer Bohrung	131
Anhang R (informativ) MAASP-Berechnungen	132
Anhang S (informativ) Beispiel einer Änderung in den MAASP-Berechnungen	139
Literaturverzeichnis	141

Europäisches Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 16530-1:2017) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ 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.

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis September 2017, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis September 2017 zurückgezogen werden.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CEN [und/oder CENELEC] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Entsprechend der CEN-CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Zypern.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO 16530-1:2017 wurde vom CEN als EN ISO 16530-1:2017 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 das 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 freiwilligen Natur von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Benennungen und Ausdrücke, die sich auf Konformitätsbewertung beziehen, sowie Informationen über die Beachtung der Grundsätze der Welthandelsorganisation (WTO) zu technischen Handelshemmnissen (en: Technical Barriers to Trade, TBT) durch ISO enthält der folgende Link: www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde vom Komitee ist ISO/TC 67 „*Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries*“, Unterkomitee SC 4 „*Drilling and production equipment*“ erarbeitet.

Eine Liste mit allen Teilen der Reihe ISO 16530 ist auf der ISO Internetseite zu finden.

Einleitung

Dieses Dokument wurde von Öl und Gas fördernden Unternehmen entwickelt und ist für die Anwendung in der weltweiten Öl- und Gasindustrie vorgesehen. Dieses Dokument ist dafür vorgesehen, dem Bohrungsbetreiber eine Richtlinie darüber zu geben, die Bohrungsintegrität während der Lebenszyklusphasen zu handhaben. Darüber hinaus behandelt dieses Dokument die Mindestanforderungen, die der Bohrungsbetreiber erfüllen muss, um Konformität mit diesem Dokument zu erklären.

Es ist notwendig, dass den Anwendern dieses Dokuments bewusst ist, dass für einzelne Anwendungen Anforderungen über die hier umrissenen hinaus erforderlich sein können.

Dieses Dokument behandelt den Prozess des Managements der Integrität von Bohrungen während jeder einzelnen ihrer Lebenszyklusphasen, und zwar: Auslegungsgrundlagen, Auslegung, Herstellung, Betrieb, Intervention (einschließlich Aufwältigung) und Verfüllung.

Die folgende Terminologie in Übereinstimmung mit ISO/IEC-Direktiven wird in diesem Dokument verwendet:

- a) der Begriff „muss“ bezeichnet eine Mindestanforderung zur Übereinstimmung mit diesem Dokument;
- b) der Begriff „sollte“ bezeichnet eine Empfehlung oder das, was für die Übereinstimmung mit diesem Dokument geraten, aber nicht zwingend erforderlich ist;
- c) der Begriff „darf“ wird verwendet, um auf eine Tätigkeit hinzuweisen, die innerhalb der Grenzen dieses Dokuments zulässig ist;
- d) der Begriff „kann“ wird verwendet, um eine Möglichkeit oder Eignung auszudrücken.

Der Begriff „betrachten/berücksichtigen“ wird zusätzlich verwendet, um auf einen Vorschlag oder Ratschlag hinzuweisen.

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 5 sind diese gemeinsamen Elemente und Verfahren erörtert. Abschnitte 6 bis 11 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.

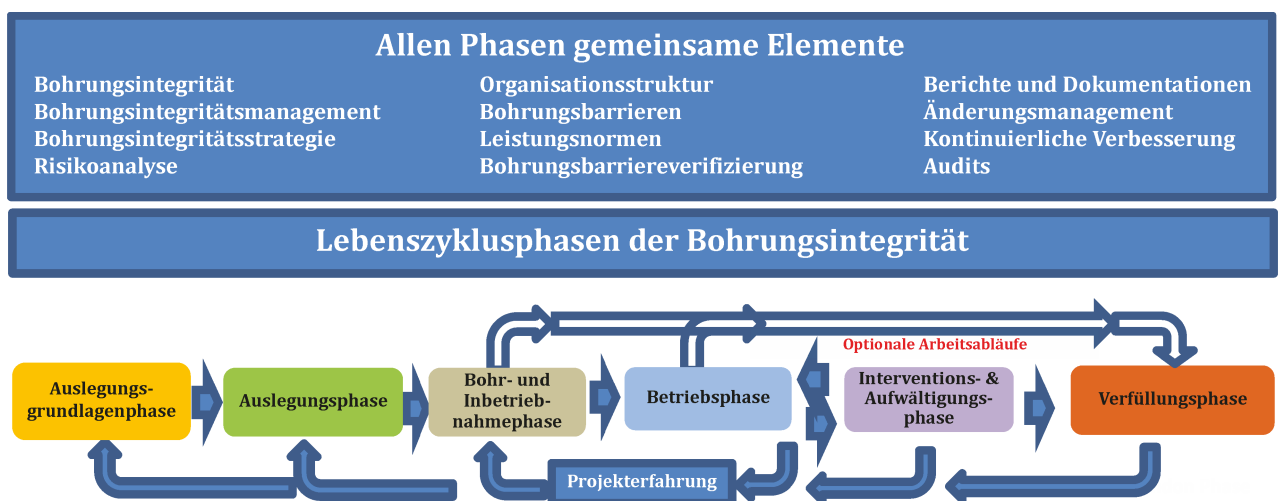


Bild 1 — Gemeinsame Elemente für die Phasen des Bohrungsintegritätsmanagements

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument gilt für alle durch die Erdöl- und Erdgasindustrie betriebenen Bohrungen. Dieses Dokument 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 Zufluss, künstlichem Gaslift, Injektion).

Dieses Dokument 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.

Dieses Dokument behandelt jede der nachstehend festgelegten sechs Phasen a) bis f) 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 „**Bohr- und Inbetriebnahmephase**“ werden die durchzuführenden Arbeitsschritte (einschließlich Nacharbeit/Reparatur) und durchzuführenden Verifizierungstätigkeiten festgelegt, die für das Erreichen der vorgesehenen Auslegung erforderlich sind oder empfohlen werden. Sie behandelt sämtliche Abweichungen von der Auslegung, die eine erneute Validierung hinsichtlich der identifizierten 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 „**Interventionsphase**“ (einschließlich Aufwältigung) werden die Mindestanforderungen oder Empfehlungen für die Bewertung der Bohrungsbarrieren vor und nach jeglicher Intervention festgelegt, die das geplante Öffnen des Barriersystems berücksichtigt;
- 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.

Dieses Dokument gilt nicht für Bohrlochkontrolle. Bohrlochkontrolle umfasst Tätigkeiten, um eine unbeabsichtigte Freisetzung von Fluidformationen aus der Bohrung an die Umgebung während Bohrung, Komplettierung, Intervention und Aufwältigung und Verfüllung einer Bohrung zu verhindern oder einzudämmen und schließt dynamische Elemente ein, d. h. BOP, Spülpumpen und -systeme usw.

Dieses Dokument 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 Normative Verweisungen

Dieses Dokument enthält keine normativen Verweisungen.

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- IEC Electropedia: zu finden unter <http://www.electropedia.org/>;
- ISO Online browsing platform: zu finden unter <http://www.iso.org/obp>.

3.1

Ringraum A

Ringraum zwischen Steigrohr und Produktions-Futterrohrtour

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.2

Akzeptanzkriterium

festgelegte Zulässigkeitsgrenzwerte für die Eigenschaften von Prozessen, Dienstleistungen oder Produkten

3.3

so niedrig, wie vernünftigerweise praktikabel

ALARP

(en: as low as reasonably practicable)

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 [27].

3.4

Umgebungsdruck

Druck außerhalb der Bohrung

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

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.5

Anomalie

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

3.6

Verfügbarkeit

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

3.7

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.

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.8

Ausschaltung der Umhüllung

kontrolliertes Öffnen des Umhüllungssystems der Integrität oder Barriere

3.9

Liner

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

3.10

Kompetenz

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

3.11

Komponente

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

3.12

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-Bohrungen wird gewöhnlich der Niederdruck-Unterwasser-Bohrlochkopf an diesem Futterrohrstrang angebracht.

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.13

Konsequenz

erwartete Auswirkung eines eintretenden Ereignisses

3.14

Umhüllung

Verhinderung der Freisetzung von Fluid

3.15

große Einbautiefe

in der Nähe oder an der Deckschicht einer Lagerstätte oder eine Tiefe, in der es möglich ist, eine Drucküberlagerung mit einer Wassersäule zu erreichen, die dem höchsten erwarteten Druck von unten entgegenwirkt

3.16

Abweichung

Abgehen von einem Standard

3.17

Ausnahmeregelung

Zulassung für den Betrieb mit einer Abweichung aus einer Anforderung

3.18

erweiterter Formationsdrucktest

XLOT

(en: extended leak off test)

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

3.19

Ausfall

Verlust der Fähigkeit, die bestimmungsgemäße Leistung zu erbringen

3.20

Ausfallart

Auswirkung, anhand der ein Ausfall am betroffenen Ausrüstungsteil festgestellt wird

3.21

Ausfallart und Einflussanalyse

FMEA

(en: failure modes and effects analysis)

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

3.22

Ausfallart, Einfluss und Gefährdungsanalyse

FMECA

(en: failure mode, effects, and criticality analysis)

Analyse, die gewöhnlich nach einer FMEA (3.21) erfolgt und die 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

3.23

Fehler

außergewöhnlicher, unerwünschter Zustand eines Systemelements, herbeigeführt durch Vorliegen eines fehlerhaften oder mangels 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.

3.24

durchflussnass

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

[QUELLE: API Spec 11D1]

3.25

Fluid

Stoff ohne feste Form, der äußerem Druck leicht nachgibt

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Fluid kann ein Gas oder eine Flüssigkeit sein.

3.26

Formationsintegritätsprüfung

FIT

(en: formation integrity test)

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

3.27

Formationsfestigkeit

Druck, dem die Formation widerstehen kann

3.28

Funktionalität

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

3.29

Gefährdung

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

3.30

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 (en: tensionleg platform, TLP).

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.31

Beeinträchtigung

Zustand verringerter Funktionsfähigkeit, ohne bislang ausgefallen zu sein

3.32

aufgebrachter Ringraumdruck

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

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.33

Zuflusstest

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

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch 5.9.3.3.

3.34

Intervention und Aufwältigung

Zugang zur Bohrung, der das kontrollierte Öffnen der Umhüllung einer bestehenden Bohrungsbarriere erfordert

3.35

Leckage

unbeabsichtigte und unerwünschte Bewegung von Fluiden

3.36

Formationsdrucktest

LOT

(en: leak off test)

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

[QUELLE: API RP 59, modifiziert]

3.37

schwerer Störfall

Zwischenfall, wie z. B. eine Explosion, ein Brand, der Verlust der Bohrlochkontrolle, die 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

3.38

Gefährdung durch schweren Störfall

MAH

(en: major accident hazard)

Gefährdung, die einen *schweren Störfall* (3.37) verursachen kann

3.39

höchstzulässiger Ringraumkopfdruck

MAASP

(en: maximum allowable annulus surface pressure)

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

3.40

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 für Bohrungen sind beispielsweise Drücke, Temperaturen, Durchflussraten.

3.41

betriebene Bohrung

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

3.42

Betriebsgrenzen

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

3.43

Ausfluss

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

3.44

Leistungsnorm

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

3.45

Druckprüfung

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

3.46

primäre Bohrungsbarriere

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

3.47

Produktions-Futterrohrtour

innerste Futterrohrtour in der Bohrung

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.48

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)

3.49

Förderstrang

Komplettierungsstrang

hauptsächlich aus Steigrohren bestehender Strang, der aber auch zusätzliche Komponenten, wie z. B. das übertage gesteuerte Untertage-Sicherheitsventil (en: surface-controlled subsurface safety valve, SCSSV), Gaslift-Mandrels, Öffnungen für die Injektion von Chemikalien und das Anschließen von Messinstrumenten, Landennippel 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.

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.50

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 können auch für Injektionen eingesetzt werden. In einigen Hybrid-Bohrungen werden beispielsweise Steigrohre als Kanal für künstlichen Gaslift unterhalb eines Steigrohrhänger-Abdichtungssystems am Meeresboden verwendet, um den Gasliftdruck vom Produktions-Riser zu trennen.

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.51

Zuverlässigkeit

Fähigkeit einer Einheit, unter gegebenen Bedingungen für ein gegebenes Zeitintervall wie gefordert zu funktionieren

3.52

Restrisiko

Risiko, das nach der Durchführung von Kontrollmaßnahmen verbleibt

3.53

Risiko

Kombination aus den Konsequenzen eines Ereignisses und dessen zugehöriger Eintrittswahrscheinlichkeit

3.54

Risikobeurteilung

Gesamtheit des Verfahrens aus Risikoidentifizierung, Risikoanalyse und Risikobewertung

[QUELLE: ISO Guide 73:2009, 3.4.1]

3.55

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.

3.56

sicherheitskritisches Element

SCE

(en: safety-critical element)

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

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

[QUELLE: EU-Richtlinie 2013/30/EU, modifiziert]

3.57

sekundäre Bohrungsbarriere

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

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.58

eingeschlossene Bohrung

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

3.59

Unterwasser-Bohrung

Bohrung, komplettiert mit Unterwasser-Bohrlochkopf und Unterwasser-Eruptionskreuz

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.60

Unterwasser-Bohrlochkopf

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

3.61

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.

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.62

Überwachung

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

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

3.63

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.

3.64

anhaltender Ringraumdruck

SCP

(en: sustained casing pressure)

Druck in einem Ringraum, der

- a) sich nach Entlastung erneut aufbaut,
- b) nicht ausschließlich durch Temperaturschwankungen verursacht wird, und
- c) nicht durch den Bohrungsbetreiber aufgebracht wurde.

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein anhaltender Ringraumdruck kann auf Bohrungen ohne Zugang zu Ringräumen vorliegen.

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.65

thermisch bedingter Ringraumdruck

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

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei Bohrungen ohne Zugang zu Ringräumen kann ein anhaltender Ringraumdruck vorliegen.

[QUELLE: API RP 90, modifiziert]

3.66

Typprüfung

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

3.67

Verifizierung

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

3.68

Bohrungsverfüllung

dauerhafte Untertage-Absperrung mittels validierter Bohrungsbarrieren zur Verhinderung unerwünschter Verbindungen zwischen ausgeprägten Zonen und Fluidbewegungen innerhalb oder aus einer Bohrung

3.69

Bohrungsbarriere

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

3.70

Bohrungsbarriereelement

WBE

(en: well barrier element)

eine von mehreren zusammenhängenden Komponenten, die zusammen eine Bohrungsbarriere bilden

3.71

Bohrungsbarriereplan

spezifisches Programm des Bohrungsbetreibers 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

3.72

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

3.73

Bohrungsintegrität

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

3.74

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

3.75

Bohrungsbetreiber

Unternehmen, das die Verantwortung für die Bohrung trägt

3.76

Bohrungs-Betriebsgrenzen

Kombination aus vom Bohrungsbetreiber festgelegten Parametern innerhalb derer 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

3.77

Bohrungsstatus

aktuelle betriebliche Funktion der Bohrung

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

3.78

Bohrungsbestand

Portfolio von Bohrungen, für deren Betrieb oder Integritätssicherung der Bohrungsbetreiber verantwortlich ist

4 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	Bohrlochsicherung (en: blow-out preventer)
BSundW	Bodensediment und Wasser (en: base sediment and water)
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 annulus 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 Konkurranseposisjon)
OD	Außendurchmesser (en: outer diameter)
OEM	Originalgerätehersteller (en: original equipment manufacturer)
QA	Qualitätssicherung (en: quality assurance)
QC	Qualitätskontrolle (en: quality control)
QRA	quantitative Risikoanalyse (en: quantifiable risk assessment)
RACI	verantwortlich/rechenschaftspflichtig/zu konsultieren/zu informieren (en: responsible, accountable, consulted, informed)
ROV	ferngelenktes Fahrzeug (en: remotely operated vehicle)
SCE	sicherheitskritisches Element (en: safety-critical element)

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)

5 Gemeinsame Elemente des Lebenszyklus hinsichtlich der Bohrungsintegrität

5.1 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.

Gefährdungen durch schwere Störfälle (MAH) und die damit verbundenen Risiken für Menschen, Umwelt und Einrichtungen in der Erdöl- und Erdgasindustrie erfordern stringentes Management. Während dieses Dokument Anforderungen und Empfehlungen für das Management der Bohrungsintegrität beschreibt, sollte erkannt werden, dass Bohrungsintegrität ein fester Bestandteil der Integrität von Vermögenswerten (siehe Literaturhinweis [22]) und Prozesssicherheit (siehe Literaturhinweis [23]) ist.

Dieses Dokument behandelt den vollständigen Lebenszyklus einer Bohrung einschließlich Auslegung. Eine weitere Internationale Norm in engem Zusammenhang mit Auslegung ist ISO 17776, die 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, die 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.

5.2 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 Formationen mit unterschiedlichen Druckregimen oder unkontrollierten Austritt in die Umgebung zu verhindern.

5.3 Bohrungsintegritätsstrategie

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

5.4 Bohrungsintegritätsmanagementsystem

Der Bohrungsbetreiber sollte über ein Bohrungsintegritätsmanagementsystem (en: well integrity management system, 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:

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

5.5 Risikoanalyse

5.5.1 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 durch 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, dass Kategorie oder Grad eines Risikos anhand der kombinierten Auswirkungen von Konsequenz und Wahrscheinlichkeit des Eintretens eines Ereignisses bestimmbar sind. Ein Beispiel einer „5 × 5“ Risikoanalysematrix ist in Bild 2 angegeben.

Bei Risiken, die 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.

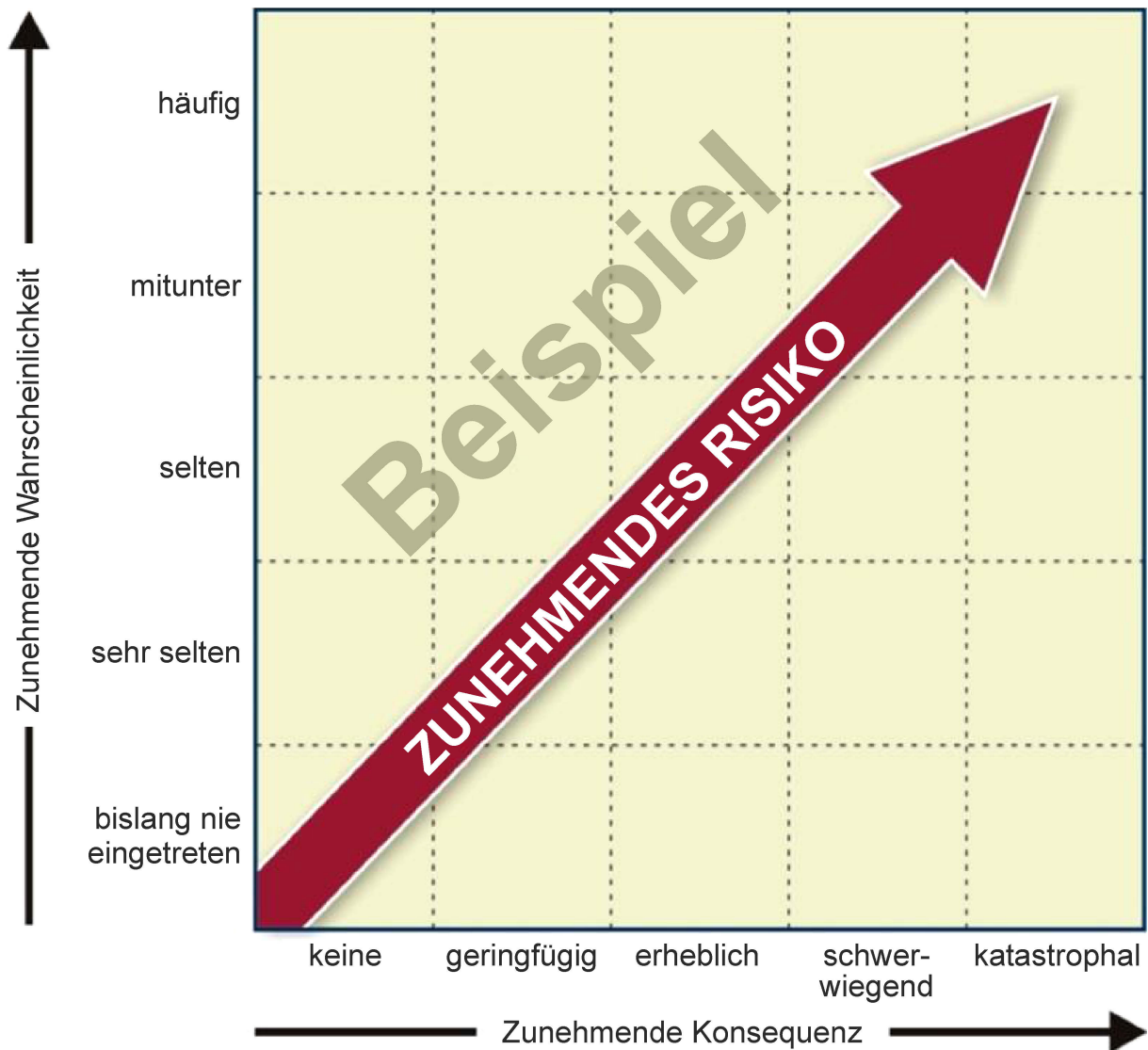


Bild 2 — Beispiel einer Risikobewertungsmatrix

5.5.2 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 kann Anhang B entnommen werden.

5.5.3 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, die durch deren WIMS abgedeckt sind; Bohrungstypen können beispielsweise Wassereinpressbohrungen, Gasförderer, Versenkbohrungen oder Ölförderer 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.

5.6 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 Bohrungsbarriereelemente (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. Ein Beispiel einer Kompetenz-Matrix wird in Anhang D gezeigt. Diese Matrix gibt nicht das gesamte Spektrum an erforderlichen Kompetenzen wieder, sollte jedoch vom Betreiber als Grundlage für die Entwicklung einer strengeren und umfassenderen Matrix verwendet werden, die die Vielfalt der 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 1 Kompetenz kann durch eine Kombination aus Bildung, Ausbildungsprogrammen, Betreuung, Selbststudium und betrieblicher Qualifizierung (Weitergabe von Erfahrung/Fachkenntnissen) erworben werden.

ANMERKUNG 2 Siehe ISO/TS 17969, die die Anforderungen an ein Kompetenz-Management-System und die Anwendung für Bohrungspersonal beschreibt. Das Dokument enthält Beispiele für Kompetenzprofile, die direkt für die Bohrungsintegrität relevante Kompetenzen einschließen.

5.7 Barrieren

5.7.1 Allgemeines

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

Barrieren können sein:

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

Für die Anwendung dieses Dokuments werden Hardware-Barrieren als Bohrungsbarrieren behandelt; andere Barrieren werden in den jeweils zutreffenden Abschnitten dieses Dokuments behandelt.

Sicherstellung, dass Bohrungsbarrieren vorhanden sind und während des gesamten Lebenszyklus der Bohrung aufrechterhalten werden, ist die Grundlage des Bohrungsintegritätsmanagements.

5.7.2 Barrierephilosophie

Der Bohrungsbetreiber muss eine Barrierephilosophie festlegen und dokumentieren, worin die Grundsätze für die Aufrechterhaltung der Kontrolle von Bohrungsfluiden festgelegt sind. Die Philosophie sollte die anzuwendenden 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.

5.7.3 Bohrungsbarrieren

5.7.3.1 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.

5.7.3.2 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 E zu entnehmen.

5.7.3.3 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 der Umhüllung annehmbaren Risikograd aufweist, unter Berücksichtigung des Untertage-Zufluss-Potentials und der Fähigkeit der Bohrung, in das Bohrloch eingetretene Fluide zur Oberfläche zu transportieren.

Die primäre Bohrungsbarriere ist gewöhnlich die erste Reihe von Bohrungsbarriereelementen, die der Druckquelle ausgesetzt sind. 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 Barrierediagramme je Betriebsphase sind in Anhang F enthalten.

5.7.3.4 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-Futterrohrtour;
- Produktionspacker;
- Komplettierungsstrang;
- SSSV oder Eruptionskreuz-Haupt-Absperreinrichtung.

5.7.3.5 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;
- Bohrlochsicherung
- Futterrohr mit Hänger und Dichtungsbaugruppe;
- Bohrlochkopf mit Ventilen;
- Steigrohr-Hänger mit Dichtungen;
- Eruptionskreuz und Eruptionskreuzanschluss;
- angesteuerte Eruptionskreuz-Seiten oder Haupt-Absperreinrichtung.

5.7.3.6 Bohrungsbarrierschema

Der Bohrungsbetreiber sollte die eingesetzten Bohrungsbarrieren mittels eines Bohrungsbarrierschemas (WBS) dokumentieren, in dem auch die Bohrungsbarriereelemente (WBEs) jeder Bohrungsbarriere und die während der Bohr- und Inbetriebnahmephase durchgeführten Verifizierungsprüfungen angegeben sind. Ein Bohrungsbarrierschema 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.).

Ein Beispiel eines Risikoregisters ist Anhang F zu entnehmen.

5.7.4 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.

5.7.5 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:

- Training;
- 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.

5.7.6 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.

5.7.7 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, Betonbarrieren und Abzäunungen sein.

5.8 Leistungsnormen für Ausrüstung

5.8.1 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;
- 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 — Fähigkeit eines Elements einen Zustand aufzuweisen, 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 Ausrüstung, die für Funktionalität kritisch ist.

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. Die Leistungsnormen sollten die Anforderungen für die wiederkehrende Inspektion, die Wartung und Prüfung festlegen.

Ein Beispiel einer Leistungsnorm ist Anhang G zu entnehmen.

5.8.2 Bohrungs-Betriebsgrenzen

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

Der Bohrungsbetreiber sollte Betriebsgrenzen für jeden Bohrungstyp als Teil des 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 Schwellenwerteinstellungen 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 vor Überschreitung der Bohrungs-Betriebsgrenzen.

5.9 Bohrungsbarriereverifizierung

5.9.1 Allgemeines

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

5.9.2 Funktionsprüfung

5.9.2.1 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 als eigenständige Verifizierungsprüfung zugelassen werden.

5.9.2.2 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 H zu entnehmen.

5.9.3 Prüfung zur Verifizierung von Barrieren

5.9.3.1 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 einer Bestimmung der Leckagerate ist Anhang I zu entnehmen.

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

- a) Beobachtung des Durchflusses im Hinblick auf festgelegte Akzeptanzkriterien; oder
- b) Überwachung von Druckänderungen gegenüber festgelegten Akzeptanzkriterien.

5.9.3.2 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.

5.9.3.3 Zuflusstest

Bei dem Zuflusstest oder der Negativprüfung wird Druck aus einer bestehenden Quelle, wie z. B. Lagerstätten oder Formationsdruck, verwendet. Ein WBE, das für gewöhnlich offen ist, wird im geschlossenen Zustand geprüft (Elemente wie Zement, Futterrohr und Dichtungen werden als geschlossen betrachtet).

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 Niederdruck-Testseparator 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 können ISO 10417 entnommen werden).

5.9.4 Durchflussrichtung

Eine Komponente sollte möglichst 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.

5.9.5 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, 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 unmöglich 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.

5.9.6 Modellverifizierung

Bestimmte WBEs müssen möglicherweise durch geeignete Modell- oder Typprüfungen während der Auslegungsphase verifiziert werden, da Prüfungen während des Betriebs möglicherweise unpraktisch oder undurchführbar sind. Beispiele für derartige Modell- und Prüfungsaktivitäten sind die folgenden:

- Einwirkung der Wellenlasten auf Schutzrohre;
- Schnellschlussrate für SSSVs;
- Feststellung der Leistungsanforderungen des vorherbestimmten Futterrohrs, bei dem eine Druckprüfung eines Zementschuhs 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.

5.10 Berichte und Dokumentation

5.10.1 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.

5.10.2 Dokumentation der Bohrungsintegrität

Der Bohrungsbetreiber sollte die Anforderungen an das Berichtswesen zum Monitoring der Bohrungsintegrität festlegen. Diese können u. a. umfassen:

- Routineberichte, herausgegeben in vorgegebener Regelmäßigkeit (z. B. monatlich, vierteljährlich oder jährlich), die die Tätigkeiten und Problembehandlungen in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität wiedergeben;
- Berichte zu den identifizierten Leistungskennzahlen (KPIs) (siehe 5.12.1);
- vorfallspezifische 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 *Adhoc*-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 Umhüllung;
- umweltbezogene Änderungen;
- Änderungen von Vorschriften oder Gesetzen;
- Änderungen von örtlichen Verfahren und Normen;
- 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 Bohrkomponten, 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;
- Aktualisierungen des Risikoregisters.

5.10.3 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 Bohrbetreibers 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 Bohrbetreiber sollte diese Anforderungen in seinem WIMS festlegen.

5.10.4 Prozess der Bohrungsübergabe

Der Bohrbetreiber 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 Bohrbetrieb 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, in denen die Bohrungsübergabe gewöhnlich auftritt, befinden sich mindestens in den folgenden Übergängen:

- a) von der Bohr- und Inbetriebnahmephase zur Bohrungsbetriebsphase;
- b) von der Betriebsphase zur Interventions- und Aufwältigungsphase, einschließlich Wartung oder Instandhaltung, und zurück zur Bohrungsbetriebsphase;
- c) von der Betriebsphase zur Verfüllungsphase der Bohrung.

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

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

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.

5.11 Änderungsmanagement

5.11.1 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.

5.11.2 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 angewandt werden können;
 - Identifizierung des Restrisikos bei der Umsetzung der Änderung/Abweichung;
 - Überprüfung des Restrisikogrades anhand der Risikotolerierbarkeit/ALARP- Akzeptanzkriterien 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.

5.11.3 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 Ausnahmeregelungen vom WIMS festlegt. Ausnahmeregelungen sollten zeitlich begrenzt sein und das Management des Prozesses und der Zulassung etwaiger Verlängerungen sollte durch den Ausnahmeregelungsprozess 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.

Ausnahmeregelungen vom WIMS sollten durch den MOC-Prozess erfolgen.

5.12 Kontinuierliche Verbesserung

5.12.1 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 angewandt werden kann, geteilt werden sollten.

Die Verfahren und Prozesse, die zur Unterstützung der in 5.4 beschriebenen WIMS-Schlüsselemente und aller anderen vom Bohrungsbetreiber festgelegten Elemente angewendet werden, sollten regelmäßig überwacht werden, um ihre Wirksamkeit sicherzustellen.

Verschiedene Verfahren können für die Durchführung einer derartigen Leistungsüberwachung angewendet werden, und zwar u. a. die folgenden:

- KPI-Monitoring;
- Aufzeichnung der Projekterfahrung;
- Konformitätsauditprogramm.

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

5.12.2 Leistungskennzahl-Monitoring

Leistungskennzahlen (KPIs) sind festgelegte Maßzahlen in Zusammenhang mit den in 5.4 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 werden in Anhang K gezeigt. Dies ermöglicht das Monitoring sowohl der Durchführung der Maßnahmen für die Bohrungsintegrität als auch ihrer Wirksamkeit in der Aufrechterhaltung und Verbesserung der Bohrungsintegrität.

5.12.3 Projekterfahrungen

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.

5.13 Audit

5.13.1 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.

5.13.2 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.

6 Auslegungsgrundlagenphase

6.1 Ziele der Auslegungsgrundlagenphase

Das Hauptziel der Grundlage der Auslegungsphase 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, die 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.

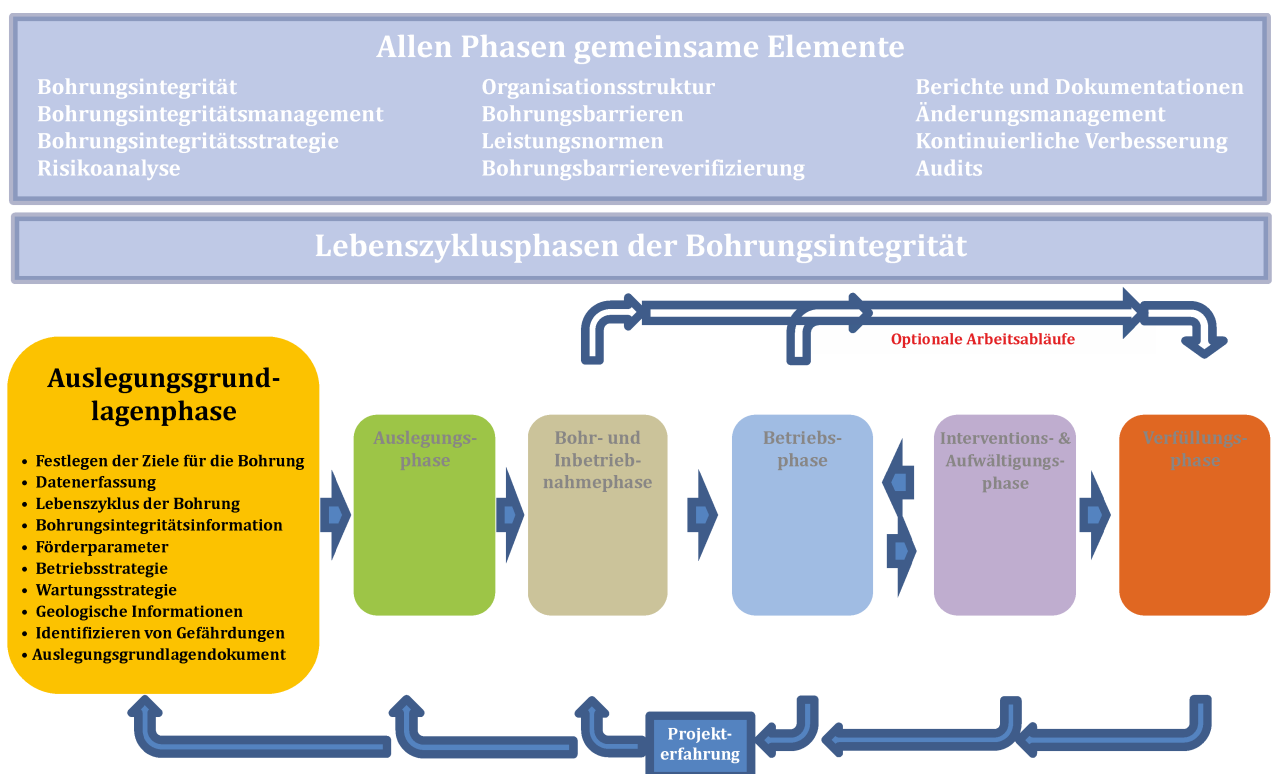


Bild 3 — Auslegungsgrundlagenphase

6.2 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 Anforderungen 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 und Aufwältigung und Verfüllung,
- Bohrungswartung/-inspektion und technische Überprüfungen der Bohrungsintegrität.

Jede allgemeine Funktion kann bei einigen Anwendungen zusätzliche Beratung durch besondere Fachdisziplinen erfordern (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, die die Bohrungsintegrität während des erwarteten Lebenszyklus der Bohrung gefährden können, z. B. Verwerfungen, Klüfte, Porendrucke, Temperatur, H₂S, CO₂, Feststoffförderung, oberflächennahes Gas, Hochdruckzonen, Kreideschichten, konvergierendes Salz, Dauerfrost, Senkung, Erdbeben;
- c) Bereitstellung aller Informationen hinsichtlich Oberflächengefährdungen und zu erwartender Änderungen, die 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;
- 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), die 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, die 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.

6.3 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 in diesem Dokument kontrollieren können.

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

6.4 Identifizierung und Beurteilung von Gefährdungen

Ein wesentliches Ziel der Auslegungsgrundlagenphase ist die Identifizierung der Gefährdungen in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität. Anhang L enthält ein Beispiel für eine 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.

6.5 Betrachtungen zur Bohrungsintegrität für die Auslegungsgrundlage

6.5.1 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/Prüfung/Behandlungen und Beschreibung der Chemikalien;
 - 4) höchste und niedrigste erwartete Übertage- und Untertagetemperaturen.
- erforderliche Betriebslebensdauer der Bohrung, in Jahren.

6.5.2 Ziele und Lebenszyklus der Bohrung

Die Ziele einer Bohrung und die zugehörigen Gefährdungen der Integrität einer Bohrung während ihres Lebenszyklus sollten durch die Förderstrategie, 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 könnte eine geplante Rekomplettierung, Umwandlung von einer Förder- in eine Injektionsbohrung, Weiterverwendung einer Bohrung durch Ablenkung, Vertiefung auf neue Zielpunkte sowie Änderungen von Zielen, geplante Tätigkeiten für Messung sowie für Intervention und Aufwältigung usw. einschließen.

6.5.3 Zuflussanforderungen

Zuflussaspekte der Bohrung, die 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 darf (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 darf die Auswahl von Filtern oder Kies, Klarspülungs- oder Ausbringungsverfahren usw. einschließen;
- Perforation: Sind Perforationen erforderlich, sollten die Zielintervalle angegeben sein;
- jegliche Anforderungen, Schichten unterschiedlicher Lagerstättenparameter oder Druckregime voneinander zu trennen.

6.5.4 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 Förderung/Injektion;
- Anforderungen an die Rekomplettierung während der Lebensdauer der Bohrung, um Änderungen im Fließverhalten Rechnung zu tragen;
- Bedarf für die Injektion von Chemikalien und/oder Förderhilfsmitteln.