

The logo for BVEG (Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.) is displayed in a bold, white, sans-serif font. The letters 'B', 'V', and 'E' are connected, and the 'G' is also connected to the second 'E'. A vertical white line is positioned to the left of the logo.

BVEG

Leitfaden

Bohrungsintegrität

Stand: 07/2021

Bundesverband Erdgas,
Erdöl und Geoenergie e. V.

Vorwort

Der Leitfaden Bohrungsintegrität ist ein integraler Bestandteil des Technischen Regelwerks, das der BVEG für seine Mitglieder entwickelt. Er richtet sich sowohl an die Unternehmen, die Tiefbohrungen planen und betreiben, als auch an die zuständigen Behörden und andere damit befasste Stakeholder in Deutschland. Nach der Erstveröffentlichung im Jahr 2017 sind nun mit Blick auf Bohrungen für Tiefe Geothermie Ergänzungen vorgenommen und vom BVEG Vorstand beschlossen worden. Mit der jetzt veröffentlichten Fassung liegt erstmalig eine kohärente Beschreibung der Anforderungen an die Bohrungsintegrität für die Tiefe Geothermie vor.

Tiefe Geothermie wird in Deutschland als klimaneutrale, jederzeit verfügbare erneuerbare Energie eine bedeutende Rolle spielen können. Der BVEG kommt mit den nun vorgenommenen Ergänzungen des Leitfadens seiner Verantwortung nach, die technischen Anforderungen auch für diese Bohrungen näher zu konkretisieren. Der so erweiterte Leitfaden Bohrungsintegrität trägt dazu bei, dass die Sicherheit von Geothermie-Tiefbohrungen im Zusammenspiel von Betreibern, Planungsunternehmen, Bohrunternehmen und Behörden, aber auch das Vertrauen der gesellschaftlichen Stakeholder nachhaltig gewährleistet bleibt. Er bildet damit ein weiteres Element für den erfolgreichen Ausbau der Tiefe-Geothermie-Aktivitäten in Deutschland.

An der Überarbeitung des Leitfadens haben Mitgliedsunternehmen des BVEG wie auch vielfältige Akteure aus der Tiefe-Geothermie-Branche mitgewirkt. Betreiber, Planungsunternehmen, Versicherer, Forscher und Mitglieder des Bundesverbandes Geothermie (BVG) haben sich aktiv eingebracht und so eine gemeinsame Perspektive auf das sich entwickelnde Tiefe-Geothermie-Geschäftsfeld entwickelt.

Ihnen allen danke ich im Namen des BVEG.



Dr. Ludwig Möhring

Hauptgeschäftsführer Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG)

Leitfaden Bohrungsintegrität

Inhalt

Einleitung.....	6
1. Bohrungsintegrität und Barrieren	8
2. Bohrungsstandard	9
2.1. Bohrungsbarrieren	13
2.1.1. Technical Open-flow Potential	13
2.1.2. Zwei Barrierensystem	13
2.1.3. Ein Barrierensystem	13
2.1.4. Bohrungsbarriere-Elemente	13
2.1.5. Gemeinsame Barriere-Elemente	13
2.1.6. Barriere- und Integritätsfehler	14
2.2. Leistungsnormen der Barrieren	17
2.3. Betriebsgrenzen der Barrieren	17
2.4. Akzeptanzkriterien und Barriere-Nachweis	17
2.5. Berichterstattung und Dokumentation	18
2.6. Änderungsmanagement	19
2.7. Ausnahmeregelung für Abweichungen von der Regel	20
2.7.1. Ausnahmeregelung für Bestandsbohrungen	20
2.7.2. Ausnahmeregelung bei Veränderungen der Barriere-Elemente	20
3. Empfehlungen zur Sicherstellung der Bohrungsintegrität	21
3.1. Auslegungsgrundlagen	22
3.1.1. Auslegungsgrundlagen der Bohrung	22
3.1.2. Auslegungsgrundlagen zum Schutz von Umwelt und Umfeld an der Oberfläche	23
3.1.3. Auslegungsgrundlagen zum Grundwasserschutz	23
3.1.4. Auslegungsgrundlagen zum Schutz von Deckgebirge / Barriereformation	24
3.1.5. Auslegungsgrundlagen mit Bezug zur Zielformation	25
3.1.6. Dokumentation der Auslegungsgrundlagen	25
3.1.7. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegungsgrundlagen von Einpress- und Versenkbohrungen, sowie geothermisch genutzter Injektionsbohrungen	26
3.1.8. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegungsgrundlagen von Porenspeicher-Bohrungen	26
3.1.9. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegungsgrundlagen von Kavernen-Bohrungen .	27
3.2. Auslegung	27
3.2.1. Gefährdungen	27

3.2.2.	Barrieren und Barriere-Elemente in der Auslegungsphase	28
3.2.3.	Leistungsnormen und Nachweise der Norm-Erfüllung in der Auslegungsphase	28
3.2.4.	Betriebsgrenzen in der Auslegungsphase	29
3.2.5.	Bohrungsauslegung allgemein	30
3.2.6.	Spülungsprogramm	31
3.2.7.	Verrohrungsprogramm.....	31
3.2.8.	Zementationsprogramm	32
3.2.9.	Programm für Bohrlochkopf und Eruptionkreuz	33
3.2.10.	Komplettierungsprogramm	34
3.2.11.	Dokumentation der Auslegung.....	35
3.2.12.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Erdgasbohrungen	36
3.2.13.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Erdölbohrungen	37
3.2.14.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Einpress- und Versenkbohrungen .	38
3.2.14.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Porenspeicherbohrungen.....	39
3.2.15.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Flüssigkeitskavernenbohrungen	40
3.2.16.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Gaskavernenbohrungen	41
3.2.17.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Bohrungen der Tiefen Geothermie	41
3.2.18.	Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von geothermischen Injektionsbohrungen	42
3.3.	Herstellung.....	43
3.3.1.	Kontrolle von Porendruck und Bohrloch-Stabilität bei der Herstellung	44
3.3.2.	Abdichtung der durchteuften Formationen bei der Herstellung	44
3.3.3.	Integritätsnachweis der untertägigen Barriere-Elemente bei der Herstellung	45
3.3.4.	Abdichtung des Bohrlochs an der Oberfläche bei der Herstellung	46
3.3.5.	Einbauten in das Bohrloch zur Gewährleistung einer sicheren Nutzung bei der Herstellung.....	47
3.3.6.	Dokumentation der Herstellung	48
3.3.7.	Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Erdgasbohrungen	48
3.3.8.	Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Erdölbohrungen.....	49
3.3.9.	Zusätzliche Anforderungen an Herstellung von Einpress- und Versenkbohrungen einschließlich geothermisch genutzter Injektionsbohrungen	49
3.3.10.	Zusätzliche Anforderungen an Herstellung von Porenspeicherbohrungen.....	49
3.3.11.	Zusätzliche Anforderungen an Herstellung von Flüssigkeitskavernenbohrungen	50
3.3.12.	Zusätzliche Anforderungen an Herstellung von Gaskavernenbohrungen	50
3.3.13.	Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Tiefen Geothermiebohrungen	50
3.4.	Betrieb	50
3.4.1.	Bohrungsmonitoring im Betrieb	51

3.4.2.	Bohrungswartung im Betrieb	52
3.4.3.	Änderung bestehender Spezifikationen im Betrieb	53
3.4.4.	Dichtheitskriterien und Dichtheitsnachweise im Betrieb.....	54
3.4.5.	Höchstzulässiger Ringraumkopfdruck (MAASP) und Betriebsgrenzen im Betrieb.....	54
3.4.6.	Ringraumdruck-Monitoring und Management im Betrieb	56
3.4.7.	Ringraum Untersuchung und Änderung von MAASP/Schwellenwerten im Betrieb.....	58
3.4.8.	Risikoanalyse und Management des Ausfalls von Bohrungsbarriere-Elementen im Betrieb	59
3.4.9.	Berichte und Dokumentation im Betrieb.....	59
3.4.10.	Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Einpress- und Versenkbohrungen sowie von Injektionsbohrungen der Geothermie	60
3.4.11.	Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Porenspeicherbohrungen	60
3.4.12.	Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Flüssigkeitskavernenbohrungen.....	60
3.4.13.	Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Gaskavernenbohrungen.....	60
3.4.14.	Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Tiefen Geothermiebohrungen	61
3.5.	Verfüllung	61
3.5.1.	Verfüllungsplanung	62
3.5.2.	Verfüllungsdurchführung	62
3.5.3.	Dokumentation	63
4.	Literaturverzeichnis.....	64
Anhang A : Gesetzliche und behördliche Vorgaben und technische Empfehlungen		69
Anhang B : Akzeptanztabellen		72
Anhang C : Bohrungsbarriere-Diagramme		84
C.1	Erdgasbohrung mit UTSV	84
C.2	Erdgasbohrung ohne UTSV.....	85
C.3	Erdölbohrung	86
C.4	Flüssigkeitsgefüllte Kaverne	87
C.5	Flüssigkeitsgefüllte Kaverne mit Überwachungsringraum	88
C.6	Erdgas Kaverne mit UTSV	89
C.7	Erdgas Kaverne ohne UTSV	90
C.8	Tiefe Geothermie Produktionsbohrung ohne open-flow Potential	91
C.9	Tiefe Geothermie Produktionsbohrung mit open-flow Potential	92
C.10	Tiefe Erdwärmesonde	93
Anhang D Abkürzungen		94
Anhang E: Begriffsbestimmungen.....		95

Kurzerklärung des „Leitfadens Bohrungsintegrität“

Ziel des Dokuments

Definition des Stands der Technik für die Integrität von neuen Tiefbohrungen auf dem Festland in Deutschland. Dies ist ergänzend zu bestehenden gesetzlichen und behördlichen Vorgaben, technischen Regelwerken und unternehmensinternen Vorgaben. Der gesamte Lebenszyklus einer Bohrung bestehend aus Auslegung, Herstellung, Betrieb und Verfüllung wird dabei erfasst.

Für Bohrungen im Bestand, die ggf. nicht nach dem mit diesem Leitfaden dokumentierten Stand der Technik hergestellt wurden, werden Verfahren und Bedingungen beschrieben, mit denen die Schutzziele gewährleistet werden können.

Bei der Definition erfolgte ein Abgleich mit internationalen und anderen nationalen Regelwerken.

Inhalt des Dokuments

Wesentliche Bestandteile des Leitfadens sind:

- Bohrungsintegrität und Barrieren, Definition von Integritätsparametern und -prozessen (Kapitel 1)
- Beschreibung des Bohrungsstandards mit verbindlichen Vorgaben (Kapitel 2)
- Empfehlungen zur Sicherstellung der Bohrungsintegrität (Kapitel 3)

Zielgruppen des Dokuments

Das Dokument wurde in erster Linie für Unternehmen der Erdgas und Erdölindustrie sowie der Tiefen Geothermie als auch für den Bau und Betrieb von Poren- und Kavernenspeichern verfasst, die sich in ihrer Praxis an den beschriebenen Anforderungen und Empfehlungen orientieren.

Darüber hinaus gibt es Behörden, Verbänden und interessierten Personen transparente technische Details zur Integrität von Bohrungen.

Kontakt bei Fragen zum Leitfaden „Bohrungsintegrität“:

Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG)
Schiffgraben 47
30175 Hannover

Tel.: 0511 121 72-0

E-Mail: info@bveg.de

Einleitung

Das Mittel für eine sichere und effiziente Nutzung der Untergrundressourcen im Fluidbergbau sind Tiefbohrungen. Sie stellen die Verbindung zwischen den Ressourcen im Untergrund (Erdöl, Erdgas, Sole, geothermische Energie, Speicherraum) und der Erdoberfläche her.

Die Anforderungen an diese Tiefbohrungen ergeben sich aus ihren Geschäftszielen und aus dem Schutzziel, der Vorsorge gegen Gefahren für Leben und Gesundheit, Sachgüter, Natur und Umwelt.

Die Voraussetzung für das Erreichen der Schutzziele ist die Integrität der Tiefbohrungen. Eine Bohrung gilt als integer, wenn die in ihr enthaltenen Fluide bei jeder möglichen Kombination von Druck und Temperatur, der sie innerhalb der vorgesehenen Betriebsbedingungen ausgesetzt werden können, sicher beherrscht werden.

Tiefbohrungen werden in größerem Stil seit Mitte des 19. Jahrhunderts hergestellt. Für Deutschland ist als erste Bohrung auf Erdöl die Bohrung Wietze bei Celle aus dem Jahre 1858 bekannt. Der Stand der Technik, Bohrungen herzustellen, zu betreiben und zu verfüllen und die dafür geltenden Rechtsvorschriften haben sich seit dieser Zeit kontinuierlich entwickelt und aufgrund der langen Erfahrung einen hohen Standard erreicht.

Mit diesem Leitfaden „Bohrungsintegrität“ wird der Stand der Technik definiert. Die Regel wurde vom Arbeitskreis Bohrungsintegrität des BVEG¹ - Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie erarbeitet. Sie ist für die Anwendung der im Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie organisierten Unternehmen (BVEG) vorgesehen.

Der Leitfaden wurde entwickelt für Festland Tiefbohrungen aufbauend auf dem Konzept von Bohrungsbarrieren. Für diese Barrieren beschreibt der Leitfaden Anforderungen für alle Phasen im Lebenszyklus einer Bohrung sowie Maßnahmen zu ihrer Erfüllung. Dabei werden Bohrungstypen nach Fluideigenschaften, Betriebsbedingungen und -formen unterschieden.

Die unterschiedenen Lebenszyklus-Phasen des Leitfadens (s. Abbildung 1) sind:

- Auslegungsgrundlagen
- Auslegung
- Herstellung
- Betrieb
- Verfüllung

Für diese Phasen bestehen unterschiedliche Anforderungen, um das Ziel Bohrungsintegrität zu erreichen, aber alle Phasen haben Elemente und Verfahren gemeinsam. Die gemeinsamen Elemente und Verfahren werden in Abschnitt 2 beschrieben. Abschnitt 3 listet in Unterabschnitten für jeweils eine einzelne Phase mögliche Handlungsempfehlungen auf.

Der Leitfaden Bohrungsintegrität wurde für Neubohrungen folgender Typen entwickelt:

- Erdgas und Erdöl Förderbohrungen
- Einpress- und Versenkbohrungen
- Porenspeicher Bohrungen
- Gas und Flüssigkeits-Kavernenbohrungen
- Bohrungen der tiefen Geothermie (ab 400 m vertikaler Endteufe, Injektoren, Produzenten und tiefe Erdwärmesonden)

¹ BVEG steht im Folgenden auch für WEG (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.) und umgekehrt. Der BVEG ist im Juni 2016 nach einer Umstrukturierung aus dem WEG hervorgegangen.

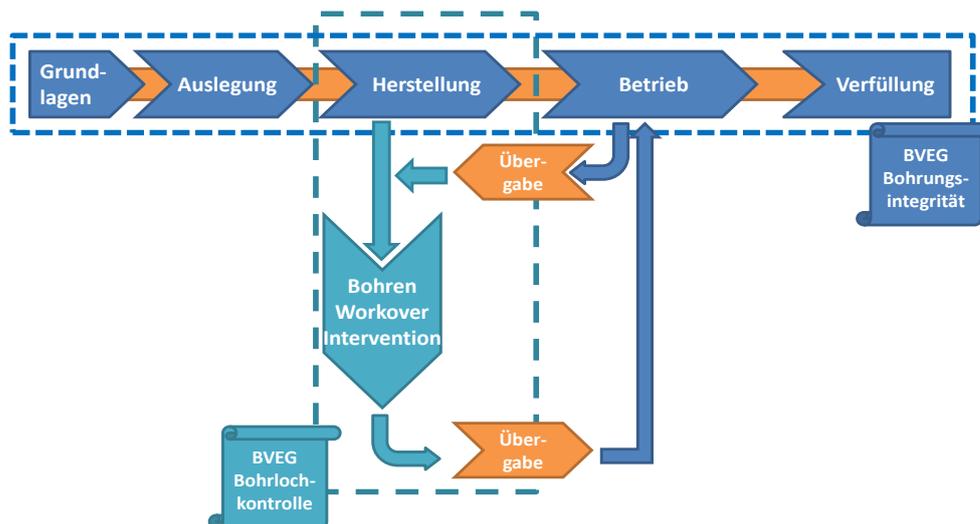


Abbildung 1: Lebenszyklusphasen und Gültigkeitsbereich des BVEG Leitfadens Bohrungsintegrität

Für Bohrungen im Bestand, die ggf. nicht nach dem mit diesem Leitfaden dokumentierten Standard hergestellt wurden, werden Verfahren und Bedingungen beschrieben, mit denen die Schutzziele gewährleistet werden können. Im Kern handelt es sich bei diesen Verfahren um die Bewertung und ggf. Minderung von Risiken, die aus Abweichungen der Bohrungsherstellung im Vergleich zu diesem Standard resultieren, siehe 2.7.

Die Anforderungen des Leitfadens Bohrungsintegrität werden wie folgt unterschieden:

- Die Begriffe „muss“ „ist“ (M) bezeichnet eine Mindestanforderung
- Der Begriff „soll“ (S) bezeichnet eine strenge Vorgabe, von der nur in zu begründenden Ausnahmefällen und atypischen Situationen abgewichen werden kann
- Der Begriff „darf“ „kann“ (K) spricht eine Empfehlung aus, von der jederzeit abgewichen werden kann.

Die für die Umsetzung einzelner Praktiken genannten Technologien sind Beispiele, die in der Regel alternativ zum Einsatz kommen, um bestimmte Ziele zu erreichen.

Die Anforderungen wurden ausgehend von den relevanten Rechtsvorschriften in Deutschland, der in den deutschen E&P- und Speicher-Unternehmen geübten besten betrieblichen Praxis und internationalen sowie europäischen und nationalen Richtlinien erarbeitet. Hierbei sind vor allem die Publikationen von ISO [1] [2] (weitgehend deckungsgleich mit API), CEN [3] (ISO Übersetzung) Norsok [4], UK Oil and Gas [5] und die DIN [6] [7] [8] berücksichtigt.

Der Leitfaden erfüllt alle aktuellen gesetzlichen Anforderungen oder ergänzt diese. Die wichtigsten gesetzlichen Vorgaben und technischen Empfehlungen sind in Anhang A wiedergegeben, zusammen mit ihrer Relevanz für die einzelnen Phasen. Inhalte der weiteren Anhänge sind:

- Anhang B: Akzeptanztabellen
- Anhang C: Bohrungsbarriere-Diagramme
- Anhang D: Abkürzungen
- Anhang E: Begriffsbestimmungen

Der Leitfaden erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Es ist möglich, dass sich für einzelne Anwendungen zusätzliche Anforderungen ergeben, die über die hier dokumentierten hinausgehen.

1. Bohrungsintegrität und Barrieren

Dieser Leitfaden definiert eine Bohrung als integer, wenn die in ihr enthaltenen Fluide bei jeder möglichen Kombination von Druck und Temperatur, der sie innerhalb der vorgesehenen Betriebsbedingungen ausgesetzt werden können, sicher beherrscht werden. Dies wird erreicht durch Anwendung technischer, operativer und organisatorischer Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos eines unkontrollierten Austritts von Bohrloch-Fluiden über den Lebenszyklus einer Bohrung hinweg. Zu den technischen Maßnahmen zählt die Herstellung der Bohrung mit physischen/mechanischen Bohrungsbarrieren. Die Integrität dieser Bohrungsbarrieren muss durch betriebliche Maßnahmen wie Überwachungssysteme, Praktiken und Prozeduren sichergestellt werden, im Folgenden als Betriebliche Barrieren bezeichnet. Für andere Definitionen, siehe [1] [4] [9] [10].

Die Bohrungsbarrieren müssen während des gesamten Lebenszyklus von der Erstellung bis zur Verfüllung einer Bohrung

- erwarteten maximalen, kombinierten Belastungen standhalten
- unter den Bedingungen (Druck, Temperatur, mechanische und chemische Beanspruchungen), die auf sie wirken können, funktionsfähig bleiben sowie
- durch planmäßige initiale Prüfungen und wiederkehrende Nachprüfungen und Teste überprüfbar sein.

Bohrungsbarrieren sind eine Kombination von einer oder mehreren Bohrungsbarriere-Elementen (BE), s.a. Tabelle 2. Ein Element oder mehrere Elemente zusammen bilden eine Barriere.

Für Barriere-Elemente (BE), die bei Herstellung vom und bei Arbeiten an und im Bohrloch genutzt werden, wird auf die Technische Regel „Bohrlochkontrolle“ [11] verwiesen, siehe auch Abbildung 1. Die dort dokumentierten Barriere-Elemente sind insbesondere technische Fluide und Ausrüstung zur Druckbeherrschung.

Die anforderungsgerechte Auslegung und Auswahl der Barriere-Elemente, ihre auslegungsgerechte Herstellung und bestimmungsgemäße Verwendung, der Nachweis und der Erhalt ihrer Wirksamkeit durch Inspektionen, Teste und Instandhaltungsmaßnahmen sind Schlüsselaspekte des Integritäts-Managements einer Bohrung über ihre gesamte Lebensdauer.

Betriebliche Barrieren sind eine Kombination von Praktiken, Prozeduren, Überwachungs- und Steuerungssystemen, um

- mit Hilfe von Leistungsnormen Bohrungsbarrieren belastungsgerecht auszulegen und Barriere-Elemente auszuwählen
- mit Hilfe definierter Akzeptanzkriterien (siehe Anhang B) die Wirksamkeit der Barriere-Elemente nach Einbau nachzuweisen
- durch Monitoring und Steuerung einen Bohrungsbetrieb innerhalb der Leistungsgrenzen der Barriere-Elemente (Betriebsgrenzen) sicherzustellen
- durch Wartungsmaßnahmen die Wirksamkeit der Barriere-Elemente über die Lebensdauer der Bohrung zu erhalten und diese in wiederkehrenden Prüfungen nachzuweisen
- Anomalien und Ausfälle von integritätsrelevanten Komponenten zu managen.

Ihr Zusammenwirken ist in Abbildung 2 als Prozess dargestellt.

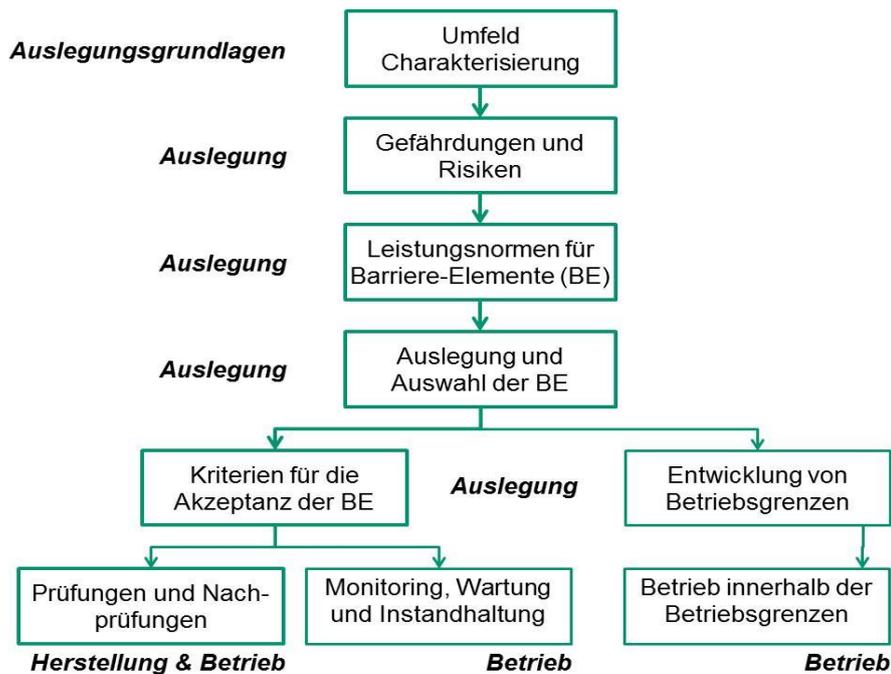


Abbildung 2: Integritätsmanagement Prozess

2. Bohrungsstandard

Übergeordnetes Ziel des mit diesem Leitfaden definierten Standards ist es zu gewährleisten, dass Bohrungen über ihren Lebenszyklus hinweg, d.h. von der Planung der Bohrung bis zu ihrem vollständigen und dauerhaften Verschluss, das Schutzziel der Vorsorge gegen Gefahren für Leben und Gesundheit, Sachgüter, Natur und Umwelt erfüllen.

Der Leitfaden gilt für folgende Bohrungstypen:

- Erdgasbohrungen
- Erdölbohrungen
 - Mit und ohne open-flow potential
 - Nicht-Thermal und Thermalbohrung
- Hilfsbohrungen
 - Beobachtungsbohrungen²
 - Einpressbohrungen (Unterscheidung Wasser-Einpressbohrungen ohne und mit Wärmezufuhr für sekundäre und tertiäre Fördermaßnahmen sowie Gas-Einpressbohrungen für tertiäre Maßnahmen)
 - Versenkbohrungen
- Tiefe Geothermiebohrungen (ab 400 m vertikaler Endteufe)
- Förderbohrungen
 - Mit und ohne open-flow potential

² für Tiefbohrungen
Stand: 07/2021

- Injektionsbohrungen
 - Mit und ohne open-flow potential
 - Tiefe Erdwärmesonden (TEWS)
 - Porenspeicher Bohrungen
 - In ausgeförderten Lagerstätten und Aquiferen
- Kavernenspeicher Bohrungen
 - Gas, Öl, Sole und Produkt

Petrothermale Geothermiesysteme und geothermische Speicherbohrungen werden in diesem Leitfaden aktuell nicht berücksichtigt.

Typische Merkmale dieser Bohrungstypen sind in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgeführt.

Für die Beurteilung technischer Anlagen werden Gefährdungen und Risiken unterschieden. Eine Gefährdung ist eine potentielle Schadensquelle [12]. Für Bohrungen sind dies im Wesentlichen Fluiddruck und korrosive Fluidbestandteile sowie gebirgsmechanische Eigenschaften (siehe Tabelle 1). Risiko ist das Produkt aus der Eintrittswahrscheinlichkeit und der Schadensschwere als Konsequenz aus einem etwaigen Eintritt eines unerwünschten Ereignisses [12].

Die Zielerreichung stellt umfangreiche Anforderungen an den Betriebsführenden während der Lebenszyklus-Phasen der Bohrung dar. Diese sind [3] in der

Auslegungsgrundlagenphase

- Kenntnis der auf eine Bohrung zukünftig wirkenden Belastungen und den daraus resultierenden Gefährdungen und Risiken für Sicherheit und Umwelt über- und untertage
- Analyse der Gefährdungen und Risiken und Entwicklung von Anforderungen an die technische Auslegung, Betrieb und Verfüllung

Auslegungsphase

- Umsetzung der Anforderungen in ein Bohrungsdesign mit geeigneten Bohrungsbarrieren zum Management der festgestellten Sicherheits- und Umweltrisiken unter Berücksichtigung von erwarteten oder vorhersehbaren Änderungen während der Lebensdauer der Bohrung
- Analyse der Anforderungen zur Festlegung der Akzeptanzkriterien für die Barriere-Elemente

Herstellungsphase

- Spezifikationsgerechte Fertigung der Barriere-Elemente gemäß Anforderungen mit Qualitätskontrolle und Ausführung des Bohrungsdesigns
- Nachweis von Funktion und Wirksamkeit der Barriere-Elemente unter Nutzung der Akzeptanzkriterien

Betriebsphase

- Betrieb innerhalb der aktuellen Betriebsgrenzen
- Monitoring der Wirksamkeit der Bohrungsbarrieren

Wartung und Instandhaltung der Bohrungsbarrieren

- Bei integritätsrelevanten Ereignissen, Durchführung einer Risikobewertung und Umsetzung der identifizierten Maßnahmen
- Veränderungsmanagement

Verfüllungsphase

- Herstellung eines dauerhaften Verschlusses

Tabelle 1: Typische Merkmale der definierten Bohrungstypen in Deutschland

	TG Produktionsbohrung	TG Injektionsbohrung	Tiefe Erdwärmesonde	Erdgas	Erdöl
Gestein des Zielhorizontes	projektbezogen			Sandstein, Karbonat	
Formation/Stratigraphie	Kreide, Jura, Trias, Perm, Karbon,	Kreide, Jura, Trias, Perm, Karbon		Jura, Trias, Perm, Karbon	Tertiär, Kreide, Jura, Trias, Karbon
Teufe (m u.R.) (vertikal)	ca. 400 – 5.000	ca. 400 – 5.000	ca. 400 – 3.500	ca. 2.000 - 5.000	ca. 400 - 3.000
Reservoir Druck (Sohlen-Druck) ¹⁾	initial: Wassersäule, höher oder geringer (druckerhaltendes System angestrebt)	initial: Wassersäule, höher oder geringer (druckerhaltendes System angestrebt)	n/a	Initial: Wassersäule oder höher	Initial: Wassersäule oder höher
Druckänderung durch Betrieb	lokale Druckabsenkung im Betrieb	lokale Druckerhöhung im Betrieb	n/a	abnehmend	ohne Druckerhaltung in der Regel stark abnehmend
Kopfdruck initial / mit Betrieb ²⁾	niedrig / meist niedrig-niedrig bis mittel	niedrig / meist mittel	n/a / niedrig	hoch / abnehmend	niedrig / meist kein open-flow potential
Open-flow potential	zum Teil	zum Teil	nein	ja	zum Teil
Reservoir Temperatur (°C)	bis ca. 180	bis ca. 180	bis ca. 130	ca. 70 - 170	ca. 35 -140
Kopf Temperatur (°C) ³⁾	hoch, annähernd Reservoirtemperatur	niedrig bis mittel	mittel	niedrig bis hoch	niedrig
Barriereformation/lithologie	Ton-, Mergelschichten, Salz	Ton-, Mergelschichten, Salz	geschlossenes System	Ton-, Mergel- und Salzsichten, steriler Anhydrit	Ton-, Mergelschichten, Salz
Besonderheiten des Deckgebirges	<ul style="list-style-type: none"> • alter Bergbau, konvergierende Formationen möglich • Ggf. KW-Vorkommen in Deckgebirge 	<ul style="list-style-type: none"> • alter Bergbau, konvergierende Formationen möglich • ggf. KW-Vorkommen in Deckgebirge 	<ul style="list-style-type: none"> • alter Bergbau, konvergierende Formationen möglich • ggf. KW-Vorkommen in Deckgebirge 	<ul style="list-style-type: none"> • konvergierende Formationen 	<ul style="list-style-type: none"> • keine
Korrosive Bestandteile	<ul style="list-style-type: none"> • Thermalwasser • möglich: H₂S, Chloride, CO₂ • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Thermalwasser • möglich: H₂S, Chloride, CO₂ • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • nicht im geschlossenen System • von außen korrosive Bestandteile möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Lagerstättenwasser • H₂S, CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Lagerstättenwasser in Thermalgebieten u.U. auch H₂S
Besonderheiten in Betriebsphase	<ul style="list-style-type: none"> • großer Volumenstrom • hohe Temperaturen • Scaling in unterschiedlicher Stärke und Form möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • großer Volumenstrom • hohe Temperaturen • Scaling vereinzelt in unterschiedlicher Stärke und Form möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • geschlossenes System 	<ul style="list-style-type: none"> • meist nur geringe Wasserproduktion • im Falle von Sauer gas: Toxizität 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Wasserproduktion • meist kein Eruptiv-Potential
Beanspruchungen in Betriebsphase: mechanisch	<ul style="list-style-type: none"> • mittlere p/T Wechselbelastungen • Förderhilfsmittel Ein-/Ausbau • vereinzelt Scrapern und Fräsen von Scales • Erosion • Kavitation möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • niedrige bis mittlere p/T Wechselbelastungen • Erosion • Kavitation möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • p/T Wechselbelastungen 	<ul style="list-style-type: none"> • p/T Wechselbelastungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderhilfsmittel
Beanspruchungen in Betriebsphase: chemisch	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion • ggf. Inhibitoren • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion • ggf. Inhibitoren • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • geschlossenes System 	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion • Erosion • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten
Nutzungsdauer (Jahre)	• meist > 50 Jahre	• meist > 50 Jahre	• meist > 50 Jahre	• 15 – >50	• meist > 50 Jahre

¹⁾ Wassersäule ca. 1 bar/10 m x Teufe

²⁾ niedrig: atmosphärisch bis 10 bar, mittel: bis 100 bar, hoch: > 100 bar

³⁾ niedrig: bis 50 °C, mittel: 50-100 °C, hoch: >100 °C

	Einpressbohrung	Versenkbohrung	Porenspeicher	Gas-Kavernen	Flüssigkeits-Kavernen
Gestein des Zielhorizontes	Sandstein, Karbonat				
Formation/Stratigraphie	Tertiär, Kreide, Jura, Trias, Perm, Karbon	Tertiär, Kreide, Jura, Trias, Perm, Karbon	Tertiär, Kreide, Trias, Perm, Karbon	Perm (Zechstein, Rotliegendes)	Perm (Zechstein, Rotliegendes)
Teufe (m u.R.) (vertikal)	ca. 700 – 4.000	ca. 700 – 4.000	ca. 500 - 2700	ca. 400 - 2500	ca. 500 - 2500
Reservoir Druck (Sohlen-Druck) ¹⁾	initial: bis zu Wassersäule und höher	initial: bis zu Wassersäule	initial: bis zu Wassersäule und höher	initial: Solesäule, danach: bis ca. 1,8 x Wassersäule	initial: Solesäule danach bis ca. 1,8 x Wassersäule
Druckänderung durch Betrieb	steigend bis zu initial	steigend bis zu initial	saisonal wechselnd zwischen max. Druck und 40 % davon	täglich und saisonal wechselnd zwischen max. Druck und ca. 40 %	nahezu konstanter Druck über lange Perioden
Kopfdruck initial / mit Betrieb ²⁾	meist unterhydrostatisch / steigend	Niedrig / meist unterhydrostatisch / steigend	Mittel / saisonal wechselnd	Mittel / täglich und saisonal wechselnd	meist konstant mittlerer Druck zum Verringern der Konvergenz
Open-flow Potential	zum Teil	zum Teil	ja	ja	zum Teil
Reservoir Temperatur (°C)	ca. 50 – 160	siehe Daten für Erdgas und Erdöl	ca. 25 - 90	ca. 20 - 70	ca. 20 - 70
Kopf Temperatur (°C) ³⁾	Wasser: niedrig Thermal: hoch	niedrig	niedrig bis mittel	niedrig	niedrig
Barriereformation/lithologie	Ton-, Mergelschichten, vereinzelt Salzschieben	Ton-, Mergelschichten, auch Salzschieben	Ton-, Mergelschichten, (vereinzelt Salzschieben)	Steinsalz	Steinsalz
Besonderheiten des Deckgebirges	<ul style="list-style-type: none"> • konvergierende Formationen 	<ul style="list-style-type: none"> • konvergierende Formationen 	<ul style="list-style-type: none"> • zum Teil konvergierende Formationen 	<ul style="list-style-type: none"> • beanspruchter Caprock • der Konvergenz folgendes Deckgebirge 	<ul style="list-style-type: none"> • beanspruchter Caprock • der Konvergenz folgendes Deckgebirge
Korrosive Bestandteile	<ul style="list-style-type: none"> • Lagerstättenwasser 	<ul style="list-style-type: none"> • Lagerstättenwasser • Technische Flüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Lagerstättenwasser • Biogas induziertes H₂S • CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • vernachlässigbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Öl-Kavernen: keine • Sole-Kavernen: Sole
Besonderheiten in Betriebsphase	<ul style="list-style-type: none"> • sekundär Verfahren: kalte Flüssigkeiten • thermal Verfahren: heiße Flüssigkeiten bzw. Dampf 	<ul style="list-style-type: none"> • kaltes Medium 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Fließraten • teilweise Wasserproduktion 	<ul style="list-style-type: none"> • Konvergenz (Subsidenz) • hohe Fließraten 	<ul style="list-style-type: none"> • Konvergenz (Subsidenz)
Beanspruchungen in Betriebsphase: mechanisch	<ul style="list-style-type: none"> • hohe, im Falle von Thermalbohrungen extrem hohe p/T Wechselbelastungen 	<ul style="list-style-type: none"> • steigende Drücke 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe p/T Wechselbelastungen 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe p/T Wechselbelastungen • konvergenzinduzierte Spannungen auf die äußere Futterrohrtour 	<ul style="list-style-type: none"> • konvergenzinduzierte Spannungen auf die äußere Futterrohrtour
Beanspruchungen in Betriebsphase: chemisch	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion, • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion • Erosion • ggf. Stimulations-/Bohrlochreinigungsflüssigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • vernachlässigbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Öl-Kavernen: keine • Sole-Kavernen: Korrosion
Nutzungsdauer (Jahre)	<ul style="list-style-type: none"> • 15 - > 40 	<ul style="list-style-type: none"> • siehe Produktionsbohrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • 30 - >50 	<ul style="list-style-type: none"> • > 50 	<ul style="list-style-type: none"> • > 50

¹⁾ Wassersäule ca. 1 bar/10 m x Teufe

²⁾ niedrig: atmosphärisch bis 10 bar, mittel: bis 100 bar, hoch: > 100 bar

³⁾ niedrig: bis 50 °C, mittel: 50-100 °C, hoch: >100 °C

2.1. Bohrungsbarrieren

Bohrungen werden mit Barrieren hergestellt, die über den Lebenszyklus der Bohrungen erhalten werden. Nachfolgend werden die Anforderungen an diese Barrieren beschrieben.

2.1.1. Technical Open-flow Potential

Der wesentliche Betriebsparameter zur Beurteilung der Notwendigkeit von mehr als einer Barriere ist das technische open-flow potential. Dieses ist definiert als die maximale, beständige Fließrate aus der Lagerstätte bei atmosphärischem Druck am Bohrlochkopf, im Weiteren als open-flow Potential bezeichnet.

2.1.2. Zwei Barrierensystem

Dieser Leitfaden fordert für Bohrungen und Bohrloch tätigkeiten, für die mit einem open-flow Potential zu rechnen ist, grundsätzlich zwei unabhängig verifizierte Bohrungsbarrieren (zwei Barrierenprinzip, siehe auch NORSOK (2013) [4], ISO und CEN (2015) [1] [2] [3], BVEG (2014) [13], BVEG (2015) [11]. Die erste Barriere ist im Kontakt mit Fluid und Druck. Die zweite Barriere dient als Rückfallabsicherung und garantiert die Sicherheit für den Fall des Versagens der ersten Barriere. Die zweite Barriere sollte nach Möglichkeit die Erste umhüllen. Die Forderung nach zwei Barrieren gilt unabhängig von der Art der Bohrlochfluide, z. B. Öl, Gas oder Wasser. In der Umsetzung dieses Prinzips folgt dieser Leitfaden der „Containment“ Philosophie des NORSOK Standards einer doppelten Umschließung durch Barrieren um die Bohrlochfluide herum.

Abweichungen sind in Kapitel 2.6 geregelt.

2.1.3. Ein Barrierensystem

Für Bohrungen ohne open-flow Potential definiert dieser Leitfaden eine Barriere als ausreichend, um Bohrungsintegrität zu gewährleisten.

2.1.4. Bohrungsbarriere-Elemente

Abbildung 3 zeigt beispielhaft Bohrungsbarrieren und Bohrungsbarriere-Elemente für die wichtigsten der unterschiedenen Bohrungstypen. Technisch bedingt können Elemente der ersten Barriere auch Bestandteil der zweiten Barriere sein, z. B. durch Zusammenführen der Umhüllenden im Eruptionskreuz.

Die in Abbildung 3 gezeigten Barriere-Elemente sind in Tabelle 2 weiter beschrieben. Dabei sind vorbeugende Maßnahmen für die Lebenszyklusphasen sowie Beispiele für mögliche Minderungsmaßnahmen im Falle eines Ereignisses aufgelistet. Die tatsächlichen auszuführenden Minderungsmaßnahmen sind im Zuge einer Einzelfallbewertung unter Berücksichtigung der Konsequenzen und des Risikos festzulegen.

2.1.5. Gemeinsame Barriere-Elemente

Design- oder aktivitätsabhängig kann es notwendig sein, dass Bohrungsbarrieren Barriere-Elemente gemeinsam nutzen und damit die vollständige Unabhängigkeit der Barrieren nicht gegeben ist. In diesen Fällen ist durch eine Risikoanalyse nachzuweisen, dass die Gewährleistung der Schutzziele nicht kompromittiert wird [4].

2.1.6. Barriere- und Integritätsfehler

Ziel des Einsatzes von Barrieren ist es, durch die Anwendung von Maßnahmen das Risiko eines unkontrollierten Austritts von Fluiden zu reduzieren. Dabei sind folgende Situationen der möglichen Ereignisse zu unterscheiden [14]:

- Barriere-Fehler: Das Kriterium der technischen Dichtigkeit eines oder mehrerer Barriere-Elemente wird nicht mehr erfüllt ohne dass es zu einer Leckage von Fluiden aus der Bohrung nach außen kommt, weil
 - eine sekundäre Barriere vorhanden ist und/oder
 - aufgrund der vorherrschenden Druckbedingungen untertage nur ein Fluss in das Bohrloch erfolgen kann.

Eine Risikoanalyse und Durchführung von identifizierten Minderungsmaßnahmen ist notwendig (s. Kapitel 2.6)

- Integritäts-Fehler: Das Kriterium der technischen Dichtigkeit eines oder mehrerer Barriere-Elemente wird nicht mehr erfüllt. Eine Leckage von Fluiden aus der Bohrung nach Außen ist möglich. Sicherungsmaßnahmen sind umgehend auszuführen.

Die Identifizierung und Bewertung von Risiken erfolgt im Allgemeinen im Rahmen von Risikoanalysen nach unternehmensinternen Vorgaben. Beispiele von Risikoanalysen sind in [12] und in [1], Annex A wiedergegeben. Die Ergebnisse solcher Analysen sind der Ausgangspunkt des Risikomanagements, mit dem unerwünschte Ereignisse durch vorbeugende Maßnahmen vermieden und/oder durch schadensminimierende Maßnahmen in ihrem Schweregrad reduziert werden.

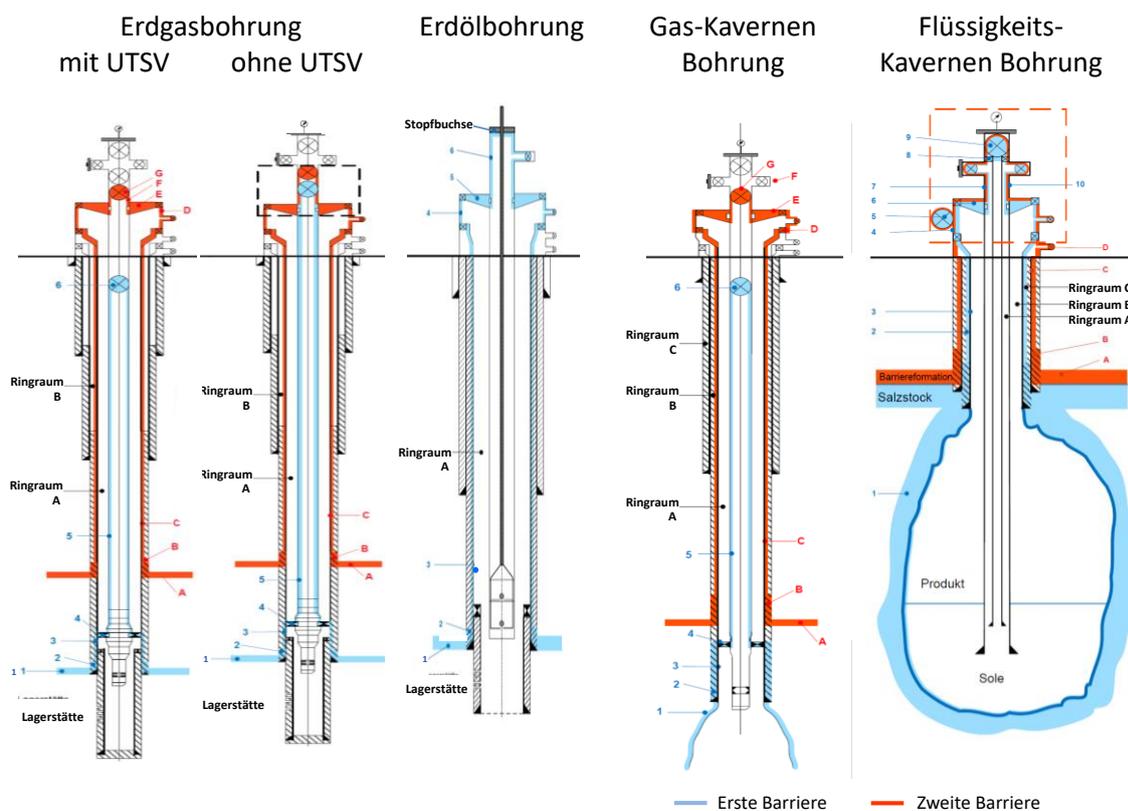
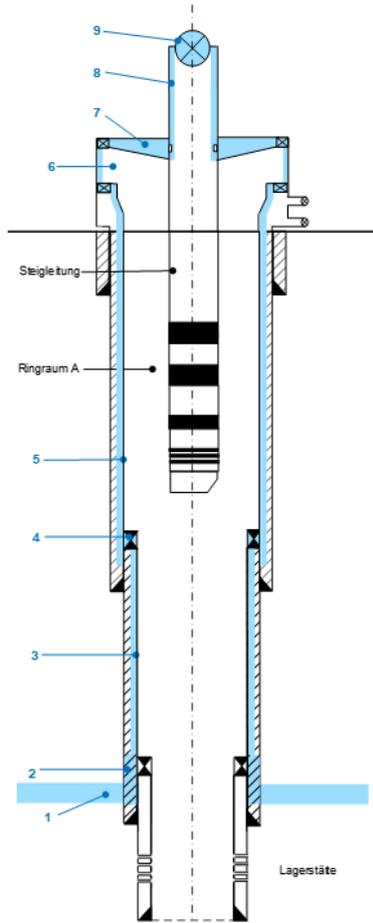
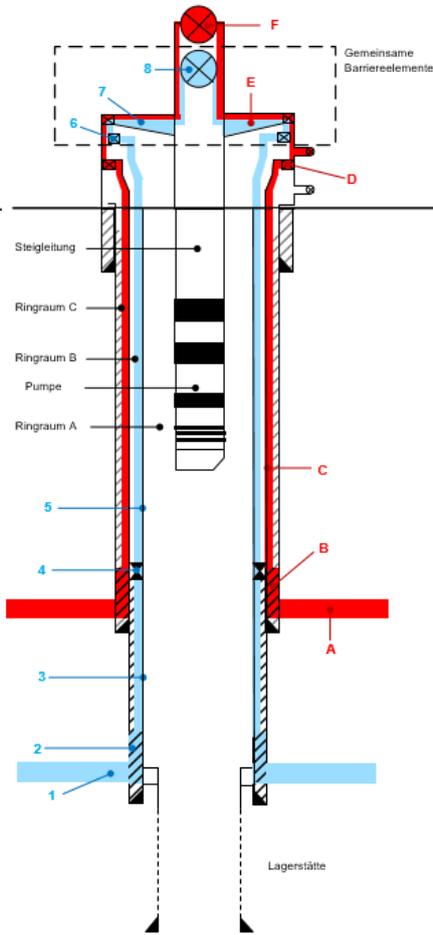


Abbildung 3: Typische Bohrungsbarriere-Diagramme und Barriere-Elemente

Geothermie Produktionsbohrung
ohne TOPF



Geothermie Produktionsbohrung
mit TOFP



TEWS

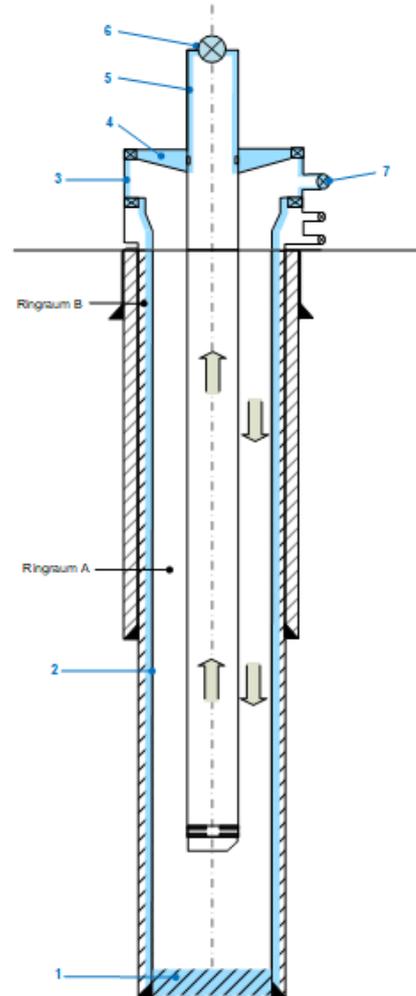


Tabelle 2: Wichtige Barriere-Elemente

Barriere-Element	Ort	Vorbeugende Maßnahmen				Mögliches Ereignis	Minderungsmaßnahmen Beispiele	
		Auslegung	Herstellung	Betrieb	Verfüllung			
Eruptionskreuz-Körper Solid Block, Schieberstock	Über- tage (OT)		Qualitätsprüfung Bauteil (QPB), qualifizierte Montage, Druckteste	Wiederkehrende Dichtheitsprüfungen	Demontage	Integritäts-Fehler Element OT	Austausch	
Eruptionskreuz, -Ventile/Master-valve						Barriere-Fehler Element OT	abschmieren Austausch	
Bohrlochkopf							Austausch	
Bohrlochkopfventile (Ringraum-Ab-sperrventile)						Barriere-Fehler Element OT	Austausch	
Stopfbuchse-Polierstange Gestänge Tief-pumpen						Integritäts-Fehler Element OT	Nachaktivierung, Austausch, Workover	
Steigrohr Hänger						Barriere-Fehler Element OT	Nachaktivierung, Austausch	
Steigrohr Hänger Plug						Barriere-Fehler Element OT	Alternative Barriere nutzen	
Steigrohr	Unter- tage (UT)	Gefährdungen wie mechanische und chemische Beanspruchungen bewerten Laboruntersuchungen Richtlinien national / international BVEG, API etc. berücksichtigen	QPB, Hersteller Regeln, Einbauüberwachung, Drucktest	Ringraum Überwachung, Zustandsbewertung	Demontage	Barriere-Fehler Element UT, Ringraumflüssigkeitsverlust in die Bohrung	Patch, Überbrückungsrohr, Abdichtende Chemikalien, Austausch Steigrohr	
Untertage Sicherheitsventil			API Regeln, Dichtheitstest	periodischer Dichtheitstest		Barriere-Fehler Element OT	Reinigung, Austausch oder Sekundär Ventil	
Ringraum Sicherheitsventil			API Regeln, Dichtheitstest			Barriere-Fehler Element OT	Reinigung, Austausch bei Aufarbeitung	
Schiebemuffe			Dichtheitstest, s. Steigrohr	Ringraum Überwachung		Barriere-Fehler Element UT, Ringraumflüssigkeitsverlust in die Bohrung	Reinigung, Hülse Austausch bei Aufarbeitung	
Gas Lift Ventil			Dichtheitstest, s. Steigrohr	Ringraum Überwachung			Austausch	
Produktionspacker / Injektionspacker			Hersteller Regeln, Dichtheitstest	Ringraum Überwachung		Demontage oder Verbleib	Austausch	
Futterrohr / Liner			Hersteller / API Regeln, Einbauüberwachung, Drucktest	Ringraum Überwachung, Drucktest, ggf. Zustandsbewertung bei Aufarbeitungen		Zustandsbewertung	Barriere-Fehler Element UT; Leckage Möglichkeit durch die Rohre	Squeeze, Patch, zusätzliche Rohrtour
Linerpacker			Drucktest	Je nach Bohrungsdesign Ringraum Überwachung		Zustandsbewertung	Barriere-Fehler Element UT	Zusätzlicher Packer
Zement			Erfolgsbewertung, ggf. Messungen	Zustandsbewertung bei Aufarbeitungen		Zustandsbewertung	Barriere-Fehler Element UT; ggf. Fluss hinter den Rohren	Squeeze, zusätzliche Rohrtour
Deckgebirge			Geologische Bewertung, ggf. FIT, LOT	Reservoir Management		n.a.	Barriere-Fehler Element UT; ggf. Fluss hinter den Rohren	Zementation
Temporärer Plug			Hersteller / API Regeln, Dichtheitstest	Hersteller / API Regeln, Dichtheitstest		Hersteller / API Regeln, Dichtheitstest	Barriere-Fehler Element UT	Austausch
Permanenter Plug								zusätzliche Barriere
Zement Plug			n.a.	n.a.		Erfolgsbewertung, ggf. Messungen		zusätzliche Barriere
Technisches Fluid (Fluidgradient > Formationsdruckgradient)		Messungen	Messungen	Messungen	Konditionierung Austausch			

2.2. Leistungsnormen der Barrieren

Die erfolgreiche Beherrschung bzw. Minderung der Gefährdungen, wie sie aus Tabelle 1 abgeleitet werden können, stellt Anforderungen an die Bohrungsbarriere-Elemente. Das erforderliche Leistungsniveau der Barriere-Elemente wird mit Hilfe von Leistungsnormen beschrieben und quantifiziert. Leistungsnormen zusammen mit der Risikobewertung sind die Grundlage für die Auslegung und Auswahl der Barriere-Elemente, den Nachweis ihrer Wirksamkeit, sowie für die Entwicklung von Anforderungen für Wartung und Monitoring.

Eine Leistungsnorm für ein Bohrungsbarriere-Element sollte unter anderem folgende Qualitätsmerkmale spezifizieren [1] [3]:

- Funktionalität – was die Ausrüstung leisten muss, um Integrität herzustellen und aufrechtzuerhalten
- Verfügbarkeit – das Ausmaß, in dem die Ausrüstung ihre funktionale Integrität beibehalten kann
- Zuverlässigkeit – die Wahrscheinlichkeit, dass die Ausrüstung bei Aktivierung funktionsfähig ist
- Wechselwirkungen mit und Abhängigkeiten von anderer, für die Funktionalität kritischer Ausrüstung.

2.3. Betriebsgrenzen der Barrieren

Betriebsgrenzen sind Kriterien, um sicherzustellen, dass die Bohrung innerhalb der Auslegungsgrenzen ihrer Barriere-Elemente betrieben wird, die durch die oben beschriebenen Leistungsnormen bestimmt werden. Sie sind Voraussetzung dafür, dass Bohrungsintegrität während des gesamten Lebenszyklus der Bohrung aufrechterhalten werden kann. Die Betriebsgrenzen sind vom Bohrungsbetreiber festzulegen, gemeinsam mit Verfahrensweisen zur Überwachung und Aufzeichnung jedes einzelnen Betriebsgrenzen-Parameters einer Bohrung in den Zeiträumen, in denen die Bohrung in der Herstellung, im Betrieb, eingeschlossen oder stillgelegt ist. Hierzu gehören auch (z. B. im Falle von Ringraumdruck) [1] [3]:

- Festlegung von Schwellenwerten für die Bohrungs-Betriebsgrenzen
- Maßnahmen bei Annäherung an die festgelegten Schwellenwerte
- Erforderliche Maßnahmen bei Überschreitung von Schwellenwerten
- Erforderliche Sicherheitssysteme, die Betriebsgrenzen-Parameter innerhalb der definierten Grenzen halten.

Von besonderer Bedeutung in diesem Kontext ist der höchstzulässige Ringraumkopfdruck (maximum allowable annulus surface pressure, MAASP). Der MAASP ist der höchste Druck am Bohrlochkopf, der für einen Ringraum zulässig ist, ohne die Integrität eines Barriere-Elementes dieses Ringraums zu gefährden.

2.4. Akzeptanzkriterien und Barriere-Nachweis

Der Wirksamkeitsnachweis einer Komponente oder eines Barriere-Elementes ist die Prüfung, ob das Element die für die Komponente definierten Normen erfüllt. Diese werden in Form von Akzeptanzkriterien definiert für z. B. Funktionsprüfung, Dichtheitsprüfung, Lastprüfung und Modellverifizierung, siehe auch Anhang B.

Grundlage der Wirksamkeitsnachweise bilden hierbei die durchgeführten Qualitätskontrollen beim Hersteller, die die Komponente als „fit-for-purpose“ qualifizieren, z. B. Druckteste, Materialteste, Baugruppenteste, sowie definierte Montageanleitungen, die befolgt werden (z. B. Einbauprozedur).

Bei der Funktionsprüfung wird überprüft und das Ergebnis dokumentiert, ob eine Komponente, Element oder System wie spezifiziert funktioniert. Sie besteht für z. B. Absperreinrichtungen, Sicherheitsabschaltsysteme, Alarm- und Messeinrichtungen [1] [3] gewöhnlich aus der Prüfung von

- Funktionsfähigkeit der Armaturen
- Schließ-/Öffnungszeiten der Armaturen
- Umdrehungen des Ventilstellgriffs nach Feststellung von Anfangs- und Endstellung der entsprechenden Armatur
- Antriebsstellweg
- Hydraulische Signatur (Analyse des Steuerleitungs- und des Hydraulikfluid-Ansprechvolumens)

Für Barriere-Elemente sind Kriterien der technischen Dichtheit zu definieren. Ein Barriere-Element gilt als dicht, wenn bei einer Dichtheitsprüfung ein definierter Grenzwert der Leckagerate eingehalten wird [15], siehe auch 3.4.4. Die Grenzwerte gewährleisten die Einhaltung der Schutzziele. Die Dichtheitsanforderungen berücksichtigen:

- Gesetzliche Regeln
- Stoffeigenschaften
- Betriebsbedingungen
- Bohrungstyp, -designmerkmale und Status
- Industrienormen wie API 14b [16], EN ISO 14310 [17], ISO/DIS 16530-1 [1] etc.
- Prüfmedium

Im Betrieb können bestimmte Barriere-Elemente nur durch geeignete Modell- oder Typprüfungen verifiziert werden, da Dichtheitsprüfungen möglicherweise undurchführbar oder nur unter unverhältnismäßig hohem Aufwand umzusetzen sind. In derartigen Fällen können Barriere-Elemente im Rahmen wiederkehrender Prüfungen auf der Basis von Anzeichen für Zustandsverschlechterungen und/oder der Modellierung ihrer Auswirkungen bewertet werden.

2.5. Berichterstattung und Dokumentation

Informationen in Zusammenhang mit der Auslegung, der Herstellung, dem Betrieb, der Wartung und der dauerhaften Verfüllung einer Bohrung sollten während des gesamten Lebenszyklus der Bohrung aufbewahrt werden und verfügbar sein.

PRAKTIKEN: VORHALTEN ALLGEMEINER BOHRUNGSINFORMATION

- Der Betreiber muss Inhalt und Aufbewahrungsdauer vorzuhaltender Bohrungsinformation festlegen (M)
- Die festgelegte Information muss vorgehalten werden und allen maßgeblichen Anwender zugänglich sein (M)
- Für die Überprüfung und Aktualisierung von Daten und Dokumenten müssen dokumentierte Prozesse und Verfahren existieren (M).

PRAKTIKEN: ALLGEMEINE BERICHTERSTATTUNG ZUR INTEGRITÄT VON BOHRUNGEN

Festlegung der über die gesetzlichen und behördlichen Vorschriften hinausgehenden Berichtspflichten (S). Sie können u. a. umfassen (K):

- Routineberichte, herausgegeben in vorgegebener Regelmäßigkeit (z. B. monatlich, vierteljährlich oder jährlich), welche die Tätigkeiten und Problembehandlungen in Zusammenhang mit der Bohrungsintegrität wiedergeben
- Berichte zu definierten Leistungskennzahlen (KPIs)
- Ereignisspezifische Bohrungsintegritätsvorfälle und Untersuchungsberichte

Inhalte von Berichterstattungen und Empfänger sollten festgelegt sein (S). Inhalte können u. a. umfassen (K):

- Bohrungsüberprüfung und integritätsrelevante Änderung oder Verschlechterung bzw. Verbesserung der Bohrung und seiner Komponenten
- Änderungen der ursprünglichen Grenzbedingungen für den Betrieb der Bohrung, z. B. maximal zulässige Ringraum-Kopfdrücke (MAASP)
- Bohrungsbarriere-Zustand, inkl. Verlust von Barriere-Elementen
- Reparaturen an oder Austausch von Bohrungskomponenten und von Barriere-Elementen bis hin zur vollständigen Aufwältigung

Am Ende jeder der in den nachstehenden Abschnitten behandelten Lebenszyklus-Phasen Auslegungsgrundlagen, Auslegung, Herstellung, Betrieb, Aufwältigungen und Arbeiten im Bohrloch sowie Verfüllung einer Bohrung werden umfassende Dokumentationen erstellt. Besondere Beachtung haben hierbei die Phasen bei denen gewöhnlich eine Bohrungsübergabe erfolgt.

PRAKTIKEN: BESONDERE DOKUMENTATIONEN AM ENDE VON LEBENSZYKLUS-PHASEN

- Herstellungsphase zur Betriebsphase: Dokumentation aller einschlägigen Informationen, die für die formelle Übertragung der Verantwortung für die Bohrung und ihren Betrieb vom Bohrbetrieb an den Produktions- oder Speicherbetrieb oder einen anderen Betreiber notwendig sind; Qualitätssicherung und Abnahme, siehe auch 3.3.6 (M).
- Betriebsphase zur Verfüllungsphase: Dokumentation aller für die Planung und die Herstellung eines dauerhaft dichten Bohrungsverschlusses notwendigen Informationen (M).

2.6. Änderungsmanagement

Veränderungen, die an den physischen Barriere-Elementen einer Bohrung vorgenommen werden und/oder Abweichungen von den ursprünglich festgelegten Leistungsnormen oder auch Änderung in der Nutzung einer Bohrung, müssen im Rahmen eines formalen Änderungsprozesses erfolgen. Dafür muss der Betreiber klare Regeln haben (M). Inhalte eines solchen Prozesses sollten u.a. sein:

- Identifizierung einer Änderungsanforderung (M)
- Identifizierung der Auswirkung der Änderung und der zu beteiligenden Betroffenen, insbesondere welche Normen, Verfahren, Arbeitspraktiken, Prozesssysteme, Zeichnungen usw. von der Änderung betroffen wären und wie (S)
- ggf. Durchführung einer Risikoanalyse (S)
- ggf. Vorlage des Änderungsantrages zur Überprüfung und Genehmigung entsprechend dem Zuständigkeitssystem des Bohrungsbetreibers (S)
- Bekanntmachung und Aufzeichnung des genehmigten Änderungsantrages (M)
- Umsetzung des Änderungsantrages wie genehmigt (M).

Wird die Änderungsmaßnahme in ihrer Gültigkeit befristet, wird die zugelassene Änderung am Ende der Gültigkeitsdauer zurückgenommen oder es wird eine Verlängerung beantragt und zur Überprüfung und Genehmigung vorgelegt.

2.7. Ausnahmeregelung für Abweichungen von der Regel

Im Management der Integrität von Bohrungen sind betriebsinterne Ausnahmeregelungen vorgesehen, um Abweichungen von den Anforderungen eines Standards zu behandeln [1] [5] [18]. Dies trifft insbesondere für Bohrungen in der Betriebsphase zu. Gründe für Abweichungen von diesem Leitfaden sind insbesondere:

- Bohrungsherstellung nach einem früheren, abweichenden Standard
- Ereignisse, die zu einer Veränderung der Wirksamkeit von Barriere-Elementen geführt haben.

Die Erteilung einer Ausnahmeregelung erfolgt auf der Basis eines klaren Verständnisses und Bewertung der Abweichung vom Standard, die Kenntnis der Wirksamkeit der vorhandenen Barrieren und des Risikos für den Bohrungsbetrieb.

Die Erteilung erfolgt falls erforderlich unter technischen und zeitlichen Auflagen. Sowohl die Erteilung einer Ausnahmeregelung als auch ihre mögliche Verlängerung muss durch klare Bestimmungen des Betreibers geregelt sein, darin eingeschlossen die interne Autorisierung einer Ausnahmeregelung.

2.7.1. Ausnahmeregelung für Bestandsbohrungen

Dieser Leitfaden definiert den Stand der Technik für Integritätsanforderungen in der Auslegungs- und Herstellungsphase von Neubohrungen. Die Bohrungen, die sich bereits in der Betriebsphase befinden, wurden zum Teil nicht nach diesen Regeln hergestellt. Für diese Bohrungen ist der Nachweis eines sicheren Betriebes notwendig.

PRAKTIKEN: BESTANDSBOHRUNGEN

- Der Bohrungsbetreiber muss für seine Bohrungen Abweichungen in der Herstellung von dem mit diesem Leitfaden definierten Standard (insbesondere bezüglich seiner Barrieren) kennen bzw. diese nach einem zu definierenden Zeitplan erfassen (M)
- Bei Abweichungen vom Standard, muss das Risiko, das von der Bohrung ausgeht, bewertet werden. Dabei müssen die Qualität in der Beschreibung des Integritätszustandes der Bohrungsbarriere-Elemente sowie Erfahrungen beim bisherigen Betrieb der Bohrung berücksichtigt werden (M)
- Der Betreiber ist frei in der Wahl der Methodik, die Risiken zu bewerten (K)
- Basierend auf dem Ergebnis der Risikobewertungen, müssen ggf. erforderliche Maßnahmen festgelegt werden, um einen sicheren Bohrungsbetrieb zu gewährleisten (M)
- Kann ein sicherer Bohrungsbetrieb nicht gewährleistet werden, muss die Bohrung außer Betrieb genommen, gesichert und ggf. verfüllt werden (M)
- Über die Verwendung der Bohrung bis zur Durchführung von ggf. festgelegten Maßnahmen muss zeitnah entschieden werden (M)
- Erforderliche Dokumentationen und Genehmigung der Ausnahme können gemäß unternehmensinterner Vorgaben erfolgen (K).

2.7.2. Ausnahmeregelung bei Veränderungen der Barriere-Elemente

Eine Abweichung von diesem Standard kann sich auch ergeben, wenn es in einer Bohrung zu einer integritätsrelevanten Veränderung eines oder mehrerer Barriere-Elemente kommt.

Veränderungen können direkt im Rahmen wiederkehrender Prüfungen des Zustandes von Barriere-Elementen erkannt werden oder indirekt aufgrund ihrer Auswirkungen, zum Beispiel auf das Ringraumdruckverhalten, Produktionsverhalten (z. B. Gehalt an Korrosionsprodukten in den mitgeförderten Flüssigkeiten), Injektionsverhalten etc. Werden solche Auswirkungen im Betrieb beobachtet, müssen ihre Ursachen untersucht werden, denn sie können Hinweis auf die Veränderung eines oder mehrerer Barriere-Elemente sein.

Vorrangiges Ziel für diese Art der Abweichung sollte es sein, möglichst bald einen standardgerechten Zustand wiederherzustellen. Wann die Herstellung dieses Zustandes erfolgt und wie mit der Bohrung bis zu diesem Zeitpunkt umgegangen werden kann hängt ab vom Risiko, unter Berücksichtigung möglicher Schutzmaßnahmen, um das Risiko zu mindern. Kann ein sicherer Betrieb der Bohrung gewährleistet werden, kann ein Weiterbetrieb der Bohrung bis zur Wiederherstellung des standardgerechten Zustandes, ggf. unter Auflagen, erfolgen.

Ist die (Wieder-)Herstellung eines standardgerechten Bohrungszustandes nicht möglich oder ist sie in hohem Maße unverhältnismäßig zum Gewinn an zusätzlicher Sicherheit, ist im Rahmen einer Risikoanalyse zu prüfen, ob ein sicherer Bohrungsbetrieb unter Anwendung abgeschwächter Leistungsnormen und zusätzlicher Maßnahmen zur Risikominderung gewährleistet werden kann. Änderungen der Leistungsnormen sollten im Rahmen eines Änderungsmanagement Prozesses vorgenommen werden, für den der Bohrungsbetreiber klare Regeln haben sollte, siehe Abschnitt 2.6.

PRAKTIKEN: VERÄNDERUNG EINES BARRIERE-ELEMENTES

- Wird ein integritätsrelevantes Ereignis beobachtet, muss die Ursache untersucht werden (M)
- Liegt die Ursache in der Veränderung eines Barriere-Elementes, muss das Ausmaß festgestellt werden (M)
- Bei Veränderungen eines Barriere-Elementes, die mit diesem Standard nicht vereinbar sind, muss das Risiko aufgrund dieser Barriere-Veränderung unter Berücksichtigung der Wirksamkeit der verbleibenden Barrieren bewertet werden (M)
- Der Betreiber ist frei in der Wahl der Methodik, die Risiken zu bewerten (K)
- Abhängig vom Ergebnis der Risikobewertung müssen ggf. Maßnahmen festgelegt werden, die der vom Standard abweichenden, verminderten Wirksamkeit der Bohrungs-Barriere Rechnung tragen und einen sicheren Bohrungsbetrieb gewährleisten (M)
- Über die Verwendung der Bohrung bis zur Durchführung von ggf. festgelegten Maßnahmen muss zeitnah entschieden werden (M)
- Die Genehmigung der Ausnahme muss dokumentiert werden (M)

3. Empfehlungen zur Sicherstellung der Bohrungsintegrität

Die Umsetzung der in Kapitel 2 beschriebenen Anforderungen erfolgt unter Berücksichtigung der Akzeptanztabellen für die wichtigsten Bohrungsbarriere-Elemente in Anhang B. Ergänzend können die in den nachfolgenden Abschnitten beschriebenen Maßnahmen durchgeführt werden. Der Darstellung von Maßnahmen, die für alle Bohrungstypen gelten, folgen Unterabschnitte mit zusätzlichen Praktiken, die bohrungstypspezifisch sind. Wird ein Bohrungstyp in einem Unterabschnitt nicht behandelt, werden die empfohlenen Maßnahmen durch die für alle Bohrungstypen geltenden Praktiken abgedeckt.

Die in diesem Kapitel aufgeführten Maßnahmen stellen Empfehlungen dar, die nicht auf jedes Bohrungsdesign anwendbar sind. Ein Anspruch auf Vollständigkeit ist bei der Fülle möglicher alternativer Maßnahmen nicht zu erheben.

3.1. Auslegungsgrundlagen

Ziel: Schaffung einer Informationsbasis für die Auslegung der Bohrung bestehend aus Informationen zu den Bedingungen im geologischen Untergrund und an der Oberfläche, sowie zur Bohrung und den erwarteten Betriebsbedingungen.

3.1.1. Auslegungsgrundlagen der Bohrung

Ziel: Festlegung von Bohrungsziel, Bohrungstyp, Lebenserwartung, Förder- oder Injektionsraten und -mengen mit erwarteten Fluidzusammensetzungen sowie möglichen Änderungen im Verlauf des Lebenszyklus, erwartetes open-flow Potential und möglicher Bedarf an Bohrlochbehandlungen.

Die Anforderungen an die Integrität einer Bohrung werden beeinflusst durch das Geschäftsziel der Bohrung und relevante Schutzziele und sind abhängig vom Umfeld insbesondere seiner Nutzungsart sowie den erwarteten Fluid- und Betriebsbedingungen.

Bohrungen werden charakterisiert durch die nachfolgenden Informationen:

PRAKTIKEN: CHARAKTERISIERUNG DER BOHRUNG

- Bohrungstyp
 - Produktions-, Einpress-, Versenk-, Speicher- oder Hilfsbohrung
 - Porenspeicher oder Kavernenbohrung
 - Gas, Öl, Wasser, Sole
 - süß, sauer
 - Druckstufe
 - Temperaturklassen der Übertageausrüstung
- Bohrungsart (vertikal/abgelenkt/horizontal/multilateral)
- Endteufe (Saigerteufe)
- Zielformation (Name und Gesteinsart)
- maximal erwarteter Porendruck und Temperatur der Zielformation
- Fluidströme und Drücke
 - max. und min. erwartete Volumenströme (Mengen pro Zeiteinheit)
 - Fluiddrücke (am Kopf und in Reservoir Teufe)
 - max. und min. erwartete Fluidtemperaturen und Wechselzyklen
 - Fluidmengen
- Fluidsystem
 - Zusammensetzung der erwarteten Fluide
- Bohrungslokation
- erwarteter Test- und Behandlungsbedarf
- Lebensdauer

3.1.2. Auslegungsgrundlagen zum Schutz von Umwelt und Umfeld an der Oberfläche

Ziel: Bereitstellung aller Informationen über Oberflächengefährdungen und erwartete, wechselseitige Auswirkungen zwischen Bohrung und Umfeld, welche Einfluss haben können auf das Integritätsmanagement der Bohrung während ihrer geplanten Lebensdauer.

Die Anforderungen an die Integrität von Bohrungen werden beeinflusst durch Schutzgüter bzw. Schutzziele an der Oberfläche, wie sie z. B. in den in Anhang A enthaltenen Rechtsvorschriften dokumentiert und nach § 48 Abs. 2 BBergG zu berücksichtigen sind. Beispiele für Schutzgüter von Einfluss im Umfeld einer Bohrung sind u.a.:

- Trinkwasser
- Gesundheit/Unversehrtheit Dritter im Betrieb und außerhalb
- Schutzgebiete und geschützte Teile von Natur und Landschaft
- Schutzgebiete für Gewässer
- Kulturgüter
- Nutzung und Bebauung.

Integritätsanforderungen an Bohrungen können sich zum Beispiel auch aus Gefährdungen ergeben, wie:

- Nachbargrubenbaue oder Nachbarbohrungen
- Überschwemmungen
- Kampfmittel
- Bodensenkungen
- Industrietätigkeiten

Die Feststellung von Oberflächengefährdungen kann u.a. durch folgende Praktiken erfolgen:

PRAKTIKEN: CHARAKTERISIERUNG DER OBERFLÄCHENBEDINGUNGEN

- Identifizierung bestehender Schutzgebiete (z. B. Wasserschutzgebiete, Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Biotope, Archäologie etc.) bzw. laufender Planungen
- Identifizierung von Nachbargrubenbauen oder Bohrungen in unmittelbarer Nähe
- Identifizierung von Gewässern und Überschwemmungsgebieten
- Feststellung von Nutzung und Bebauung (z. B. Landwirtschaft, bestehende Infrastruktur, Raumplanung etc.)
- Identifizierung von unterirdischen Leitungen, Kabeln, Funkstrecken, Luftfahrthindernissen etc.
- Feststellung besonderer Risiken wie natürliche Erdbebengefährdung, Kampfmittel, Bodensenkungsgebiete, industrielle und andere besondere Tätigkeiten
- Dokumentation von verfügbaren Daten und Analyseergebnissen.

3.1.3. Auslegungsgrundlagen zum Grundwasserschutz

Ziel: Schaffung einer Informationsbasis über die im Umfeld der Bohrung vorhandenen Grundwasserkörper, deren Nutzungen bzw. Nutzungsmöglichkeiten und ihren Schutzbedarf.

Das Süßwasser in den Grundwasserkörpern muss vor Verunreinigungen und Schadstoffeinträgen geschützt werden. Aufgrund der lithologischen Ausbildung des geologischen Untergrundes reichen die nutzbaren, d.h. nicht versalzten Grundwasserressourcen in dem meisten der für einen Aufschluss durch Tiefbohrungen in Frage kommenden Gebiete Deutschlands in der Regel nur bis in Teufen von ca. 200 m [19].

Zur Charakterisierung von Untersuchungsgebieten bzw. deren potentieller Gefährdung sind folgende Praktiken üblich:

PRAKTIKEN: CHARAKTERISIERUNG VON NUTZWASSERHORIZONTEN

Beschreibung des oberflächennahen Untergrundes mit

- Ermittlung relevanter Grundwasserkörper
- Feststellung der Grundwasserqualität unter Nutzung bereits bestehender Brunnen
- Dokumentation von verfügbaren Daten und Analyseergebnissen

3.1.4. Auslegungsgrundlagen zum Schutz von Deckgebirge / Barriere Formation

Ziel: Charakterisierung des Untergrundes im Hinblick auf zu erwartende Untertage-Gefährdungen insbesondere Gefährdungen gesteinsmechanischer und hydraulischer Art, welche die Bohrungsintegrität während des erwarteten Lebenszyklus der Bohrung beeinflussen.

In den für einen Aufschluss durch Tiefbohrungen in Frage kommenden Gebieten besteht der geologische Untergrund aus einer Wechsellagerung unterschiedlicher geologischer Schichten mit unterschiedlichen hydraulischen und mechanischen Eigenschaften. Viele dieser Schichten bestehen aus standfesten Materialien mit abdichtenden Eigenschaften. Sind diese Schichten ausreichend mächtig, können sie als dichte Barriere-Formationen angesehen werden, wenn sie frei sind von offenen Rissnetzwerken, z. B. entlang von Störungsbahnen und Salzstockflanken.

Die Existenz von offenen Rissnetzwerken kann für plastische Formationen ausgeschlossen werden, z. B. für die unverfestigten Tone des Tertiärs (z. B. Rupelton, Chatt) sowie für Salzschiefer (z. B. im Muschelkalk, im Buntsandstein und insbesondere im Zechstein). Für die Tonsteinformationen unterhalb des Tertiärs und im Cap Rock von Salzstöcken sind Rissnetzwerke, insbesondere entlang von Störungszonen, grundsätzlich möglich. Sie sind abhängig von der tektonischen Situation am Standort. In karbonatischer Fazies können Verkarstungen existieren. Die Plastizität des Gesteinsmaterials und seine Klüftigkeit stellen Gefährdungen für die Bohrungsintegrität dar.

Neben dem aus dem Gewicht des Deckgebirges resultierenden sogenannten Gebirgsdruck sind in manchen Gebieten auch tektonische Spannungen vorhanden, die die Stabilität des Bohrloches beeinflussen können.

Die Fluide im Porenraum der geologischen Schichten stehen unter Druck, dem sogenannten Porendruck. Bei einer Wasserführung des Porenraumes sind hydrostatische Verhältnisse üblich, d.h. der Porendruck in einer bestimmten Teufe entspricht in etwa dem Druck einer für dieses Gebiet repräsentativen (bezogen auf die Dichte) Wassersäule von dieser Teufe bis zur Oberfläche. In tiefer liegenden, älteren Formationen, insbesondere der Trias Nord- und Nordwestdeutschlands, werden dagegen häufig überhydrostatische Verhältnisse beobachtet [20].

Beispiele für Aktivitäten zur Charakterisierung des Deckgebirges sind:

PRAKTIKEN: CHARAKTERISIERUNG DES DECKGEBIRGES

- Beschreibung des strukturellen und lithologischen Aufbaus des Untergrundes (z. B. Kreideschichten, plastische Tone und Salze)
- Identifikation von möglichen Barriere-Schichten, Rissnetzwerken und Verkarstungen
- Identifikation und Bewertung geologischer Störungen und tektonischer Spannungen
- Quantifizierung des Porendruckes über die gesamte Bohrstrecke unter Berücksichtigung auch von Druckabsenkungen durch Förderung

- Beschreibung der erwarteten geochemischen Verhältnisse (H_2S , CO_2) über die gesamte Bohrstrecke
- Identifikation und Bewertung der Gefährdungen von bestehenden offenen, eingeschlossenen und verfüllten Bohrungen und Grubenbauen in unmittelbarer Nähe
- Dokumentation von verfügbaren Daten und Analyseergebnissen

Typische Informationsquellen für eine Charakterisierung sind seismische, magnetische und gravimetrische Informationen sowie Informationen aus Referenzbohrungen wie:

- Schichtenverzeichnisse und Bohrberichte
- Spülproben und Bohrlochmessungen zur Bestimmung von Lithologie und Gesteinseigenschaften
- Spülungsverlust- und Zuflussverhalten (gesamte Bohrstrecke)
- u.U. Image-Logs sowie Mikrowiderstandsmessungen, die Aufschluss über Klüftigkeit geben (in der Regel nur für reservoirnahe Bereiche vorhanden)
- Porendruckmessungen
- Formationsstabilitätsteste (FIT/LOT-Messungen)
- Integritätsprobleme bei anderen Bohrungen in ähnlichem Umfeld sowie
- Studien zu Oberflächen- und Untertagebedingungen (Seismik, geologische Modellierungen, Lagerstättenmodellierungen, Senkungsstudien, Erdbebenhistorie etc.)

Die Informationen sollten verwendet werden, um die Auslegungsgrundlage der Bohrung zu erarbeiten sowie Gefährdungen und die daraus resultierenden Risiken zu identifizieren und zu bewerten.

3.1.5. Auslegungsgrundlagen mit Bezug zur Zielformation

Ziel: Charakterisierung der Zielformation (kohlenwasserstoffführendes Reservoir, Aquifer oder Salzschiefer) im Hinblick auf Inhalt, Bedingungen und Ergiebigkeit sowie bei Kavernen mechanische Integrität sowie dauerhafte Dichtheit der Salzformation für die eingelagerten Medien.

Bohrungen bilden die Verbindung zwischen Erdoberfläche und der Zielformation, aus der produziert und/oder in die injiziert werden soll. Die produzierten und/oder injizierten Fluide stehen von Bohrungsfertigstellung bis zur Bohrungsverfüllung im Kontakt mit der ersten Barriere der Bohrung. Gefährdungen, die sich daraus ergeben können, sind insbesondere

- statische und im Betrieb dynamische Druck- und Temperaturbedingungen, die zu Ballooning/De-Ballooning, Längungen und Kürzungen führen können
- Fluide, die zu Korrosion oder Ablagerungen führen können
- flussinduzierte Belastungen, die zu Erosion (und Turbulenzen) führen können.

Beispiele für Aktivitäten zur Charakterisierung der Zielformation sind:

PRAKTIKEN: CHARAKTERISIERUNG DER ZIELFORMATION

- Charakterisierung des Reservoirs auf der Basis von Informationen aus Seismik und Referenzbohrungen
- Beschreibung von Reservoir-Inhalt und -Bedingungen, insbesondere Druck und Temperatur
- Beschreibung der erwarteten Produktivität/Injektivität und daraus abgeleitet erwarteter Betriebsbedingungen über die Lebensdauer der Bohrung

3.1.6. Dokumentation der Auslegungsgrundlagen

Die in dieser Lebenszyklusphase einer Bohrung gewonnenen Kenntnisse bilden die Auslegungsgrundlage und sind in einem Auslegungsgrundlagendokument (Basis of Design [1]) zu dokumentieren.

PRAKTIKEN: ARBEITSERGEBNISSE UND MÖGLICHE INHALTE DES AUSLEGUNGSGRUNDLAGEN-DOKUMENTS

- Dokumentation der allgemeinen Angaben zur Bohrung (Landepunkt, Teufe, etc.)
- Dokumentation von Geschäftszielen und Lebenszyklus (Nutzungsstrategie, ggf. erforderliche Förder-/Injektionssysteme, Förderung und/oder Injektion und Aktivitäten während der Bohrungslebensdauer)
- Dokumentation der Umfeld Charakterisierung, die ein Ableiten der Gefährdungen erlaubt (Porendruck, Frackdruck, besondere Korrosionsrisiken etc.) und auf Basis der Gefährdungen und des geplanten Betriebes der Bohrung (Zufluss aus dem Reservoir in das Bohrloch und Ausfluss aus der Bohrung etc.) ein Ableitung der Anforderungen an den Bohrungsdesign
- Dokumentation des Bedarfs an weiterer Datengewinnung während der Herstellungsphase (z. B. Daten zur Herstellung jedes Bohrlochabschnittes, Messungen zur Zementbewertung, Formationsdruckteste, Sättigungsmessungen etc.) und der Betriebsphase (Datenerfassung zur Beurteilung der Barriere-Wirksamkeit, um daraus abzuleiten ob z. B. Druckmessgeräte im Bohrloch, Kontrollmessfühler usw. als Teil der Bohrungsauslegung vorzusehen sind) Qualitätssicherung und funktionsübergreifende Abnahme.

3.1.7. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegungsgrundlagen von Einpress- und Versenkbohrungen, sowie geothermisch genutzter Injektionsbohrungen

PRAKTIKEN: UNTERGRUND-CHARAKTERISIERUNG FÜR EINPRESS- UND VERSENKBOHRUNGEN

- Bestimmung des Frack-Initiierungsdruckes (break down pressure) der Barriere- Formation bzw. aus Formations- oder Leak-off Testen oder adäquaten Berechnungsverfahren abgeleitete Untergrenzen dieses Druckes als Basis für die Festlegung von Injektionsdrücken, mit denen die Integrität der Barriere-Horizonte nicht gefährdet wird
- Prüfung der Kompatibilität von zur Versenkung bzw. zum Einpressen vorgesehenen Fluiden mit den entsprechenden geologischen Horizonten
- Für Versenkbohrungen: Bestimmung des maximal zulässigen Injektionsvolumens

3.1.8. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegungsgrundlagen von Porenspeicher-Bohrungen

PRAKTIKEN: UNTERGRUND-CHARAKTERISIERUNG FÜR PORENSPEICHER-BOHRUNGEN

- Für Speicher in Aquiferen, Beschreibung der ersten Barrierschicht über der Speicher-Formation und Bewertung ihrer Abdichtung.

3.1.9. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegungsgrundlagen von Kavernen-Bohrungen

PRAKTIKEN: OBERFLÄCHEN- UND UNTERGRUND CHARAKTERISIERUNG FÜR KAVERNEN-BOHRUNGEN

- Feststellung der Topographie durch eine Null-Messung, z. B. durch Nivellierung oder vergleichbares Verfahren
- Detaillierte Beschreibung des Deckgebirges und Bewertung seiner Bohrbarkeitseigenschaften
- Bestimmung der Geometrie des Salzkörpers durch z. B. seismische, gravimetrische und Georadar Messungen, um die Lage der geplanten Kaverne (z. B. zum Rand) planen und bewerten zu können
- Bestimmung der Struktur des Salzkörpers im Zielbereich und seiner Zusammensetzung auf der Basis von Kernmaterial und Bohrlochmessungen für nicht-gekernte Bereiche aus Referenz- oder Explorationsbohrungen zur Datengewinnung
- Messung der Deckgebirgsdichte oder in situ Gebirgsdruckmessungen
- Feststellung der Gebirgseigenschaften und Materialkennwerte des Salzes
- Durchführung von Laboruntersuchungen zur Bestimmung der mineralogischen Zusammensetzung, der Stratigraphie und der Löslichkeitseigenschaften des Salzes
- Auswertung aller verfügbaren Daten und Analyseergebnisse und Durchführung numerischer Berechnungen im Rahmen der Festlegung von Bohrungslokation und Kavernen-Dimensionierung (Höhe und Durchmesser, Pfeiler etc.)
- Abschließende geologisch-gebirgsmechanische Bewertung zur Feststellung der Eignung des Salzkörpers zum Bau von Kavernen für die Salzgewinnung und/oder die Speicherung.

3.2. Auslegung

Ziel: Entwicklung eines Bohrungsdesigns, das den Geschäftszielen der Bohrung entspricht, und mit Hilfe von Barriere-Elementen das Erreichen der Schutzziele gewährleistet.

Um das Ziel zu erreichen ist erforderlich, dass die Barriere-Elemente über alle Lebenszyklus-Phasen hinweg den Fluss von Fluiden auf das innere der verrohrten Bohrung beschränken und einen Fluidaustausch zwischen unterschiedlichen Gesteinsschichten verhindern.

Basis der Auslegungsphase einer Bohrung sind die Dokumentationen der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Auslegungsgrundlagen mit den nachfolgend beschriebenen Gefährdungen für die Bohrungsintegrität.

3.2.1. Gefährdungen

Ziel: Identifikation und Bewertung aller Gefährdungen für die Bohrungsintegrität als Basis für eine risikorechte Auslegung der Bohrungsbarriere-Elemente.

Typische Bedingungen für die unterschiedenen Bohrungstypen sind in Tabelle 1 wiedergegeben. Aus den Merkmalen ergeben sich potentielle Schadensquellen/ Gefährdungen.

PRAKTIKEN: QUANTIFIZIERUNG DER GEFÄHRDUNGEN

- Porendruck-Analyse (inkl. Shallow Gas Analyse)
- Formationsstabilitätsanalyse inkl. Analyse potentiell konvergierender Formationen sowie tektonische Spannungen
- Formationsfestigkeitsanalyse auf Basis von Modellen und Drucktesten, z. B. FIT, LOT, XLOT zur Bestimmung des Frack-Initiierungsdruckes (break down pressure) bzw. abgeleitete Untergrenzen dieses Druckes
- Lastfallanalysen für hydraulische, mechanische und thermische Belastungen
 - Innen- und Außendruck

- Zug, Druck, Torsion und Biegung
- Temperatur
- Ermüdungslasten aufgrund von Wechselbeanspruchungen (Druck, Temperatur, Biegemoment)
- Hydratbildung
- Detaillierung der chemischen Belastungen
 - Korrosion
 - Ablagerungen (organisch, mineralisch, radioaktiv, Quecksilber)
- Detaillierung externer Gefährdungen und von Umweltgefährdungen, z. B.
 - Außenkorrosion tragender Komponenten aufgrund atmosphärischer Einflüsse
 - Außenkorrosion der Futterrohre aufgrund korrosiver Grundwasserleiter
 - Ermüdung tragender Komponenten aufgrund mechanischer Wechselbeanspruchungen
 - Einwirkung äußerer Lasten aufgrund von seismischen Aktivitäten oder Bewegung von geologischen Störungen
 - Lasten aufgrund von Kompaktion/Senkung, wenn zu erwarten
 - Mechanische Beschädigung aufgrund von Kollision (z. B. Fahrzeuge)

3.2.2. Barrieren und Barriere-Elemente in der Auslegungsphase

Ziel: Bestimmung von Barrieren und Barriere-Elementen, die Gefährdungen beherrschen bzw. Risiken auf ein akzeptables Maß reduzieren.

Die Ergebnisse der Quantifizierungen unter 3.2.1 liefern Informationen zur Bestimmung von Leistungsnormen für die Elemente der Barrieren, insbesondere zur Bestimmung ihrer Funktionalität, d.h. was sie leisten müssen, um Integrität herzustellen und aufrechtzuerhalten bzw. Risiken auf ein akzeptables Maß zu reduzieren [12].

Typische Barriere-Elemente sind in Tabelle 2 aufgelistet.

3.2.3. Leistungsnormen und Nachweise der Norm-Erfüllung in der Auslegungsphase

Ziel: Festlegung von Leistungsnormen, bestehend insbesondere aus Funktions- und Abnahmeanforderungen für die Qualifizierung von Ausrüstung und Komponenten der Bohrungsbarriere-Elemente, die im Bohrungsherstellungsprozess eingebaut werden.

Bohrungsbarrieren und die in ihnen eingesetzten Elemente müssen den Belastungen während der Lebensdauer einer Bohrung standhalten, die in 3.2.1 quantifiziert wurden. Der hierfür notwendige Auslegungs- und Auswahlprozess wird durch Leistungsnormen spezifiziert.

PRAKTIKEN: LEISTUNGSNORMEN

- Festlegen der Qualifizierungsanforderungen für Bohrkomponten (z.B. Nenndrücke, Werkstoffe, etc.)
- Bestimmung der Auswahlprozesse für Elemente und Komponenten
- Bestimmung von Kriterien für z.B.
 - Qualifizierungsprüfungen (z.B. Kontrollen beim Hersteller, Kontrolle der Futterrohrverschraubungen, Zementation, etc.)
 - Korrosions- und Erosionsbeständigkeit von Werkstoffen

- Funktionsanforderungen
- Anforderungen der Prüfbarkeit
- Berücksichtigung der Anforderungen für Bohrlochkopf-Komponenten nach API Spec. 6A
- Besondere Korrosionsschutzerfordernisse.

3.2.4. Betriebsgrenzen in der Auslegungsphase

Ziel: Festlegung von Betriebsgrenzen für einen Betrieb innerhalb der Auslegungsgrenzen der Barriere-Elemente.

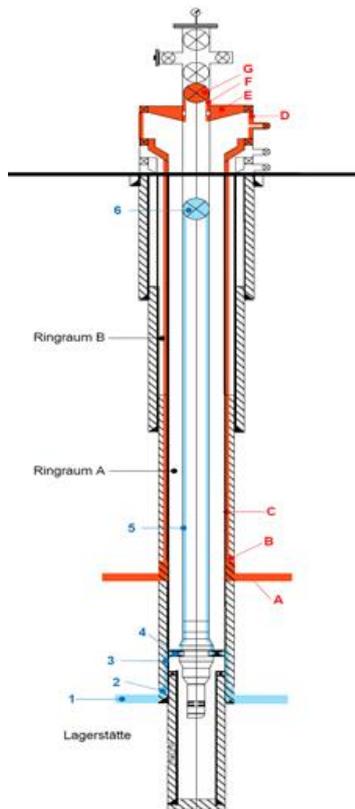
Um Übereinstimmung mit allen Komponentenspezifikationen, einschließlich der jeweils zutreffenden Auslegungs- oder Sicherheitsbeiwerte und Leistungsnormen, sicherzustellen, werden Bohrungs-Betriebsgrenzen festgelegt. Mit der Festlegung von Höchst- und Mindestwerten für die zulässigen Betriebsparameter wird die Voraussetzung geschaffen, die Bohrung innerhalb der Auslegungsgrenzen ihrer Barriere-Elemente zu betreiben.

PRAKTIKEN: BOHRUNGSBETRIEBSGRENZEN

- Festlegung der Betriebsparameter mit Betriebsgrenzen unter Berücksichtigung von Anfahr- und Abfahrvorgängen
- Festlegung der Betriebsgrenzen mit Höchst- und Mindestwerte für zulässige Betriebsparameter relevanter Größen im Einklang mit gesetzlichen und behördlichen Vorgaben von z. B.
 - Förder-/Injektionsdrücke und Ringraumdrücke
 - Förder-/Injektionsraten für Öl/Gas/Wasser und ihre erwarteten Anteile
 - Zusammensetzung der geförderten Fluide, z. B. H₂S, CO₂, Sand usw.
 - Zusammensetzung der injizierten Fluide mit Bestimmung möglicher Gefährdungspotentiale für die Bohrungsintegrität
 - Korrosionsraten
 - Wanddicken von Steigrohr und Futterrohr
 - kathodisches Schutzsystem

Die Qualitätssicherungs-/Qualitätskontroll-Anforderungen für die unterschiedlichen Bohrungskomponenten, Ausrüstungen oder Prozesse sollten das für die Bohrung identifizierte Gefährdungspotential widerspiegeln. Besondere Anforderungen gelten für Notabschaltungs-Systeme (Emergency Shut-Down Systeme, ESD), z. B. automatische Absperreinrichtungen wie UTSV und hydraulisch angesteuerten Absperrarmaturen.

Die Leistungsnormen bilden die Basis für die Definition von Kriterien für die Akzeptanz der Bohrungsbarriere-Elemente als wirksame Barriere-Elemente. Entsprechend dieser Akzeptanzkriterien wird der Erstnachweis der Wirksamkeit der Barriere-Elemente nach Herstellung geführt, siehe auch Anhang B Akzeptanztabellen und Abbildung 4.



Barrieren	Bohrungsstatus Eingeschlossen		
Barriere Element	Code	Erstnachweis Beispiel	Monitoring
Primäre Barriere			
Barriereformation	1	- FIT	- N/A nach initialer Prüfung
Zementintervall Produktionsrohrtour	2	- 50m Nachweis durch Verdrängungsberechnung	- Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	3	- Drucktest - Verschraubdiagramme	- Überwachung Ringraum B
Produktionspacker	4	- Drucktest	- Überwachung Ringraum A
Steigrohr	5	- Drucktest - Verschraubdiagramme	- Überwachung Ringraum A
UTSV	6	- Drucktest	- Periodischer Drucktest
Sekundäre Barriere			
Barriere Formation	A	- Geologisches Modell	- N/A nach initialer Prüfung
Zementintervall Produktionsrohrtour	B	- 30m Nachweis durch Messung	- Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	C	- Drucktest - Verschraubdiagramme	- Überwachung Ringraum B
Bohrlochkopf	D	- Drucktest	- Überwachung Ringräume - Visuelle Kontrolle
Steigrohrhänger	E	- Drucktest	- Überwachung Ringraum A
E-Kreuz Körper	F	- Drucktest	- Periodischer Drucktest
Unterer Hauptschieber	G	- Drucktest	- Periodischer Dichtigkeitstest
<i>Details siehe Akzeptanztabellen</i>			

Abbildung 4: Beispiel eines Bohrungsbarriere-Diagramms mit Prüfnachweisen

Beispiele von Barriere-Schemata für weitere Bohrungstypen finden sich in Anhang C.

Leistungsnormen und Akzeptanzkriterien bilden auch die Basis für den Nachweis der fortgesetzten Wirksamkeit der Barriere-Elemente in den nachfolgenden Lebenszyklus-Phasen der Bohrung durch Prüf- und Überwachungs-Maßnahmen. Für die Durchführung dieser Maßnahmen ist in der Regel Ausrüstung erforderlich, deren Notwendigkeit und Installationsverfahren im Bohrprogramm beschrieben werden sollten.

PRAKTIKEN: PLANUNG DER AUSRÜSTUNG FÜR MONITORING UND ÜBERWACHUNG

- Identifizierung und Berücksichtigung der Anforderung, die aus notwendigen Monitoring- und Überwachungsmaßnahmen resultieren, z. B.
 - Monitoring-Systeme für den Ringraumdruck
 - Monitoring Systeme für auftretende Kräfte bzw. teufenbasierte Parameter
 - Zugang zum Bohrloch für künftige Überwachungsmaßnahmen
 - Messeinrichtungen im/am Bohrloch

3.2.5. Bohrungsauslegung allgemein

Ziel: Spezifikation der Auslegung der Bohrung und ihrer Barrieren und Barriere-Elemente, die die Gefährdungen beherrschen bzw. auf ein akzeptables Maß reduzieren und die Dokumentation der Auslegung in einem entsprechenden Planungsdokument.

In Kenntnis der Leistungsnormen und unter Berücksichtigung der Ausführungen unter 3.2.1 werden in der Auslegungsphase die spezifischen Vorschriften für die Bohrungsherstellung entwickelt, darin eingeschlossen der Einbau und die Verifizierung der Bohrungsbarrieren, und das Ergebnis in einem Planungsdokument zur Bohrung dokumentiert.

PRAKTIKEN: BOHRPFAD

- Festlegung eines Bohrpfades, der erkennbare Risiken mindert oder vermeidet, z. B. lokale Zonen tektonischer Spannungen, Bohrungskollision bei Cluster-Bohrungen etc.
- Beachtung von Anforderungen an eine ggf. notwendige Vertikalität

3.2.6. Spülungsprogramm

Ziel: Festlegungen zum Spülungsprogramm mit dem Ziel, Zuflüsse in das Bohrloch und Verluste aus dem Bohrloch zu verhindern bzw. zu minimieren, sowie die Herstellung eines Bohrloches für den erfolgreichen Futterrohreinbau und dessen Zementation zu ermöglichen.

Die Herstellung einer Tiefbohrung erfolgt üblicherweise mittels umlaufender Bohrspülung. Die Spülung verhindert durch ihre Dichte, rheologischen und physikochemischen Eigenschaften Zuflüsse in das Bohrloch, Verluste aus dem Bohrloch ins Gebirge, massive Bohrlochwandausbrüche und ermöglicht einen optimalen Bohrkleinaustrag.

Die wichtigsten Praktiken bei der Spezifizierung des Spülungsprogramms sind nachfolgend aufgelistet, in größerem Detail sind sie in der BVEG Technischen Regel Bohrlochkontrolle [11] dokumentiert.

PRAKTIKEN: SPÜLUNGSPROGRAMM

- Wahl eines Spülungsprogramms, das während der Herstellung der Bohrung Zuflüsse in das Bohrloch und Verluste aus dem Bohrloch verhindert bzw. minimiert
 - Ermittlung der notwendigen/zulässigen Dichtebereiche der Spülung auf der Basis von Informationen aus Referenzbohrungen und/oder mit Prognosemethoden zur Porendruck- (siehe auch TAMU-PEMEX [21]) und Frackdruck-Bestimmung (z. B. Hubbert & Willis, Matthews & Kelly, Ben Eaton [22], Hou [23])
 - Berücksichtigung von dynamischen Druckbeanspruchungen, die während der unterschiedlichen bohrtechnischen Arbeiten entstehen, durch entsprechende Sicherheitsauf- bzw. abschläge zum ermittelten notwendigen/zulässigen Dichtebereich (ECD – Equivalent Circulation Density)
- Wahl eines Spülungsprogramms, das Bohrkleinaustrag und Formationsstabilität gewährleistet
 - Festlegung der Dichte (Bohrlochinnendruck), um die Bohrlochwand über den Filterkuchen mechanisch zu stützen. Einstellung physikochemischer Eigenschaften der Spülung, um Festigkeitsverluste der durchteuften Gesteine (z. B. Tonsteine) zu verhindern
 - Festlegung der rheologischen Eigenschaften der Bohrspülung, im Zusammenhang mit den angestrebten Bohrparametern, um das erbohrte Bohrklein optimal austragen bzw. bei Pumpenstillstand in Schwebelage halten zu können
- Wahl eines Spülungsprogramms, das das Wasser der oberflächennahen (Nutz-) Wasserhorizonte schützt
- Berücksichtigung der maximal zu erwartenden Temperatur

3.2.7. Verrohrungsprogramm

Ziel: Zusammen mit der Zementation, Stabilisierung des Bohrlochs und Verhinderung einer Migration von Fluiden hinter den Rohren zwischen geologischen Schichten.

Die Herstellung einer Bohrung besteht aus mehreren Zyklen von Bohren-Verrohren-Rohre zementieren. Die Verrohrung zusammen mit der Zementation bildet die Abdichtung des Bohrlochinneren zum Gebirge,

trennt geologische Formationen mit unterschiedlichen Porendrücken und schützt so auch die oberflächennahen Grundwasserhorizonte. Um diese Aufgaben zu erfüllen müssen Verrohrung und Zementation im Verbund den Belastungen während der Lebensdauer der Bohrung standhalten.

Für die Spezifikation des Verrohrungsprogramms gelten die folgenden Praktiken.

PRAKTIKEN: VERROHRUNGSDESIGN/VERROHRUNGSPROGRAMM

- Wahl eines Verrohrungsprogramms, das unter den am Standort gegebenen geologischen und technischen Bedingungen Gewähr bietet für eine sichere Herstellung und einen sicheren Betrieb der Bohrung
 - Anzahl der Rohrtouren in Abhängigkeit von den geologischen Gegebenheiten (Spülungsfenster)
 - Futterrohrdurchmesser in Abhängigkeit vom Geschäftsziel der Bohrung
 - Absetzen des Standrohres in einem geeigneten und tragfähigen Gestein oder nach Erreichen eines vorgegebenen Energiewertes zum Einrammen, um einen ersten Spülungskreislauf ohne Unterspülen der Bohranlage herstellen zu können. Ggf. bohren/zementieren des Standrohres, wenn zum Abdecken der oberflächennahen Grundwasserschichten größere Teufen erreicht werden sollen
 - Absetzen der Ankerrohrtour unterhalb der oberflächennahen Nutzwasserhorizonte in einer standfesten, integren Formation
 - Wahl der Absetzteufen der nachfolgenden Rohrtouren unter Berücksichtigung der Gebirgsfestigkeit und der erwarteten Drücke am Rohrschuh bei der Vertiefung des Bohrlochs, die ein Aufbrechen des Gebirges vermeiden, z. B. wenn ein unerwarteter Zufluss von Formationsfluiden stattfindet, der auszirkuliert werden muss
- Auslegung der Futterrohre, die den Belastungen während der Lebensdauer der Bohrung standhalten
 - Auslegung nach BVEG Regeln für axiale sowie Außendruck- und Innendruckbelastungen entsprechend den erwarteten Drücken unter Berücksichtigung der Festigkeitswerte, berechnet nach API Bul 5CT/ISO 11960 [24] oder wie vom Rohrhersteller angegeben
 - Quantitative Überprüfung der Rohrdimensionierungen durch Benutzung von akzeptierten und in technischen Regelwerken dokumentierten Rechenmethoden (insbesondere für Bereiche konvergierender Salze)
 - Berücksichtigung der Untertage-Umgebungstemperatur für die Minderung der Streckgrenze (sog. Warmstreckgrenze)
 - Für abgelenkte und horizontale Bohrungen, Berücksichtigung von Biegebelastungen während des Einbaus, insbesondere bei verschweißten Rohrtouren (zur Vermeidung von Winkelfehlern in der Rohrachse)
 - Auslegung des Rohrmaterials für eventuell auftretende korrosive Fluide
 - Wahl von Verbindertyp oder Fügetechnik (abhängig von den Dichtheitsanforderungen).

3.2.8. Zementationsprogramm

Ziel: Zusammen mit der Verrohrung, Stabilisierung des Bohrlochs und Verhinderung einer Migration von Fluiden zwischen geologischen Schichten.

PRAKTIKEN: ZEMENTATIONSPROGRAMM

Für die Spezifikation des Zementationsprogramms gelten die folgenden Praktiken:

- Wahl einer geeigneten Zementation, die zusammen mit der Verrohrung den Belastungen während der Lebensdauer der Bohrung standhält.

- Untersuchung von Referenzbohrungen auf Zementationsprobleme.
- Planung der Ankerrohrtour-Zementation bis zu Tage.
- Planung der Zementation von Zwischenrohrtour und Produktionsrohrtour – abhängig von den technischen und geologischen Gegebenheiten – bis zu einer planmäßig festgelegten Teufe, um definierte Schutzziele zu erreichen. Grundsätzlich: Mindestens 100 m MD über Futterrohrschuh. Reicht die Rohrtour durch eine Zuflusszone, Zementation von mindestens 200 m MD über diese Zone. Kann diese Bedingung für einen Produktionsliner nicht erfüllt werden, kann die zementierte Länge mit der vorangegangenen Zementationslänge zusammengefasst werden, um 200 m MD zu erreichen.
- Zentrierung, um die Ausbildung eines möglichst gleichmäßigen Zementmantels um die eingebauten Rohre im Bereich der zu zementierenden Bohrlochstrecken zu erreichen (möglichst großes „Stand-off Ratio“).
- Planung von Zementgüten/-dichten auf der Basis von Poren- und Frackdruck-Prognosen sowie erwartetem Druck, Temperatur und mechanischen und chemischen Belastungen und Wechselbelastungen.
- Beschränkung von Zusätzen für die Zementation der Rohrtouren, die mit oberflächennahen Nutzwasserhorizonten in Kontakt stehen, auf Substanzen für die Unbedenklichkeitsbescheinigungen vorliegen.
- Abstimmung der Dichten und der rheologischen Eigenschaften der Spülung, der Zementbrühe und des Trennfluids zwischen Spülung und Zementbrühe, sodass eine maximale Spülungsverdrängung durch Trennfluid und Zementbrühe erreicht wird.
- Auslegung der Abbindezeit (Versteifungszeit) der Zementbrühe unter Berücksichtigung der realen Bohrlochtemperatur.
- Nachweis der gewünschten Eigenschaften der Zementrezeptur durch Laboruntersuchung.
- Berücksichtigung des Einbaus von permanenten Monitoringsystemen.

3.2.9. Programm für Bohrlochkopf und Eruptionskreuz

Ziel: Tragfähige Abhängung der einzelnen Rohrtouren mit dichtem Abschluss des Ringraumes der jeweils vorhergehenden Rohrtour und Vorrichtungen zum Anschluss von Messeinrichtungen zur Ringraumdruck-Beobachtung sowie Abschluss der Steigrohrtour durch das Eruptionskreuz mit den Absperreinrichtungen.

Der Bohrlochkopf dient der mechanischen Verankerung der Rohrtouren an ihrem oberen Ende, dichtet den Ringraum zwischen den verankerten Rohrtouren ab und erlaubt die Kontrolle und Steuerung des Druckes in den genannten Ringräumen. Während der Bohrungsherstellung dient er als Montageplattform für die Bohrlochpreventer, während der Förderung ggf. auch als Montageplattform für den Steigrohrhänger (Ausnahme: ältere Bestandbohrungen Öl) und das Eruptionskreuz. Die Montage des Bohrlochkopfes erfolgt stufenweise mit dem Einbau der verschiedenen Rohrtouren, beginnend mit dem Einbau und der Zementation der Ankerrohrtour.

Bohrlochkopf und Eruptionskreuz bilden den Abschluss der Bohrung an der Oberfläche. Sie müssen technisch dicht sein und den Belastungen während der Lebensdauer der Bohrung standhalten, um einen Austritt von Fluiden aus dem Bohrloch in die Umwelt zu vermeiden. In der BVOT wird der Begriff Bohrlochkopf

verwendet, um den Bohrlochkopf wie hier definiert zu bezeichnen und die an ihm befindlichen Absperrrichtungen, die hier als Eruptionskreuz bezeichnet werden sofern sich diese oberhalb der Verflanschung befinden. Die BVOT verwendet der Begriff Eruptionskreuz nicht.

Für die Spezifikation von Bohrlochkopf und Eruptionskreuz gelten die folgenden Praktiken:

PRAKTIKEN: BOHRLOCHKOPF UND ERUPTIONSKREUZ AUSLEGUNG

Spezifikation des Bohrlochkopfes entsprechend den erwarteten Betriebsbedingungen und Belastungen

- Festlegung der Druckstufen abhängig von den erwarteten maximalen Belastungen unter Berücksichtigung der Temperatur. Bei erwartetem Überschreiten des Auslegungsdruckes im Rahmen von Behandlungsmaßnahmen ggf. Planung für zusätzliche temporäre Einbauten zur Sicherstellung der Integrität.
- Festlegung der Temperatur Klassen abhängig von den erwarteten Temperaturbedingungen, bei Clusterbohrungen unter Berücksichtigung möglicher Störfälle (Feuer).
- Festlegung der Materialauswahl abhängig vom durchströmenden Medium.
- Festlegung der Abdichtungen der Rohrtouren gegeneinander.
- Festlegung der Zugänge zu den einzelnen Ringräumen zum Anschluss von Messeinrichtungen, mit denen der Druck in den Ringräumen zwischen den fest eingebauten Rohrtouren beobachtet werden kann.

Spezifikation des Eruptionskreuzes mit Absperrrichtungen entsprechend der erwarteten Betriebsbedingungen und Belastungen, z. B.

- Festlegung der Anzahl der Absperrrichtungen
- Festlegung der Druckstufen abhängig von den erwarteten maximalen Belastungen
- Festlegung der Temperaturklassen abhängig von den erwarteten Temperaturbedingungen, bei Cluster-Bohrungen unter Berücksichtigung möglicher Störfälle (Feuer)
- Festlegung von Materialklassen und Werkstoffen abhängig vom durchströmenden Medium
- Festlegung von Innendurchmesser und Druckstufe der Absperrrichtungen und bei betätigten Absperrrichtungen Festlegung ihres Antriebes.

3.2.10. Komplettierungsprogramm

Ziel: Schaffung eines Fließweges für Reservoir/Speicher Fluide bis zu Tage bzw. von Injektionsfluiden in das Reservoir/den Speicher. Bei Packer-Komplettierung auch Schutz der Verrohrung.

Vor Aufnahme ihres bestimmungsgemäßen Betriebes werden Bohrungen „komplettiert“. Die Komplettierung erfolgt, wenn der Bohrprozess abgeschlossen ist. Im Rahmen der Komplettierung werden in der Regel nach Verrohrung und Zementation des Zielhorizontes durch die letzte Rohrtour

- die Steigrohrtour in das Bohrloch eingebracht und ggf. mit einem Produktionspacker in der Produktionsrohrtour abgedichtet und verankert
- spezielle, von der betrieblichen Nutzung abhängige Komponenten eingebaut
- das Eruptionskreuz montiert

Hierzu sind folgende Praktiken üblich:

PRAKTIKEN: KOMPLETTIERUNGSPROGRAMM

Bei Packer-Komplettierungen: Beschreibung der erwarteten Betriebszustände und Berechnung der Triaxial-, Kollaps-, Berst- und Axialbeanspruchungen des Steigrohrstranges mittels analytischer Berechnungsverfahren bzw. geeigneter Software und Übertragung der Belastungen auf den Produktionspacker zur Auswahl

Spezifikation der Steigrohrtour insbesondere:

- Material, abhängig von den mechanischen und chemischen Belastungen ausgelöst insbesondere durch Druck und Temperatur und Änderungen davon sowie erwartete Fluide, mit denen sie in Kontakt kommen/können unter Berücksichtigung erschwerender z. B. strömungsmechanischer Bedingungen, wie z. B. Änderungen des Innendurchmessers
- Geometrie (Durchmesser und Wanddicke), abhängig vom Geschäftsziel der Bohrung und den produktions-technischen Bedingungen
- Teufen (TVD und MD)
- Auswahl der Steigrohr-Verbindungen in Abhängigkeit von den mechanischen Belastungen und Anforderungen zur Dichtheit
- bei verschraubten Rohren: Spezifikation der Verbinder unter Berücksichtigung der Vorgaben für API und Non-API Verbinder
- bei verschweißten Rohren: Spezifikation der Fügtechnik

Spezifikation von geplanten Spezialelementen für die erwarteten Betriebszustände und Fluide, z. B.

- Landennippel, z. B. in Oberflächennähe zum Setzen von Sicherheitsventilen und unterhalb des Packers zum Setzen von Stopfen und Messgeräten
- Ausführung von Übergängen im Steigrohr, die Turbulenzen minimieren
- Side Pocket Mandrels bei Injektionsbedarf in den Strang
- ggf. Durchführung von Injektionsleitungen durch Produktionspacker
- chemische Injektionsleitungen/-systeme (CIL) zur Dosierung von z. B. Korrosions- und Scale-Inhibitoren
- ggf. Planung von Maßnahmen zur Beherrschung produktionstechnischer Probleme, z. B. Sandproduktion
 - Planung geeigneter Filter
 - Gravel Pack
- ggf. Planung von Maßnahmen zur Beherrschung besonderer Korrosionsrisiken
 - Inhibierung
 - kathodischer Korrosionsschutz
 - lokaler Korrosionsschutz

Zusammenführen der Spezifikationen in einem Design, das Bohrungsintegrität während aller vorhergesehenen Lebenszyklus-Phasen gewährleistet, darin eingeschlossen die Workoverphase mit einem möglichen Ausbau der Komplettierung.

3.2.11. Dokumentation der Auslegung

Die Dokumentation der vorgenannten Arbeiten erfolgt in Planungsdokumenten (z. B. Bohrprogramm, Komplettierungsprogramm, etc.). Die Dokumentationen sollten u. a. Folgendes umfassen:

PRAKTIKEN: ARBEITSERGEBNISSE UND MÖGLICHE INHALTE DER PLANUNGSDOKUMENTE AM ENDE DER BOHRUNGS-AUSLEGUNGSPHASE

Dokumentation zur geplanten Bohrung, z. B.:

- Porendruckdiagramm und geologische Angaben
- Betriebsweise
- Darstellung der geplanten Bohrungssituation, inkl. von z. B. Futterrohrtour-Absetzteufen und festgelegten Teufen für Packer, SPMs, UTSVs und sämtliche sonstige Einrichtungen
- Spezifikationen der Bohrungsausrüstung inkl. Bohrlochzement und Zementation
- Bohrungsbarriere-Pläne, einschließlich Bohrungsbarriere-Schema, siehe Abbildung 4
- Geplante Bohrungs-Betriebsgrenzen
- Leistungsnormen für die Auslegung, einschließlich Verifizierungsanforderungen
- Notwendige Spezifikationen für Überwachung und Monitoring

3.2.12. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Erdgasbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Erdgasbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON ERDGASBOHRUNGEN

Große Teufe

- Bei Einbau eines Produktionsliners, vollständige Zementierung
- Alternativ: openhole Komplettierung, ggf. mit Einbau von vorgebohrten bzw. vorgeschlitzten Rohren.

Produktionsmedium Gas

- Auslegung von Produktionsrohrtour und Steigrohr mit gasdichten Verbindungen mit Metall auf Metall Dichtung (sog. Premium-Verbinder) mit protokollierter, drehmomentkontrollierter Verschraubung (z. B. Torque-Turn-Diagramm)
- Für Rohrtouren unter extremen Belastungen: ggf. Anpassung der Zementstein-Eigenschaften, um die Bildung von Rissen im Zementmantel im Zuge von hohen Wechselbelastungen zu verhindern
- Komplettierungsplanung mit einem Produktionspacker zur festen Verankerung des Steigrohrstranges und Bildung eines Ringraumes zwischen Steigrohr und Produktionsrohrtour
- Auslegung von Packer und Steigrohrtour für die erwarteten Lagerstättenfluid und Betriebszustände, siehe auch 3.2.10
- Planung von Vorrichtungen im Rohrschuh- und Bohrlochkopf-Bereich des Förderstrangs, die es ermöglichen, den Förderstrang durch Einbau geeigneter Rückschlagventile oder Stopfen abzusperrern
- Planung einer Absperrereinrichtung im Förderstrang, die den Förderstrom im Bohrloch bei Bruch der Bohrlochverschlüsse selbsttätig unterbricht, wenn das technische open-flow Potential größer ist als 400 000 m³/Tag, der Schwefelwasserstoffgehalt im Förderstrom größer ist als 1,0 Vol.-% oder benachbarte Bohrungen im Falle eines Ausbruches gefährdet werden. Abhängig von der anwendbaren BVOT muss diese Absperrereinrichtung zusätzlich von übertage zu betätigen sein
- Planung einer Absperrereinrichtung hinter dem Bohrlochkopf, die das Bohrloch selbsttätig schließt, wenn der betriebliche Mindestdruck in der von der Bohrung abgehenden Rohrleitung unterschritten wird
- Planung von 3 Absperrarmaturen (2 Mastervalves, 1 Wingvalve)

- Planung zur Füllung des Ringraumes zwischen Steigrohr und Produktions-Rohrtour mit einer Ringraumflüssigkeit, die die angrenzenden Rohre schützt, ohne die Betriebsgrenzen zu verletzen sowie eine kontinuierliche Überwachung der Ringraumdruckverhältnisse zulässt:
 - Art und Volumen der Ringraum-Flüssigkeit
 - Zusammensetzung der Ringraum-Flüssigkeiten unter besonderer Berücksichtigung korrosionsschützender Zusatzstoffe.

Temperatur Wechselbeanspruchungen

- Bestimmung der temperaturbedingten Längenänderungen während der einzelnen Betriebsphasen und ggf. Bestimmung von Spannung zu Ihrer Kompensation
- Abhängig von den erwarteten Längenänderungen: Planung der Aufgabe von Vorspannungen auf Steigrohr und relevante Futterrohrtouren, um Druckspannungen in den Rohrtouren zu vermeiden
- Wenn aufgrund der Bohrlochkopfkonstruktion Vorspannung nicht möglich ist (z. B. Compact Wellhead): Auslegung von Steigrohren, Produktionspackern und Verbindungen, die den erwarteten Spannungen widerstehen
- Alternativ zur den vorgehend beschriebenen Vorgehensweisen: Nutzung von Einbauten, in denen sich das Steigrohrende bei temperaturbedingten Längenänderungen bewegen kann, ohne dass die Abdichtung des Ringraumes verloren geht. Dabei besonderes Augenmerk auf die Dichtsysteme der Einbauten legen

Mechanische Belastungen

- Bei Einsatz sich bewegender Förderhilfsmittel im Bohrloch, z. B. zum Flüssigkeitsaustrag aus hochverwässerten Bohrungen (z. B. Plungerlift), Barriere-Auslegung für Abnutzung oder Abnutzungsminde rung.

Chemische Belastungen

- ggf. Planung von Korrosionsschutzmaßnahmen wie z. B. kontinuierliche Inhibierung
- Im Falle von Sauer gasbohrungen, Auswahl sauer gasfester Materialien wo technisch erforderlich
- Im Falle von Sauer gasbohrungen mit elementarer Schwefelproduktion: Planung geeigneter Komplettierungen für die Injektion von Schwefellösemittel (konzentrisch, CIL oder auch Kapillarleitung) und Auswahl von Schwefellösemitteln, die der Zusammensetzung der produzierten Fluide Rechnung trägt.

3.2.13. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Erdölbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Erdölbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON ERDÖLBOHRUNGEN

Druck und Teufe

- Verrohrungsschema in der Regel ohne Zwischenrohrtour und ohne zementierten Liner als Regelfall
- Bei erwartetem open-flow Potential
 - Planung der Bohrungen mit zwei Barrieren wenn technisch möglich, sonst Anwendung von Minderungsmaßnahmen
 - Planung von Vorrichtungen im Rohrschuh- und Bohrlochkopf-Bereich des Förderstrangs, die es ermöglichen, den Förderstrang durch Einbau geeigneter Rückschlagventile oder Stopfen abzusperrern
 - Planung einer Absperreinrichtung im Förderstrang, die den Förderstrom im Bohrloch bei Bruch der Bohrlochverschlüsse selbsttätig unterbricht, wenn das technische open-flow Potential größer

ist als 100 m³/Tag Nassöl. Ausnahme: die Eigenschaften des geförderten Erdöls oder die durch Einbau der Absperrereinrichtung bedingte Betriebsweise der Bohrungen stehen dem entgegen. Abhängig von der anwendbaren BVOT muss diese Absperrereinrichtung zusätzlich von übertage zu betätigen sein

- Planung einer Absperrereinrichtung hinter dem Bohrlochkopf, die das Bohrloch selbsttätig schließt, wenn der betriebliche Mindestdruck in der dem Bohrloch unmittelbar nachgeschalteten Einrichtung oder in der von der Bohrung abgehenden Rohrleitung unterschritten wird
- Üblicherweise Planung eines Doppelpreventers, der um die Polierstange und blind abdichtet.

Grundsätzlich gilt für alle Erdölbohrungen

- Alle Futterrohrtouren im Minimum flüssigkeitsdicht
- Planung der Überführung des im Ringraum anstehenden Entlösungsgases mittels abgesicherter Überseiseleitung, z. B mit Rückschlagklappe bzw. Magnetventil, in die Ölförderleitung.

Besonderheiten in der Betriebsphase: Förderhilfsmittel

- Bei Förderung mit Tiefpumpen oder mit anderen angetriebenen Förderhilfsmitteln, Planung von Einrichtungen, die das Antriebsmittel selbsttätig abschalten, wenn der zulässige Betriebsdruck in der von der Bohrung abgehenden Leitung über- bzw. unterschritten wird.

Mechanische und chemische Beanspruchungen

- Auslegung von Bohrungsbarrieren für Abnutzung durch sich bewegende Förderhilfsmittel in Bohrungen mit Abschnitten starker Krümmung, bzw. alternativ Planung von Komponenten zur Minderung mechanischer Beanspruchungen, z. B. Protektoren für Tiefpumpengestänge
- Bei Einsatz von Förderhilfsmitteln: Planung von Minderungsmaßnahmen zur Minimierung eines Austritts von Fluiden in die Umgebung, z. B. durch Leckagen an dynamisch beanspruchten Dichtungen, wie z. B. Polierstangen-Stopfbuchsen oder Drehstopfbuchsen von Exzentrerschneckenpumpen.

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON THERMALÖLBOHRUNGEN

Temperatur und Wechselbeanspruchung

- Auswahl von Rohren und Verbindern, die den temperaturbedingten Belastungen ohne Versagen standhalten
- Materialauswahl unter Berücksichtigung des möglichen Auftretens von H₂S
- Einsatz von Thermalzementen
- Wärmespannungen im Förderstrang und am Bohrlochkopf sind zu berücksichtigen, z. B. durch Aufgabe von Vorspannungen

3.2.14 Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Einpress- und Versenkbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Einpress- und Versenkbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON EINPRESS- UND VERSENKBOHRUNGEN

Komplettierungsplanung mit einem Produktionspacker zur Bildung eines Ringraumes zwischen Steigrohr und Produktionsrohrtour für Druckbeobachtung und Füllen des Ringraumes mit einem geeigneten Schutzmedium

Druck und Teufe

- Bei erwartetem open-flow Potential („unter innerem Überdruck“):

- Planung der Bohrungen mit 2 Barrieren
- Planung eines Rückschlagventils oder einer Absperrereinrichtung am Bohrlochkopf, die ein Zurückfließen der eingeleiteten Stoffe verhindert oder die Bohrung selbsttätig schließt, wenn der betriebliche Mindestdruck im vorgeschalteten System unterschritten wird
- Aufnahme einer Vorrichtung in den Förderstrang, die es ermöglicht, den Förderstrang durch Einbau einer geeigneten Einrichtung abzusperren
- Planung von mindestens 2 Absperrarmaturen (z. B. 1 Mastervalue, 1 Wingvalve).

Injektionsmedium

- Treten beim Betrieb von Versenkbohrungen schädliche Gase, Nebel oder Dämpfe auf, muss der zur Einleitung dienende Förderstrang der Bohrung entweder aus einem geschlossenen System oder über eine zuverlässig wirkende Schleuse beaufschlagt werden, die den Austritt der Gase, Nebel oder Dämpfe verhindert
- Bei Zuführen gefährlicher Gase oder Flüssigkeiten in erheblichem Umfang: Planung eines Rückschlagventils oder einer selbsttätig wirkenden Absperrereinrichtung im Förderstrang.

Mechanische/thermische Beanspruchung in der Betriebsphase: Druckbeaufschlagung

- Festlegung der Betriebsgrenzen für den Injektionsdruck, mit dem die Integrität der Barrierehorizonte nicht gefährdet wird
- ggf. Planung von Einrichtungen zur Überwachung und Steuerung des Injektionsdrucks
- ggf. Planung von Einrichtungen zur Überwachung des statischen Porendrucks
- Festlegung der Ringraumdruckbetriebsgrenzen
- Planung von Überwachungseinrichtungen zur Kontrolle von Ringraumdruckänderungen.

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON EINPRESSBOHRUNGEN FÜR WÄRMEVERFAHREN

Für Einpressbohrungen bei Anwendung von Wärmeverfahren, z. B. Heißwasser- oder Dampfinjektion, gelten zusätzlich zu den in diesem Abschnitt zuvor genannten Praktiken die Praktiken die unter dem Abschnitt „Auslegung Thermalölbohrungen“ genannt sind.

3.2.14. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Porenspeicherbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Porenspeicherbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird durch die folgenden Praktiken Rechnung getragen, die über die in 3.2.12 für Erdgasförderbohrungen dokumentierten Praktiken hinausgehen:

PRAKTIKEN: VON PORENSPEICHERBOHRUNGEN

- Auslegung auf maximalen Betriebsdruck
- Planung einer Absperrereinrichtung im Förderstrang, die den Förderstrom im Bohrloch bei Bruch der Bohrlochverschlüsse selbsttätig unterbricht (unabhängig vom open-flow Potential)
- Abhängig von der anwendbaren BVOT muss diese Absperrereinrichtung zusätzlich von übertage zu betätigen sein oder kann als „Velocity Valve“ zum Verschluss des Bohrloches bei Überschreiten eines vorbestimmten Wertes für die Geschwindigkeit des Fördermediums im Steigrohr geplant werden
- Einbau kurzer, dickwandiger Rohrstücke (Flow Couplings), in Bereichen von Querschnittsänderungen, in denen turbulente Strömungen erwartet werden, um ein vorzeitiges Versagen aufgrund von Erosion und turbulenzverstärkter Korrosion zu verhindern
- Planung von 2 Übertage-Absperrarmaturen (1 Mastervalue, 1 Wingvalve).

3.2.15. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Flüssigkeitskavernen-Bohrungen

Den besonderen Bedingungen für Flüssigkeitskavernenbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen.

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON FLÜSSIGKEITSKAVERNENBOHRUNGEN

- Wahl eines S-Form Bohrpfad für horizontal ausgelenkte Bohrungen mit vertikalem Verlauf am Kopf sowie im geplanten Kavernenbereich
- Planung von Maßnahmen zur Beherrschung möglicher Gaseinschlüsse im Salz, z. B. im Salz: Bohren mit Preventer
- Standrohr, Ankerrohrtour, Produktionsrohrtour als typisches Verrohrungsschema
- Standrohreinbauteufe bis unterhalb Trinkwasserhorizonte üblich
- Auslegung der Futterrohre im Salzbereich auf den erhöhten Außendruck
- Absetzteufe der Ankerrohrtour möglichst im Cap Rock/Top Salz
- Absetzteufe der Produktionsrohrtour als letzte zementierte Rohrtour abhängig von den lokalen Gegebenheiten, in der Regel mehr als der maximale Kavernendurchmesser unter Top Salz
- Bei Solen mit Stickstoffblanket: Verwendung gasdichter Verbinder oder Schweißverbindungen für die Produktionsrohrtour
- Salzpülung und Salzzement zum Bohren/Zementieren der Salzbereiche
- Zementieren der letzten zementierten Rohrtour im Salz bis zutage
- Planung eines geschlossenen Kontroll- oder Schutzringraum innerhalb der Produktionsrohrtour und Ausrüstung mit Produktionspacker, um die Druckentwicklung in diesem Ringraum überwachen und steuern zu können
- Befüllen und Entleeren über eine frei hängende Rohrtour bis in den Sumpfbereich der Kaverne
- Für den Umschlag des Speichergutes mit einem anderen Medium, Planung von selbsttätig wirkenden Absperrereinrichtungen für beide Eingänge des Bohrlochkopfes, die das Bohrloch schließen, wenn der betriebliche Mindestdruck unterschritten wird. Bei Speicherkavernen für Erdöl oder flüssige Erdölzeugnisse können anstelle von Absperrereinrichtungen fernbetätigte Absperrschieber verwendet werden, wenn diese von der ständig besetzten Stelle aus jederzeit geschlossen werden können
- Zur Sicherstellung eines dichten Bohrungsabschlusses, Planung doppelter Seitenabsperrereinrichtungen solesseitig und flüssigkeitsseitig.
- Berücksichtigung eines möglichen Einbaus von permanenten Monitoringsystemen.

3.2.16. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Gaskavernenbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Gaskavernenbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird durch die folgenden Praktiken Rechnung getragen, die über die in 3.2.15 für Flüssigkeitskavernenbohrungen dokumentierten Praktiken hinausgehen:

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON GASKAVERNENBOHRUNGEN

- Planung von gasdichten Verbindern oder Verschweißen der letzten zementierten Rohrtour und der Steigrohrtour
- ggf. Aufgabe von Rohrspannungen auf die Förderrohrtour abhängig von den lokalen Gegebenheiten
- Planung eines geschlossenen Kontroll- oder Schutzringraum innerhalb der Produktionsrohrtour und Ausrüstung mit Produktionspacker, um die Druckentwicklung in diesem Ringraum überwachen und steuern zu können
- Planung einer Komplettierung, die ein Absperrn der Bohrung von der Kaverne ermöglicht, z. B. Produktionsrohrtour
- Planung einer Absperrereinrichtung im Förderstrang, die den Förderstrom im Bohrloch bei Bruch der Bohrlochverschlüsse selbsttätig unterbricht
- Zur Sicherstellung eines dichten Bohrungsabschlusses, Planung von 2 übertägigen Absperrarmaturen (1 Mastervalue, 1 Wingvalue).
- Berücksichtigung eines möglichen Einbaus von permanenten Monitoringsystemen.

3.2.17. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von Bohrungen der Tiefengeothermie

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG von Bohrungen der Tiefengeothermie

Temperatur und Wechselbeanspruchung:

- Auslegung von Bohrlochkopf, Casing, Steigrohren, Produktionspackern und Verbindungen als Barriere-Elementen, die den erwarteten Temperatur- und Druckspannungen über den gesamten Lebenszyklus der Bohrung widerstehen.
- Bestimmung der temperaturbedingten Längenänderungen und/oder Spannungen während der einzelnen Betriebsbedingungen und ggf. Bestimmung von entsprechenden Maßnahmen zu ihrer Kompensation.
- Beispiel: Nutzung von Einbauten, um Längenänderungen der Casings und Tubings zu ermöglichen, ohne dass die Abdichtung des Ringraumes verloren geht. Dabei besonderes Augenmerk auf die Dichtsysteme der Einbauten legen.
- Auswahl der Zementqualität und des Zementationskonzeptes unter Berücksichtigung der thermischen Einflüsse.
- Berücksichtigung der erhöhten thermischen Wechselbelastung auf die Länge der Zementierung.
- Wärmespannungen im Förderstrang und am Bohrlochkopf sind zu berücksichtigen, z. B. durch Aufgabe von Vorspannungen
- Vermeiden von eingeschlossenen Flüssigkeiten im Annulus hinter dem Casing wenn deren Druck bei Aufheizung die Kollapsfestigkeit der Casing-Barrierenelemente überschreitet und nicht entweichen kann, insbesondere im oberen Abschnitt.
- Vorsehen von aktivem Ringraumdruckmanagement zur Vermeidung unzulässiger Druckverhältnisse.

Weitere Praktiken

- Material-Auswahl unter Berücksichtigung des möglichen Auftretens von korrosiven Bestandteilen (z.B. H₂S, Chloriden und/oder CO₂).
- Die Thermalwasserzusammensetzung und damit verbundene mögliche Ausfällungen sind bei der Planung zu berücksichtigen.

3.2.18. Zusätzliche Anforderungen an die Auslegung von geothermischen Injektionsbohrungen

Den besonderen Bedingungen für geothermische Injektionsbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: AUSLEGUNG VON GEOTHERMISCHEN INJEKTIONSBOHRUNGEN

Injektionsmedium

- Treten beim Betrieb von Injektionsbohrungen schädliche Gase, Nebel oder Dämpfe auf, muss der zur Einleitung dienende Injektionsstrang der Bohrung entweder aus einem geschlossenen System oder über eine zuverlässig wirkende Schleuse beaufschlagt werden, die den Austritt der Gase, Nebel oder Dämpfe verhindert.
- Bei Zuführen gefährlicher Gase oder Flüssigkeiten in erheblichem Umfang: Planung eines Rückschlagventils oder einer selbsttätig wirkenden Absperrrichtung im Injektionsstrang.

Mechanische/thermische Beanspruchung in der Betriebsphase: Druckbeaufschlagung

- Festlegung der Betriebsgrenzen für den Injektionsdruck, mit dem die Integrität der Barriere-Horizonte nicht gefährdet wird.
- Ggf. Planung von Einrichtungen zur Überwachung und Steuerung des Injektionsdrucks.
- Ggf. Planung von Einrichtungen zur Überwachung des statischen Porendrucks.
- Festlegung der Ringraumdruck-Betriebsgrenzen.
- Planung von Überwachungseinrichtungen zur Kontrolle von Ringraumdruckänderungen.

Druck und Teufe

Bei erwartetem open-flow Potential:

- Planung der Bohrungen mit zwei Barrieren
- Planung von mindestens 2 Absperrarmaturen (z. B. 1 Mastervalue, 1 Wingvalue).

Gefährdungsanalyse

Für geothermische Injektionsbohrungen ohne TOFP muss eine Gefährdungsanalyse standortabhängig erfolgen. Parameter des Gefährdungspotentials sind unter anderem:

- standortabhängig Geologie
- Hydrogeologie
- Hydrochemie
- Betriebsparameter
- verfahrenstechnische Maßnahmen

Druck und Teufe

Bei erwartetem open-flow Potential („unter innerem Überdruck“):

- Planung der Bohrungen mit zwei Barrieren.

- Planung eines Rückschlagventils oder einer Absperrereinrichtung am Bohrlochkopf, die ein Zurückfließen der eingeleiteten Stoffe verhindert oder die Bohrung selbsttätig schließt, wenn der betriebliche Mindestdruck im vorgeschalteten System unterschritten wird.
- Aufnahme einer Vorrichtung in den Injektionsstrang, die es ermöglicht, den Injektionsstrang durch Einbau einer geeigneten Einrichtung abzusperren.
- Planung von mindestens 2 Absperrarmaturen (z. B. 1 Mastervalue, 1 Wingvalve).

3.3. Herstellung

Ziel: Umweltverträgliche Umsetzung der Planung zur Herstellung einer Bohrung, mit der ihre Geschäftsziele und Schutzziele erreicht werden, und Nachweis der Wirksamkeit der geschaffenen Barrieren unter Nutzung der definierten Akzeptanzkriterien, siehe auch Anhang B.

Auf der Basis der Planungsdokumente mit ihren spezifischen Vorschriften für die Herstellung der Bohrung samt Einbau und Verifizierung der Bohrungsbarrieren werden die Elemente festgelegt, deren Herstellung erforderlich ist, und die Verifizierungsaufgaben, die auszuführen sind, um eine spezifikationsgerechte Herstellung nachzuweisen. Abweichungen von der Auslegung, die eine erneute Validierung hinsichtlich der identifizierten Gefährdungen und Risiken erfordern, werden behandelt. Nichtübereinstimmung oder Abweichungen während der Herstellung muss durch einen Änderungsmanagement- Prozess, siehe 2.6, behandelt werden, für den der Bohrungsbetreiber klare Regeln haben sollte.

PRAKTIKEN: HERSTELLUNG DER BARRIERE-ELEMENTE UND VERIFIZIERUNG

- Prüfung der Bohrungsbarriere-Elemente bereits herstellerseitig, z. B. Rohre und Rohrverbinder. Im Falle von Rohren, Überwachung der Prüfungen durch eine fachkundige Person. Die Rohrprüfung schließt Materialprüfungen und einen Innendrucktest mit Wasser auf Nenndruck ein [25]
- Anlieferung der Bohrungsbarriere-Elemente an die Bohrstelle oder in ein Zwischenlager mit entsprechender Dokumentation, auf deren Basis die gelieferte Ausrüstung vor Einbau in das Bohrloch auf Übereinstimmung mit den Spezifikationen der Bohrungsauslegung überprüft wird
- Dokumentation der Unterlagen zu Herstellung, Prüfung, Lieferung und Übergabe von Bohrungsbarriere-Elementen in den Herstellungsunterlagen der Bohrung nach Validierung.

PRAKTIKEN: EINBAU DER BARRIERE-ELEMENTE UND VERIFIZIERUNG

- Sicherstellen, dass die in der Auslegungsphase identifizierten Bohrungsbarriere-Elemente eingebaut werden
- Sicherstellen, dass die Barriere-Elemente bei Einbau entsprechend den Spezifikationen der Bohrungsauslegung und Festlegungen des Bohrprogramms verifiziert und Aufzeichnungen derartiger Verifizierungen aufbewahrt werden
- Abweichungen von identifizierten Bohrungsbarriere-Elementen sind über einen Änderungsmanagement-Prozess zu dokumentieren, s.a. Kap 2.6.

Schlüsselaspekte, die in der Herstellungsphase besonderer Beachtung bedürfen, sind

- Beherrschung des Porendruckes durch die Barriere-Elemente Spülung und Absperrereinrichtungen, die sogenannten Blow-Out-Preventer (BOP)
- Stabilisierung und dauerhafte Abdichtung der durchteuften Formationen durch die Barriere-Elemente Verrohrung und Zementation
- Komplettierung der Bohrung zur Gewährleistung einer sicheren Nutzung
- Dichter Verschluss des Bohrloches durch die Barriere-Elemente Bohrlochkopf und Eruptionskreuz mit Absperrereinrichtungen.

3.3.1. Kontrolle von Porendruck und Bohrloch-Stabilität bei der Herstellung

Die Beherrschung des Porendruckes kann durch den hydrostatischen Druck der Bohrspülung sowie den Einsatz von „Blow Out Preventer“ erfolgen. Hierzu gelten die folgenden Praktiken, die in größerem Detail in der BVEG Technischen Regel Bohrlochkontrolle [11] dokumentiert sind.

PRAKTIKEN: BOHRSPÜLUNGSEINSATZ

- Fortlaufende Überprüfung der Spülungseigenschaften durch Messungen
- Anpassung der Spülung, insbesondere des notwendigen Dichtebereiches, um Abweichungen insbesondere vom erwarteten Porendruck Rechnung zu tragen.

Zur Bohrlochkontrolle dienen die u. a. auf der Ankerrohrtour installierten „Blow-Out-Preventer“ (BOP). Ihre Funktion ist es, die Bohrung sicher abzusperren und Gebirgsfluide, die in das Bohrloch zugeflossen sind, kontrolliert auszuzirkulieren. Details zu den üblichen Praktiken sind der BVEG Technischen Regel Bohrlochkontrolle [11] dokumentiert.

3.3.2. Abdichtung der durchteuften Formationen bei der Herstellung

Die Abdichtung zur Formation erfolgt durch Rohre und Zementation des Ringraumes hinter diesen Rohren. Für den Einbau der Verrohrung, die in Abschnitt 3.2.7 spezifiziert wurde, gelten die folgenden Praktiken:

PRAKTIKEN: EINBAU DER VERROHRUNG

- Absetzen der Rohre in den geplanten Teufen entsprechend der identifizierten Gefährdungen
- Kontrolle und Nachweis der stratigraphischen Teufen durch die Entnahme und Untersuchung von Bohrkleinproben in vorher definierten Abständen über die gesamte Bohrstrecke
- Durchführung von Bohrlochmessungen nach Bedarf. Die Bohrlochmessungen haben unterschiedliche Ziele, z. B. Neigungs- und Richtungsmessungen zur Feststellung des Bohrlochverlaufes
- Abhängig von Bohrlochverlauf und Bohrlochkaliber, Zentrieren der Rohrtour im Bereich der zu zementierenden Bohrlochstrecke mit Hilfe von Zentralisatoren
- Konditionieren von Bohrloch und Bohrspülung, um einen problemlosen Rohrtoureinbau zu gewährleisten
- Herstellung der Rohrverbindungen während des Einbaus mit Hilfe von Verbindern oder Füge-technik entsprechend den Anforderungen des Bohrprogramms.

Für die Ausführung der Zementation, die in Abschnitt 3.2.8 spezifiziert wurde, gelten:

PRAKTIKEN: AUSFÜHRUNG DER BOHRLOCHZEMENTATION

- Bestimmen der Bohrlochgeometrie, um Aussagen zum erforderlichen Zementbrühevolumen und zum Erreichen einer maximalen Spülungsverdrängung machen zu können
- Überprüfen und ggf. Anpassen der geplanten Zementrezeptur und Zementationshöhe in Kenntnis der festgestellten Bohrlochbedingungen
- Kontrolle der hergestellten Zementbrühe nach Vorgabe vor dem Verpumpen, z. B. Rheologie, Dichte, und Entnahme von Rückstellproben der Zementbrühe für weitergehende Untersuchungen
- Prüfung der Zirkulationsmöglichkeit des Bohrloches
- Bei Bedarf Spülungskonditionierung, um eine maximale Verdrängung durch das Trennfluid und die Zementbrühe zu erreichen
- Wenn möglich, Bewegung des Rohrstranges während der Zementation.

3.3.3. Integritätsnachweis der untertägigen Barriere-Elemente bei der Herstellung

Die Prüfung der eingebauten Rohrtouren auf Dichtheit erfolgt nach deren Einbau im Rahmen eines Innendrucktestes. Der Test wird entweder im Rahmen des Zementationsvorganges durchgeführt oder danach mit Spülung vor dem Herausbohren aus der jeweiligen Rohrtour. Nach dem Herausbohren aus der jeweiligen Rohrtour kann ein zusätzlicher Drucktest zur Integritätsprüfung des Rohrschuhbereichs durchgeführt werden. Das Ergebnis dieses Tests lässt dann eine Schlussfolgerung auf die Integrität der Formation zu. Der Testdruck ergibt sich grundsätzlich aus dem höchsten erwarteten Druck am Rohrschuh beim Bohren, Verrohren und Zementieren des nächsten Bohrlochabschnitts.

Die Produktionsrohrtour bzw. der Produktionsliner wird mit einem Testdruck gemäß Akzeptanzkriterien belastet. Dichtheit wird unterstellt, wenn der Druck über eine angemessene Zeitdauer konstant bleibt bzw. eine Tendenz hin zu einem stabilen Druckendwert erkennbar ist.

Die Durchführung des Drucktestes nach Zementation erfordert ein angemessenes Abbinden des Zementes. Um Schädigungen des Zementsteines während des Abbindeprozesses zu vermeiden gilt als allgemeine Regel, dass Arbeiten erst nach Erreichen einer vorher festgelegten Festigkeit fortgeführt werden. Die Abbindezeit bis zum Erreichen dieser Festigkeit ist abhängig von der Art des Zementes, Temperatur, Druck sowie dem Einsatz von Abbindebeschleunigern.

PRAKTIKEN: VERIFIZIERUNG DER EINGEBAUTEN VERROHRUNG

- Durchführung eines Testes zum Nachweis der Dichtheit der eingebauten Verrohrung entsprechend den Anforderungen des Bohrprogramms entweder im Rahmen des Zementationsvorganges oder danach
- Bei Drucktest im Rahmen des Zementationsvorganges: Aufgabe eines Druckes deutlich höher als der letzte Zirkulationsdruck vor Stopfenanschlag. Druckaufgaben richten sich nach dem höchsten erwarteten Druck am Rohrschuh beim Bohren, Verrohren und Zementieren des nächsten Bohrabschnitts und betragen mindestens 10 bar bis zu 100 bar bzw. 70 % der Rohrinwendruckfestigkeit. Dichtheit wird unterstellt, wenn sich der Druck über 10 Minuten hinweg nicht ändert
- Bei Drucktest nach Zementation mit Bohrspülung: Einhalten einer ausreichenden Abbindezeit des Zementes zum Aufbau einer Mindestdruckfestigkeit, die die Nachfolgearbeiten ermöglicht. Die Wartezeitbestimmung erfolgt auf Basis von Labormessungen, z. B. des Ultra-Sonic Cement Analysers (UCA), ggf. auch aus Zementabbindekurven der Service Unternehmen. Durchführung des Drucktestes vor Aufbohren des Zementes mit einem für die jeweilige Verrohrung relevanten Druck. Dichtheit wird unterstellt, wenn über eine Zeitdauer von mindestens 10 Minuten hinweg eine Tendenz hin zu einem stabilen Druckendwert erkennbar ist, der mehr als 90 % des Ausgangswertes beträgt
- Bei Linern Nachweisführung der Dichtheit alternativ durch einen Zuflusstest (Entlastungstest)
- Bei Bedarf Messung der Wanddicke in Bohrungsabschnitten starker Krümmung, um sicherzustellen, dass Abnutzungstoleranzen nicht überschritten wurden und die Rohrtour weiterhin den Leistungsnormen entspricht.

Die Bewertung der ausgeführten Zementation erfolgt auf Basis der Zementationsprotokolle, Bohrlochmessungen und/oder Testen. Zementationsprotokolle dokumentieren den Ablauf des Zementationsvorganges mit Informationen, die für die Erfolgsbewertung der Zementation maßgeblich sind. Ein kaliberhaltiges Bohrloch, ein Stopfenanschlag und ein Zementrücklauf bzw. Zementkopf wie geplant sind zum Beispiel positive Anzeichen für den erfolgreichen Aufbau eines geeigneten Barriere-Elementes. Eher negativ sind beobachtete Anzeichen wie:

- erhebliche Verluste während des Zementationsvorganges
- signifikante Abweichung vom Zementationsplan, die das Zementationsziel gefährdet

- vorzeitiger Rücklauf von Zementbrühe zu Tage
- Ein viel geringerer Pumpendruck am Ende der Zementationsarbeiten, als der berechnete Wert. Dies kann ein Anzeichen für eine nicht ausreichende Höhe des Zementkopfes sein
- Fluidzufluss vor, während oder nach der Zementation
- Mechanisches Versagen während des Zementationsvorgangs, z. B. Versagen von Liner/Futterrohr, Float Collar und Zementierkopf.

Bei den Bohrlochmessungen, die durchgeführt werden können, handelt es sich um geophysikalische Messungen, z. B.

- Temperaturmessungen zur Bestimmung des Zementkopfes
- akustische Messungen zur Bestimmung der Anbindung des Zementmantels an Rohr und/oder Gebirge.

Bei den Tests handelt es sich um Druck- oder Zuflussteste (Entlastungsteste) nachdem der Zement aufgebohrt und in das Gebirge gebohrt wurde. Der Drucktest dient den Zwecken:

- Bestätigen, dass die Druckintegrität ausreicht, um Migrationswege in die Formationen über den zementierten Rohrschuh oder in den vorangehenden Ringraum auszuschließen
- Prüfung der Druckfestigkeit des Gebirges unterhalb des Rohrschuhs gegenüber zusätzlichem Druck, so dass das Bohrloch beim Bohren des nächsten Bohrlochabschnittes in der Lage ist, einem Zufluss von Formationsfluid ohne Aufbrechen des Gebirges am Rohrschuh standzuhalten
- Erfassung von in situ Spannungsdaten (wenn ein „Extended Leak-off Test“ durchgeführt wurde), die für geomechanische Analysen und Modelle gebraucht werden (z. B. Formationsstabilität)
- Ermöglichen der Bestimmung des MAASP für den nächsten Bohrlochabschnitt.

PRAKTIKEN: VERIFIZIERUNG DER BOHRLOCHZEMENTATION

- Bewertung der Zementation entsprechend den Anforderungen des Bohrprogramms, siehe Anhang B, Barriere-Element Futterrohrzementation
- Messungen zur Bestimmung des Zementkopfes, z. B. Temperaturmessung
- Nach Aufbohren des Zementes, Durchführung eines Drucktestes zur Feststellung der Integrität der Rohrschuh-Zementation sowie der Druckfestigkeit des Gebirges unterhalb des Rohrschuhs
- Bei Abweichungen vom Zementationsprogramm sowie für Produktionsrohrtouren: Anwendung zusätzlicher alternativer Verifizierungsverfahren und Nachweis einer ausreichenden Zementation durch z. B. akustische Bohrlochmessungen
- Bei Verwendung von akustischen Messungen wird Dichtheit einer Zementation zwischen zwei Formationen angenommen, wenn im Bereich der Barriereformation eine Mindeststrecke von 30 m nachgewiesen wird [4]
- Durchführen von Nachbesserungen der Zementation für den Fall, dass keine ausreichende Zementation nachgewiesen werden kann.

Eine Aufzeichnung der Ergebnisse dieser Prüfungen ist in die Herstellungsunterlagen der Bohrung aufzunehmen.

3.3.4. Abdichtung des Bohrlochs an der Oberfläche bei der Herstellung

Der Bohrlochkopf mit den Bohrlochverflansungen und das Eruptionskreuz mit den Absperrereinrichtungen bilden den Abschluss des Bohrlochs an der Oberfläche zur Umwelt. Sie müssen technisch dicht hergestellt werden.

PRAKTIKEN: ABDICHTUNG DES BOHRLOCHS AN DER OBERFLÄCHE

- Herstellung der Abdichtungen des Bohrlochkopfes gemäß Bohrprogramm mit seinen spezifischen Vorschriften für Herstellung und Einbau der Komponenten, siehe Abschnitt 3.2.8

- Schutz der Dichtflächen der Dichtungselemente im Bohrlochkopf mittels geeigneter Trenneinsätze (Wear Bushings), um Beschädigung während der zahlreichen Herstellungstätigkeiten zu verhindern
- Montage von Bohrlochkopf und Eruptionskreuz nach Herstellerangaben.

PRAKTIKEN: NACHWEIS DER ABDICHTUNG DES BOHRLOCHS AN DER OBERFLÄCHE

Beispiele maßgeblicher Nachweise sind:

- Dichtheitsprüfung des Bohrlochkopfes inklusive Durchführungen für Kabel und Steuerleitungen sowie der Ringraumzugänge mit Armaturen sowie der Futterrohr-Dichtelemente mit den für die jeweilige Sektion bzw. den jeweiligen Betrieb geltenden Nenndrücken
- Dichtheitsprüfung des Eruptionskreuzes mit allen Absperreinrichtungen mit sowohl niedrigen als auch hohen Maximal-Werten für den Differenzdruck in Fließrichtung
- Test der Verflanschung des Eruptionskreuzes mit dem Bohrlochkopf mit Designdruck
- Durchführung von Funktionstesten gemäß API mit Messung des Antriebsstellweges und der Schließzeit der betätigten Eruptionskreuzabsperreinrichtungen bzw. Anzahl der Umdrehungen der nicht-betätigten Absperreinrichtungen etc. zum Nachweis von Funktionalität und Verfügbarkeit
- Prüfung der für das ESD-System der Bohrung maßgeblichen Messwertgeber und deren Zusammenwirken mit allen maßgeblichen Teilen des ESD-Systems, um sicherzustellen, dass alle ESD-Ventile angesteuert werden und wie vorgesehen schließen
- Analyse der Ringraumdrücke.

3.3.5. Einbauten in das Bohrloch zur Gewährleistung einer sicheren Nutzung bei der Herstellung

Die Komplettierung der Bohrung schafft die Voraussetzungen für die Aufnahme ihres sicheren und bestimmungsgemäßen Betriebes. Sie besteht in der Regel aus dem Einbringen des Steigrohres in das Bohrloch und ggf. seiner Verankerung im Produktionspacker bzw. im „Tubing Anchor“ und Abhängen am Bohrlochkopf, der Ausstattung des Steigrohres mit speziellen Komponenten, z. B. dem UTSV falls zutreffend, sowie der Montage des in Abschnitt 3.3.4 behandelten Eruptionskreuzes.

PRAKTIKEN: EINBAU DER (UNTERTAGE) KOMPLETTIERUNG

- Herstellung der Komplettierung gemäß Programm mit seinen spezifischen Vorschriften für Herstellung und Einbau der Komponenten, siehe Abschnitt 3.2.10
- Bei verschraubten Rohren: Herstellung der Steigrohrverbindungen unter Beachtung der Herstellervorgaben, z. B. für Gas: computergestützte Verschraubung und Dokumentation zum Nachweis einer gasdichten Verbindung
- Bei verschweißten Rohren: Herstellung der Verbindungen in der Regel durch konventionelle Schweißtechnik. Zerstörungsfreie Schweißnahtprüfung durch Ultraschall/Durchstrahlungs-Prüfungen
- ggf. Durchführung korrektiver Maßnahmen zur Behebung festgestellter Defekte
- Setzbereich des Produktionspackers prüfen und Packer setzen.

PRAKTIKEN: NACHWEIS DER INTEGRITÄT DER (UNTERTAGE) KOMPLETTIERUNG

- Nachweis der Dichtheit der Installation durch entsprechende Druckprüfungen (Ringraumdruckprobe nach Setzen des Packers, Steigrohrdruckprobe)
- Belastungsteste des Produktionspackers nach Setzen auf Kompression/Zug sofern technisch machbar (nicht möglich z. B. bei am Steigrohrstrang eingebauten und hydraulisch gesetzten Packern, wenn das Eruptionskreuz bereits installiert ist)
- Nachweis der Funktionsfähigkeit und Dichtheit des UTSV in Anlehnung an API Spec14A/ISO 10432.

3.3.6. Dokumentation der Herstellung

Aus dem Phasenziel, die Bohrung mit ihren Barrieren und Barriere-Elemente herzustellen und die Elemente in ihrer Wirksamkeit nachzuweisen, leiten sich besondere Anforderungen zur Dokumentation des Herstellungsvorganges und der Bohrungssituation im Einbauzustand sowie der durchgeführten Wirksamkeitsnachweise der Barriere-Elemente ab.

PRAKTIKEN: DOKUMENTATION DES EINBAUZUSTANDES UND INTEGRITÄTSNACHWEISE

- Dokumentation des „as-built“ Zustandes der Bohrung mit unterstützenden Herstellungsunterlagen der eingebauten Bohrungsbarriere-Elemente und ihrer Validierung, siehe auch die Praktiken zur Übergabe der Bohrung an den Betrieb.

Weitere Anforderungen zur Dokumentation ergeben sich aus der formellen Übertragung der Verantwortung für die Bohrung nach ihrer Herstellung und Verifizierung vom Bohrbetrieb an den Produktions- oder Speicherbetrieb. Für diese sind alle einschlägigen Informationen zu dokumentieren, die für eine solche Übertragung erforderlich sind.

PRAKTIKEN: MÖGLICHE INHALTE DES ÜBERGABEDOKUMENTS AM ENDE DER HERSTELLUNGSPHASE

Die folgenden Bohrungsinformationen sollten in der ursprünglichen Dokumentation für die Bohrungsübergabe von der Herstellungsphase zur Betriebsphase enthalten sein:

- Bohrungsbarrierschema mit eindeutiger Angabe sowohl der primären als auch der sekundären Bohrungsbarriere, Prüfaufzeichnungen der Bohrungsbarriere-Elemente und Angaben zu jeglichen Bohrungsintegritätsproblemen, siehe Abbildung 4.
- Detailliertes Bohrungsschema mit Darstellung aller Futterrohrstränge (Angaben zu Dimension, Werkstoffen, Gewindetypen sowie den Dichten der im Förderstrang und in den Ringräumen verbliebenen Fluide, platzierten Zemente sowie ggf. Lagerstätten- und Perforationseinzelheiten)
- Aufbauzeichnung von Eruptionskreuz und Bohrlochkopf, mindestens mit Beschreibung der Absperreinrichtungen sowie Beschreibung ihrer Betriebs- und Prüfkriterien (Leistungsnormen), Prüfergebnisse und Status (offen oder geschlossen)
- Detaillierte Darstellung der Komplettierung im Einbauzustand (Auflistung aller Komponenten mit OD und ID, Längen, Werkstoffen, Gewinden und Einbau-Teufen)
- Status, Leistungsnorm und Prüfaufzeichnungen des UTSV
- Status des ESD-Systems und der Antriebssysteme
- Drücke, Volumen und Arten der in den Ringräumen der Bohrung sowie im Steigrohr und im Eruptionskreuz verbliebenen Fluide
- Bohrungsverlauf, einschließlich der Koordinaten für den Bohransatzpunkt
- Einzelheiten jeglicher im Bohrloch belassener Bohrungsbarriere-Elemente (Stopfen, Rückschlagventile oder ähnliche Elemente) oder Einrichtungen, die gewöhnlich entfernt werden müssen, um Förderung und/oder Monitoring zu ermöglichen
- Porendruckdiagramm und geologische Angaben
- Bohrungsbetriebsgrenzen.

Zum großen Teil decken sich diese Informationen mit den Unterlagen und Nachweisen des Förderbuches, dessen Führung in der BVOT vorgegeben ist, für Niedersachsen siehe z. B. [26].

3.3.7. Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Erdgasbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Erdgas Förderbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: HERSTELLUNG VON ERDGASBOHRUNGEN

Produktionsmedium Gas

- Herstellen der Verbindungen der Futterrohre der Produktionsrohrtour durch gasdichte Verbinder
- Kontrolle und Protokollierung der Verschraubung der eingesetzten gasdichten Verbinder mit Metall auf Metall Dichtung (sog. Premium-Verbinder) über eine computerunterstützte Drehmomentaufzeichnung mit Verschraubdiagramm zur elektronischen und visuellen Auswertung
- Bei Einbau eines UTSV, Nachweis der Funktionsfähigkeit und Dichtheit des UTSV in Anlehnung an API Spec14A/ISO 10432
- Prüfung von Bohrlochverschlüssen und Sicherheitseinrichtungen mindestens nach den gesetzlichen und behördlichen Vorgaben [26].

3.3.8. Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Erdölbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Erdölbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: HERSTELLUNG VON ERDÖLBOHRUNGEN

Produktionsmedium Öl

- Herstellen der Verbindung der Futterrohre der Produktionsrohrtour durch hydraulisch dichte Verbinder als Minimalanforderung

Mechanische Beanspruchungen in der Betriebsphase

- Dichtheitsnachweise mit mindestens Betriebsdruck von dynamisch beanspruchten Dichtungen bei Einsatz von Förderhilfsmitteln, z. B. an Polierstangenstopfbuchsen oder Drehstopfbuchsen von Exzenter-schneckenpumpen.

3.3.9. Zusätzliche Anforderungen an Herstellung von Einpress- und Versenkbohrungen einschließlich geothermisch genutzter Injektionsbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Einpress- und Versenkbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird durch die folgenden Praktiken Rechnung getragen, die über die in 3.3.7 für Erdgasbohrungen dokumentierten Praktiken hinausgehen:

PRAKTIKEN: HERSTELLUNG VON EINPRESS- UND VERSENKBOHRUNGEN

- ggf. Einbau und Funktionstest von Untertagedruckmessgeräten zur Untertage Injektionsdrucküberwachung
- Ausrüstung der Bohrung zur Steuerung des Injektionsdruckes/der Injektionsrate und Funktionstest der vorgenommenen Ausrüstung.

3.3.10. Zusätzliche Anforderungen an Herstellung von Porenspeicherbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Porenspeicherbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird durch die folgenden Praktiken Rechnung getragen, die über die in 3.3.7 für Erdgasbohrungen dokumentierten Praktiken hinausgehen:

PRAKTIKEN: HERSTELLUNG VON PORENSPEICHERBOHRUNGEN

- Produktionspacker Herstellung nach ISO Norm 14310 [17] mit V-0 Test im Werk
- Für die Produktionsrohrtour: ggf. Durchführung einer Pulsed Neutron Null-Messungen zur Feststellung von Gassättigungen in den Formationen oberhalb der Zielformation.

3.3.11. Zusätzliche Anforderungen an Herstellung von Flüssigkeitskavernenbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Flüssigkeitskavernenbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: HERSTELLUNG VON FLÜSSIGKEITSKAVERNENBOHRUNGEN

- Herstellen der Verbindung der Futterrohre der Produktionsrohrtour durch hydraulisch dichte oder gasdichte Verbinder (abhängig vom Blanket) oder Verschweißen
- Vor Beginn des Solprozesses: Nachweis der hydraulischen bzw. der (technischen) Gasdichtheit der letzten zementierten Rohrtour und der Rohrschuhzementation unter Ansatz der Anforderungen des im Solprozess eingesetzten Blankets (flüssig oder gasförmig). Festlegung des Testdruckes entsprechend des während der Solung maximal auftretenden Druckes.
- Vor Erstbefüllung: erneuter Nachweis der hydraulischen Dichtheit bzw. Gasdichtheit der Rohrtour und des Rohrschuhes der letzten zementierten Rohrtour. Festlegung des Testdruckes auf Basis einer gebergsmechanischen Bewertung, in die der Teufendruckgradient und Parameter der realisierten Kaverne eingehen.

3.3.12. Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Gaskavernenbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Gaskavernenbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird durch die folgenden Praktiken Rechnung getragen, die über die in 3.3.11 für Flüssigkeitskavernenbohrungen dokumentierten Praktiken hinausgehen:

PRAKTIKEN: HERSTELLUNG VON GASKAVERNENBOHRUNGEN

- Herstellung der Verbindung der Futterrohre der Produktionsrohrtour durch gasdichte Verbinder oder Verschweißen
- Vor Gaserstbefüllung: Nachweis der (technischen) Gasdichtheit der letzten zementierten Rohrtour und der Rohrschuhzementation mit Stickstoff und maximalem Betriebsdruck [27]
- Verbleibt die rechnerische Leckagerate über dem Dichtheitskriterium: Planung und Durchführung geeigneter Reparaturmaßnahmen.

3.3.13. Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Tiefen Geothermiebohrungen

- Vermeiden von mechanischen Belastungen (z.B. Abrieb) auf die Verrohrung während der Herstellung durch geeignete Maßnahmen (typischerweise sind alle Rohrtouren Produktionsrohrtouren).
 - ggf. Ausrüstung der Bohrung zur Steuerung der Injektionsmenge zur Einhaltung anwendbarer Auflagen für den statischen Porendruck.

Zusätzliche Anforderungen an die Herstellung von Produktionsbohrungen

- Mechanische Herstellung der Verbindung der Futterrohre der Produktionsrohrtour durch hydraulisch- bzw. gasdichte Verbinder oder Verschweißen

Beanspruchungen in der Betriebsphase

- Dichtheitsnachweise mit mindestens Betriebsdruck von dynamisch beanspruchten Dichtungen bei Einsatz von Förderhilfsmitteln

3.4. Betrieb

Ziel: Sicherer Betrieb der Bohrung innerhalb der Leistungsgrenzen ihrer Barriere-Elemente sowie Aufrechterhaltung und Nachweis der Wirksamkeit der Barriere-Elemente.

Bohrungen werden ausgelegt für erwartete produzierte oder injizierte Fluide und Betriebsbedingungen mit denen ihre Barriere-Elemente in Kontakt kommen bzw. denen sie ausgesetzt sein können. Für die aus Fluidkontakt und Betriebsbedingungen resultierenden Anforderungen werden für diese Elemente Leistungsnormen definiert und die Elemente darauf ausgelegt, siehe Abschnitt 2.2. Betriebsgrenzen mit Höchst- und Mindestwerten für zulässige Bedingungen (inkl. maximal zulässiger Ringraumdrücke) stellen sicher, dass Auslegungsgrenzen nicht überschritten werden, siehe Abschnitt 3.2.4.

Die Zielstellung eines sicheren Bohrungsbetriebes erfordert es, die zulässigen Bedingungen einzuhalten und die Wirksamkeit der Barriere-Elemente aufrechtzuerhalten bzw. die zulässigen Bedingungen anzupassen.

Dies wird erreicht durch:

- Monitoring der gültigen Betriebsbedingungen
- Aufrechterhaltung der Barriere-Elemente, s. a. Tabelle 2
- Verifizierung der anhaltenden Wirksamkeit der Barriere-Elemente durch wiederkehrende Prüfungen, wo technisch erforderlich
- Management von Integritätsanomalien und -ausfällen.

3.4.1. Bohrungsmonitoring im Betrieb

Durch Monitoring wird die Einhaltung der definierten Betriebsgrenzen überwacht.

PRAKTIKEN: MONITORING ALLGEMEIN

- Übernahme der Bohrung nach Herstellung durch den Betrieb mit einer Dokumentation in einem Übergabedokument, siehe 3.3.6, von z. B. der geltenden Leistungsnormen
- Überprüfung der festgelegten Betriebsgrenzen mit Höchst- und Mindestwerten für zulässige Betriebsbedingungen, inklusive maximal zulässiger Ringraumdrücke
- Festlegung des Verfahrens für die Inbetriebnahme der Bohrung mit Förder-/ Injektionsraten sowie zugehörigen Drücken und Temperaturen
- Festlegung der Monitoring- und Überwachungsanforderungen, um sicherzustellen, dass die Bohrungen innerhalb ihrer Betriebsgrenzen betrieben wird. Neben Standardparametern (z. B. Druck, Temperatur, Fließrate) können Sekundärparameter mittels eines verbauten Monitoringsystems, wie eine teufenabhängige Temperatur- oder Akustikmessung, zur Überwachung der Bohrungsintegrität herangezogen werden.
- Festlegung der Verfahrensweisen für Bohrungsmonitoring und Überwachung und ihre Häufigkeiten, von Verantwortlichkeiten sowie Statusdokumentation der Bohrungsintegrität einschließlich ihrer Betriebsgrenzenparameter in einem entsprechenden Programm. Dabei Beachtung der Anforderungen der jeweils anzuwendenden BVOT.

PRAKTIKEN: MONITORING BETRIEBSGRENZEN

- Monitoring der Parameter, für die Betriebsgrenzen und Schwellenwerte festgelegt wurden
- Durchführung festgelegter Maßnahmen, wenn sich ein Bohrungsparameter seinem festgelegten Schwellenwert annähert
- Durchführung erforderlicher Maßnahmen, Benachrichtigungen und Untersuchungen bei Überschreitung von Schwellenwerten
- Untersuchung von jedem ungeplanten Betrieb außerhalb der Betriebsgrenzen und Bewertung seiner Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit der Barriere-Elemente
- Bewertung von geplanten Abweichungen von den zugelassenen Betriebsgrenzen
- Beispiele für Betriebsgrenzen:
- Bohrlochkopf-/Steigrohrkopfförder- und Injektionsdruck

- Förder-/Injektionsraten bzw. abgeleitete Fließgeschwindigkeiten
- Ringraumdrücke (MAASP), siehe 3.4.5 ff.
- korrosive Bestandteile in Förder-/Injektionsfluiden (z. B. H₂S, Chloride, CO₂ usw.)
- Betriebstemperatur
- Bewegung des Bohrlochkopfes, z. B. Bohrlochkopfwachstum aufgrund von Wärmeausdehnung und Bohrlochkopfsenkung.
- Verwendung von Verbindern, die auch bei den erwarteten thermischen Wechselbeanspruchungen ihre dauerhafte Dichtheit aufweisen.
- Futterrohrwanddicken

Sichtprüfungen werden durchgeführt, um den allgemeinen Zustand der Oberflächenausrüstung sowie den zugehörigen Schutz um die Bohrung herum zu bewerten.

PRAKTIKEN: SICHTPRÜFUNGEN UND LOKATIONSBEFAHRUNGEN

Durchführung von Sichtprüfungen im Rahmen von Lokationsbefahrungen in Abständen mindestens gemäß gesetzlichen und behördlichen Vorgaben z. B.:

- Beschädigung von Bohrungsausrüstung und Barrieren wie Standrohr, Betonbarrieren und Zäune
- Zustand des Bohrlochkellers
- Allgemeiner Zustand von Bohrlochkopf und Eruptionskreuz, mechanische Beschädigung, Korrosion etc.
- Kontrolle auf Leckagen oder Blasenbildung ggf. mit einer groben Schätzung der Leckagerate und Berichterstattung gemäß Betreibervorgaben und gesetzlichen Anforderungen.

Korrosion von tragenden oder drucktragenden Komponenten der Bohrung kann zu einem Verlust der Bohrungsintegrität führen. Das gleiche gilt für Erosion von Komponenten im Strömungsweg innerhalb der Bohrung, des Bohrlochkopfes und des Eruptionskreuzes. Zu ihrer Beobachtung sind die folgenden Praktiken üblich:

PRAKTIKEN: KORROSION UND EROSION

- Monitoring innerer und äußerer Korrosion an tragenden oder drucktragenden Komponenten der Bohrung auf der Grundlage der Analyse des Korrosionsrisikos
- Schätzung der Korrosionsraten für Barriere-Elemente, z. B. auf der Basis von Korrosionsabtragsraten
- Regelmäßige Untersuchung von Schutzbeschichtungen (z. B. sofern zugänglich an Ankerrohrtouren, Bohrlochköpfen, Eruptionskreuzen usw.) und von tragenden Bauteilen, wie z. B. Ankerrohrtour
- Direkte Messungen zur Feststellung von Korrosion, z. B. elektromagnetische und Ultraschallmessungen
- Indirekte Messungen, wie z. B. Untersuchung von Ringraumfluid oder produzierten Flüssigkeiten auf korrosive Fluidanteile bei Indikation von Barrierefehler und Nebenprodukte korrosiver Reaktionen
- Monitoring der Chemikalieninjektion in den Fluidströmungsweg
- Monitoring der chemischen Inhibition von Ringraumfluiden
- KKS Messungen.
- Bei nah an den Geschwindigkeitsgrenzen betriebenen Bohrungen: Erosionsmonitoring mit besonderem Augenmerk auf Abschnitte im Strömungsweg, in denen Geschwindigkeit und Turbulenz ansteigen können.

3.4.2. Bohrungswartung im Betrieb

Die Bohrungsbarriere-Elemente werden während der Bohrungsbetriebsphase regelmäßig gewartet, um ihre Wirksamkeit aufrecht zu erhalten. Wartungsmaßnahmen sind alle Aktivitäten mit denen die Verfügbarkeit,

die Zuverlässigkeit und der Zustand von Bohrungsbarrieren, Barriere-Elementen und Steuersystem inspiziert, geprüft, betätigt, instandgehalten und/oder repariert werden. Inspektion, Prüfung, Instandhaltungsmaßnahmen und Wirksamkeitsnachweis erfolgen auf der Basis von Kriterien für die Akzeptanz der Bohrungsbarriere-Elemente als wirksame Barriere-Elemente, siehe auch Anhang B.

Die Wartungsmaßnahmen werden entsprechend den Betriebsbedingungen, dem Bohrungstyp und der Umgebung der Bohrung (z. B. Naturschutzgebiet oder Wasserschutzgebiet) oder in einer durch Gesetzgebung (z. B. die BVOT) festgelegten Häufigkeit vorbeugend oder ereignisorientiert durchgeführt. Ereignisse sind beobachtete Auffälligkeiten in den Betriebsbedingungen. Werden im Rahmen der routinemäßig oder durch ein Ereignis ausgelösten Inspektionen und Prüfungen integritätsrelevante Veränderungen von Barriere-Elementen festgestellt, kann dies zu korrektiven Wartungsarbeiten in Form von Instandsetzungsmaßnahmen und Reparaturen führen.

PRAKTIKEN: WARTUNG

- Festlegung eines Wartungsprogramms für die Bohrungsbarriere-Elemente, die gewartet werden müssen, inklusive der Festlegung des Ausführenden (externer Fachkundiger/Serviceunternehmen, verantwortliche bzw. fachkundige Person) und der Häufigkeit mit der Wartungsmaßnahmen durchgeführt werden, mindestens gemäß anzuwendender BVOT
- regelmäßige Überprüfungen des Bohrlochkellers
- regelmäßige Überprüfungen und Prüfungen von Bohrlochkopf und Eruptionskreuz, einschließlich aller Absperrrichtungen, Aufsätze, Flanschverbindungen und Klemmvorrichtungen, Schmiernippel, Prüfanschlüsse, Steuerleitungsausgänge durch den Verantwortlichen ggf. unter Einschaltung einer Servicefirma unter Berücksichtigung der Empfehlungen in API Spec 6A in Abständen mindestens gemäß anzuwendender BVOT
- regelmäßige Prüfung und Kalibrierung der Monitoringsysteme (einschließlich Messgeräten, Messwertaufnehmern, Sendern und Empfängern, usw.)
- Prüfung von Ringraumdrücken und Fluidständen sowie Trendanalyse der Ringraumdrücke
- sofern vorhanden, Funktionsprüfung von Sicherheitseinrichtungen im Förderstrang (Übertage gesteuerte Absperrrichtungen, „Velocity Valves“) unter Berücksichtigung der Empfehlungen in API 14B [16] in Abständen mindestens gemäß anzuwendender BVOT
- Prüfung der ESD-Systeme (z. B. Sender, ESD-Paneele, Schmelzsicherungen)
- sofern vorhanden, Prüfung der Chemikalieninjektionssysteme
- Verfolgung des Verhältnisses aus korrektiven und vorbeugenden Wartungsaktivitäten und ggf. Anpassung von Monitoring- und Wartungsprogramm
- ggf. Bestimmung der Fließgeschwindigkeiten in den fluidbenetzten Rohrtouren, um sicherzustellen, dass Maximalgeschwindigkeiten nicht überschritten werden
- ggf. Bewertung der Wanddicke der fluidbenetzten Rohrtouren, um sicherzustellen, dass Korrosions-, Erosions- und Abnutzungstoleranzen nicht überschritten werden.

3.4.3. Änderung bestehender Spezifikationen im Betrieb

Aus unterschiedlichen Gründen können Umstände eintreten, in denen ein Barriere-Element nicht entsprechend der ursprünglichen Auslegungsspezifikation aufrechterhalten werden kann, bzw. die zu einer Umnutzung der Bohrung führen.

PRAKTIKEN: ÄNDERUNG DER SPEZIFIKATIONEN

- Durchführen von Risikoanalysen, um für Fälle, in denen ein Barriere-Element nicht entsprechend der ursprünglichen Leistungsnormen aufrechterhalten werden kann, Möglichkeiten zu identifizieren, um durch zusätzliche Maßnahmen das Risiko auf ein zulässiges Maß zu mindern, siehe 2.7.

- Bei Änderung der Bohrungsnutzung: Neubewertung der Barriere(n) und der Bohrungsbetriebsgrenzen im Rahmen eines Änderungsmanagement-Prozesses, siehe 2.6.

3.4.4. Dichtheitskriterien und Dichtheitsnachweise im Betrieb

Ein Großteil der Leistungskriterien für die Barriere-Elemente sind Akzeptanzkriterien für die Fähigkeit zum Einschluss von Bohrungsfluiden.

Nach der DIN wird ein Barriere-Element als technisch dicht bezeichnet, wenn es frei ist von Lecks entsprechend einer vorgegebenen Anforderung, siehe z. B. auch [15] [28] [29] [30] [31]. Die Anforderungen in Form von zulässigen Leckageraten gewährleisten die Einhaltung der Schutzziele.

Sie berücksichtigen:

- gesetzliche Regeln
- Stoffeigenschaften
- Betriebsbedingungen
- Bohrungstyp, Designmerkmale und Status
- Industrienormen wie API 14b [16], EN ISO 14310 [17], ISO/DIS 16530-1 [1] etc. und
- Prüfmedium

PRAKTIKEN: DICHTHEITSKRITERIEN UND -NACHWEISE

- Dichtheitsnachweise durch Zufluss- oder Drucktest
- Testdurchführung nach Möglichkeit in Fließrichtung (Zuflusstest). Sofern nicht praktikabel, Durchführung eines Drucktests
- Festlegung zulässiger Leckageraten oder Druckänderungen sowie der Prüfhäufigkeit für einzelne Bohrungsbarriere-Elemente innerhalb der Akzeptanzkriterien, unter Berücksichtigung von Risiko (ggf. auch für die gesamte Anlage), gesetzlichen Vorgaben und technischen Empfehlungen
- Zulässige Leckageraten sollten die folgenden Akzeptanzkriterien erfüllen, sofern zutreffend:
- Leckage einer Absperrarmatur: Leckage bleibt eingeschlossen innerhalb einer Bohrungsbarriere oder eines Strömungswegs, siehe ISO 10417
- Leckage einer Bohrungsbarriere von Fließkanal zu Fließkanal: unzulässig, wenn der aufnehmende Fließkanal die potenziell neu einwirkende Last und Fluidzusammensetzung nicht aufnehmen kann
- Keine Leckagerate von Fließkanal zu Fließkanal über die in ISO 10417 festgelegte zulässige Leckagerate von 24 l/h (6,34 Gallonen US/h) für Flüssigkeit oder 25,4 m³/h (900 scf/h) für Gas hinaus
- Keine ungeplante oder unkontrollierte Leckage mit Fluidaustritt in die Übertage- oder Untertageumgebung.

ANMERKUNG: Für die Anwendung dieser Vorgabe ist API RP 14B äquivalent zu ISO 10417.

- Durchführung von Prüfungen entsprechend vorgenommener Festlegungen
- Bei Leckageraten außerhalb der festgelegten Akzeptanzkriterien, Vorgehen wie bei Ausfall eines Bohrungsbarriere-Elementes, siehe 3.4.8.

3.4.5. Höchstzulässiger Ringraumkopfdruck (MAASP) und Betriebsgrenzen im Betrieb

Der höchstzulässige Ringraumkopfdruck (maximum allowable annulus surface pressure, MAASP) ist der höchste Druck am Bohrlochkopf, der für einen Ringraum zulässig ist, ohne die Integrität eines Barriere-Elementes dieses Ringraums zu gefährden.

PRAKTIKEN: HÖCHSTZULÄSSIGER RINGRAUMDRUCK (MAASP)

Bestimmung des MAASP für jeden Ringraum der Bohrung unter Berücksichtigung relevanter Faktoren, z. B.

- höchster Druck, mit dem der betroffene Ringraum geprüft wurde
- mechanische Leistungsspezifikationen für jede Komponente des betroffenen Ringraums im Einbau- oder Herstellungszustand
- Einzelheiten über alle Fluide (Dichte, Volumen, Stabilität) im Ringraum und in angrenzenden Ringräumen oder im Steigrohr
- Einzelheiten zur Futterrohrzementation inkl. Druckfestigkeit des Zementes
- Einzelheiten zur Festigkeit freiliegender Formationen, Durchlässigkeit und Formationsfluide
- Einzelheiten zu durchteuften Grundwasserleitern, z. B. Porendruckprofil
- Anpassungen für Abnutzung, Erosion und Korrosion, die bei der Bestimmung des MAASP berücksichtigt werden sollen
- bei Einbau von Druckentlastungseinrichtungen (z. B. Berstscheiben) in ein Futterrohr: sicherstellen, dass die Berechnungen des MAASP alle Lastfälle bei offenen und geschlossenen Entlastungseinrichtungen einschließen

Neuberechnung des MAASP für jeden Ringraum der Bohrung, s. a. 2.5, bei

- Änderungen der Leistungsnormen der Bohrungsbarriere-Elemente
- Änderungen der Betriebsart der Bohrung
- Änderungen der Dichte von Ringraumfluiden
- Auftreten von Wanddickenverringerung an Steigrohr/Futterrohr
- Änderungen der Lagerstättendrücke auf Werte außerhalb der ursprünglichen Lastfallberechnung
- Dokumentation der MAASP-Werte in den entsprechenden Bohrungsaufzeichnungen.

Beispiele für MAASP-Berechnungen sind dem Anhang des ISO Standards [1] zu entnehmen.

Für einen sicheren Betrieb werden auf Basis der berechneten, maximal zulässigen Drücke der Ringräume sichere Betriebsbereiche für den Druck eines jeden Ringraumes bestimmt.

PRAKTIKEN: RINGRAUM-BETRIEBSGRENZEN

- Festlegung zulässiger Betriebsbereiche für jeden Ringraum zwischen oberem und unterem Schwellenwert
- Festlegung des oberen Schwellenwertes unterhalb des MAASP-Wertes, um ausreichend Zeit für das Einleiten von Korrekturmaßnahmen zu lassen bevor der MAASP erreicht wird. Er sollte jedoch höher sein als der Druck, der im Rahmen normaler Betriebsvorgänge erreicht wird
- Festlegung eines unteren Schwellenwerts unter Berücksichtigung von Erfordernissen wie
- Möglichkeit der Beobachtung des Ringraumdruckes
- hydraulische Abstützung von Bohrungsbarriere-Elementen
- Vermeidung von Futterrohrkollaps, z. B. für den nachfolgenden Ringraum oder für Hohlräume, wenn eine Entlastung nicht möglich ist
- Berücksichtigung der Reaktionszeit
- Fähigkeit zur Erkennung potenzieller kleiner Leckagen
- Temperaturschwankungen
- Vermeidung von Gasentlösung (Korrosionsbeschleunigung)
- Verhinderung des Eindringens von Luft.

Die durch oberen und unteren Schwellenwert definierten Betriebsbereiche gelten nur für zugängliche Ringräume, die ein Druckmanagement durch z. B. Ablassen oder Zuführen ermöglichen.

3.4.6. Ringraumdruckmonitoring und Management im Betrieb

Ein Druckaufbau mit anhaltendem Druck in einem Ringraum ist häufig Hinweis auf ein Integritätsproblem. Ein Ringraumdruck wird als anhaltender Ringraumdruck oder Sustained Casing Pressure (SCP) bezeichnet, wenn er nach Druckentlastung und erneutem Verschließen des Ringraumes wieder auf seinen alten Wert ansteigt.

SCP ist zu unterscheiden von einem Ringraumdruck, der vom Bohrerbetreiber aus den unterschiedlichsten Gründen absichtlich aufgebracht werden kann, z. B. für ein Druck-Monitoring, und einem thermisch bedingten Ringraumdruck. Thermisch bedingte Ringraumdrücke sind zu beobachten insbesondere im Zusammenhang mit dem An- und Abfahren von Bohrungen und den damit verbundenen Temperaturänderungen des eingeschlossenen Ringraumvolumens.

Als Ursache von anhaltendem Ringraumdruck kommt der Ausfall eines oder mehrerer Bohrungsbarriere-Elemente in Frage, wenn dadurch eine Kommunikation zwischen einer Druckquelle und einem Ringraum geschaffen wird. Kommunikation mit einer Druckquelle kann durch verschiedene Ausfallarten verursacht werden, z. B.:

- Zustandsverschlechterung von Futterrohr, Liner, Steigrohr aufgrund von Korrosion/ Erosion/Ermüdung/ Spannungsüberlastung
- Ausfall der Hänger-Dichtung
- Verlust der Zementintegrität
- Verlust der Formationsintegrität, z. B. aufgrund von Konvergenz
- Integritätsverlust des Packers und/oder einer Dichtung
- Leckage an Steuer- oder Chemikalieninjektionsleitungen
- fehlerhafte Armaturenstellungen

ANMERKUNG: API RP 90 enthält Verfahren, welche die Bestimmung der Art des beobachteten Ringraumdrucks unterstützen können.

Das regelmäßige Monitoring der Drücke am Bohrlochkopf sowie ggf. der Spiegel im Ringraum dient der Früherkennung von Gefahren für Bohrungsbarrieren, ihren potenziellen Beeinträchtigungen und den Möglichkeiten und Notwendigkeiten auf ggf. beobachtete Anomalitäten zu reagieren. Monitoringergebnisse verbessern die Kenntnis des sich einstellenden Ringraumdruckverhaltens (z. B. anhaltender Ringraumdruck; Druckgleichgewicht innen/außen). Durch kontrollierte Druckentlastung lassen sich anhaltende Drücke eines betroffenen Ringraumes oft zumindest vorübergehend beherrschen. Gezieltes Wiederauffüllen der Ringraumflüssigkeit dient dem Schutz des Ringraumes und führt in der Regel zu einer Reduzierung des Gaskopfdruckes im Ringraum. Beides dient dem Erhalt der Bohrungsintegrität.

PRAKTIKEN: RINGRAUMDRUCKMONITORING

- Kalibrierung und Funktionsüberprüfung der Monitoringausrüstung
- Für zugängliche, geschlossene Ringräume: Aufbringen und Halten eines geringen Überdruckes durch Aufpumpen mit Flüssigkeit, ggf. auch Aufbringen eines kleinen Gaspolsters (z. B. Tracer Gas), um Leckagen an den zu überwachenden Bohrungsbarriere-Elementen (Produktionspacker, Steig- oder Futterrohrstrang, Futterrohrzement usw.) erkennen zu können

Festlegung von Monitoring- und Überwachungshäufigkeit für Steigrohr- und Ringraumdrücke unter Berücksichtigung relevanter Faktoren, z. B.

- erwarteten Temperaturänderungen und -auswirkungen, insbesondere während des An- und Ab-fahrvorganges
- Risiko des Überschreitens von MAASP oder Auslegungsgrenzlasten
- Risiko von anhaltendem Ringraumdruck
- Zeit bis sich der erhöhte Ringraumdruck nach Entlastung wieder einstellt
- Benötigtes Datenvolumen für Trendanalysen und Erkennung von Druckanomalien

Ringraum-Monitoring entsprechend vorgenommener Festlegungen mit Feststellungen von z.B.

- Steigrohr- und Ringraumdrücke
- Flüssigkeitsspiegel im Ringraum
- Fluidarten im Ringraum und ihre Eigenschaften (einschließlich Fluiddichte)
- Fluidarten und -volumen, die dem Ringraum zugeführt bzw. aus diesem abgelassen werden

Ziel des Ringraumdruckmanagements ist es, den Ringraumdruck innerhalb seiner zulässigen Betriebsgrenzen zu halten. Das Prinzip der Betriebsgrenzen ist in Abbildung 5 dargestellt.

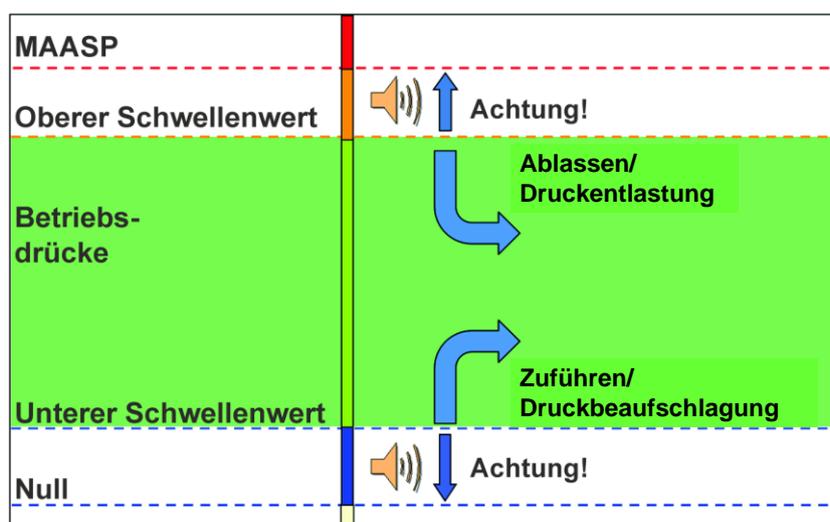


Abbildung 5: Darstellung von Schwellenwerten und MAASP

PRAKTIKEN: RINGRAUMDRUCKMANAGEMENT

- bei Erreichen des oberen Schwellenwertes eines Ringraumdruckes: Druckentlastung auf einen Wert innerhalb des Betriebsbereiches. Bei Erreichen des unteren Schwellenwertes: Auffüllen des Ringraumes
- bei der Durchführung von Druckentlastungen, Berücksichtigung des Risikos einer Verunreinigung des Ringrauminhaltes durch den stattgefundenen Fluidzufluss

ANMERKUNG: Ein Beispiel für eine Methodik für die Durchführung derartiger Prüfungen ist API RP 90 zu entnehmen.

- Dokumentation von Art und Gesamtvolumen des abgelassenen (sofern technisch möglich) oder zugeführten Fluide und Dokumentation aller Ringraum- und Steigrohrdrücke sowie der Zeit bis zum Abschluss des Ablass- bzw. Zuführungsvorganges
- Dokumentation der Häufigkeit der Entlastungen und des geschätzten Gesamtvolumen der dabei abgeleiteten Fluide
- Risikoanalyse und -minderung bei Über- oder Unterschreiten von oberem bzw. unterem Schwellenwert der Betriebsgrenzen. Maßnahmen sollten einem Änderungsprozess unterzogen werden, Abschnitt 2.6, siehe auch 3.4.7.

- Risikoanalyse hinsichtlich der Druckfestigkeit des an den Ringraum mit SCP nach außen angrenzenden Ringraums für den Fall, dass der Ringraum unter SCP den Druck nicht halten kann. Ggf. Anpassung des oberen Schwellenwertes, siehe auch 3.4.7.

3.4.7. Ringraum Untersuchung und Änderung von MAASP/Schwellenwerten im Betrieb

Wenn die Betriebsbedingungen darauf hinweisen, dass der Druck in einem Ringraum anhält sollten formale Untersuchungen aufgenommen werden, um Ursachen festzustellen und potentielle Auswirkungen zu identifizieren. Dabei geht es insbesondere darum, Kenntnisse zu erlangen über die Druckquelle und den Kommunikationsweg zwischen Druckquelle und Ringraum. Auch Inhalt und Betriebsgrenzen des betroffenen Ringraumes, einschließlich zulässiger Druckänderungsraten und vorhandener Drucksicherheits- und Entlastungssysteme, sind Gegenstand der Untersuchung. Eine Ringraumprüfung mit Druckentlastung und Druckaufbau des betroffenen Ringraums ist dabei in der Regel der erste Schritt.

PRAKTIKEN: RINGRAUMUNTERSUCHUNG

- Festlegung eines Verfahrens für die Durchführung von Ringraumuntersuchungen mit Druckentlastung und Druckaufbau
- Aufzeichnen von Kopfdrücken sowie Volumen und Dichten der Flüssigkeiten und Gase, die aus dem Ringraum abgelassen oder ihm zugeführt wurden, sofern dies technisch möglich ist
- ggf. Manipulation eines benachbarten Ringraumdrucks zur Gewinnung zusätzlicher Informationen
- ggf. Aufzeichnung von Temperatur- und/oder Akustik-Daten mittels Glasfaser-Technik
- Wenn möglich, Entnahme von Fluid aus dem betroffenen Ringraum und Analyse
- Überprüfung von Aufzeichnungen und Vorgeschichte der Bohrung, um die potenzielle(n) Ursache(n) des Drucks zu bestimmen.

Für die Überprüfung und Änderungen von MAASP und Betriebsgrenzen bei länger anhaltendem Ringraumdruck sind die nachfolgenden Praktiken üblich:

PRAKTIKEN: RINGRAUMÜBERPRÜFUNG

Nutzung der vorgenannten Information zur Feststellung

- der Quelle des anhaltenden Ringraumdrucks basierend auf der Analyse aktueller Fluidproben und ihrem Vergleich mit den Informationen im ursprünglichen Samplerprotokoll aus der Bohrphase
- der Eingrenzung der Leckageteufen basierend auf den Ergebnissen von Temperatur- und/oder Akustik-Glasfaser-Monitorings
- der Fluidzusammensetzung und Porendruck des potenziellen Zuflusshorizontes
- von potenziellen Migrationswegen von der Quelle zum Ringraum (oder umgekehrt)
- der Leckagerate und/oder Anstiegsrate des Ringraumdrucks sowie potenzielle Volumen- und Dichteänderungen im Ringraum
- des Bohrungszustandes

Bewertung der Ergebnisse vor dem Hintergrund von

- Häufigkeit von Ringraumdruckentlastungen
- anormale Drucktrends (Hinweis auf Leckagen in einen/aus einem Ringraum)
- Inhalt des Ringraumes und seines Flüssigkeitsstandes
- Volumen das aus dem Ringraum abgelassen oder ihm zugeführt wurde
- Art des verwendeten oder entnommenen Fluids (Öl/Gas/Spülung)

- Drucküberschreitungen über den MAASP und/oder den oberen Schwellenwert hinaus.
- Bei SCP, Neuberechnung des MAASP unter Berücksichtigung der Auswirkungen des anhand der Fluidsäule geschätzten mittleren Fluidgradienten.

Beispiele zu Neuberechnungen des MAASP sind dem Anhang des ISO Standards [1] zu entnehmen.

Die Neuberechnung des MAASP darf in Betracht gezogen werden, wenn Gas die ursprüngliche Ursache des Ringraumdrucks ist und der Bohrungsbetreiber die Quelle, Wege und Raten ermittelt sowie das Risiko eines (Untertage-)Einschlussverlustes anhand der Rohrschuhfestigkeit und des Porendrucks der ursprünglichen Quelle analysiert und bewertet hat.

3.4.8. Risikoanalyse und Management des Ausfalls von Bohrungsbarriere-Elementen im Betrieb

Der Bohrungsbetreiber muss bei Abweichung integritätsrelevanter Design- oder Betriebsparameter vom Normalzustand die Gefährdung und ggfs. Risiken in Zusammenhang mit einer Einschränkung oder des Ausfalls von Bohrungsbarrieren bewerten und beherrschen. Die Gefährdungs- und Risikobeurteilung kann anhand von Leistungsnormen vorgenommen werden, die durch den Bohrungsbetreiber, Gesetzgebung oder Industrienormen festgelegt sind.

Um auf den Ausfall der Integrität eines Bohrungsbarriere-Elementes schnell und angemessen reagieren zu können sind folgende Praktiken üblich:

PRAKTIKEN: INTEGRITÄTSAUSFALL EINES BOHRUNGSBARRIERE-ELEMENTES

- Durchführung einer Risikoanalyse zum Ausfall der Integrität der in einer Bohrung vorhandenen Barriere-Elemente unter Berücksichtigung der bestehenden Redundanzen
- Festlegung von Reaktionszeiten und Reparaturprioritäten gemäß Analyseergebnis.

3.4.9. Berichte und Dokumentation im Betrieb

In der Betriebsphase besteht die zusätzliche Dokumentation und Berichterstattung insbesondere aus Aufzeichnungen zu Vorkommnissen und Maßnahmen im Zusammenhang mit der Integrität der Bohrung.

PRAKTIKEN: MÖGLICHE INHALTE DER BERICHTE UND DOKUMENTATIONEN IN DER BETRIEBSPHASE

Dokumentation und Berichterstattung von integritätsrelevanten Vorkommnissen und Maßnahmen im Einklang mit den gesetzlichen und behördlichen Vorgaben. Vorhalten der Information gemäß den vom Bohrungsbetreiber festzulegenden Verfügbarkeitsdauern, im Minimum entsprechend den Vorgaben zum Förderbuch:

- Bohrlochbild und Bohrungsbarriereschema
- Leistungsnormen
- vollständiger Ausrüstungsplan und verwendete Teile mit zugehörigen Werkstoffangaben
- Förder-/Injektionsinformationen
- maßgebliche Betriebsparameter für den Nachweis eines Betriebs innerhalb der Bohrungs-Betriebsgrenzen
- Ringraumdruck-Monitoring
- durchgeführte Prüfungen
- Fluidanalysen
- vorbeugende Wartungsmaßnahmen
- korrektive Wartungsmaßnahmen (Reparatur und Austausch).

Festlegung von Kennzahlen, z. B. für die Entwicklung abgelassener Ringraumvolumina, Korrosionsprodukte in geförderten Flüssigkeiten, Verhältnis aus korrektiven zu vorbeugenden Wartungsmaßnahmen, und regelmäßige Bestimmung. Vorhalten der Ergebnisse für verantwortliches und rechenschaftspflichtiges Personal.

3.4.10. Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Einpress- und Versenkbohrungen sowie von Injektionsbohrungen der Geothermie

Den besonderen Bedingungen für Einpress- und Versenkbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: BETRIEB VON EINPRESS- UND VERSENKBOHRUNGEN

- ggf. Überwachung des Untertage Injektionsdruckes
- Steuerung des Injektionsdruckes zur Einhaltung der Betriebsgrenzen
- ggf. Steuerung der Injektionsmenge zur Einhaltung anwendbaren Auflagen für den statischen Poren-
druck.

3.4.11. Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Porenspeicherbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Porenspeicherbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: BETRIEB VON PORENSPEICHERBOHRUNGEN

- Regelmäßige Dichtheits- und Funktionsprüfung der im oberen Landenippel eingebauten Absperreinrichtung durch Entlastung der Leitung; Ausbau und Kontrolle der Absperreinrichtung bei Nichteinhaltung der max. Leckagerate. Testdurchführung nach API 14B, [16]
- Rechnerische Prüfung der Belastbarkeit der Bohrungsbarriere-Elemente auf Basis festgestellter Abtragsraten für flächenhafte Korrosion. Bei Erreichen von Sicherheitsbeiwerten nahe dem Grenzwert, Durchführung von geeigneten Inspektionsmessungen (z. B. Kaliber-, elektromagnetische oder akustische Messungen sowie ggf. Kamerabefahrungen) zum Nachweis ausreichender Wandstärken und Druckprüfungen
- Bei Rekomplettierungserfordernis (Ausbau Förderrohrtour) ggf. Inspektionsmessung/ Überprüfung der letzten zementierten Rohrtour und deren Zementation.

3.4.12. Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Flüssigkeitskavernenbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Flüssigkeitskavernenbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird wie folgt Rechnung getragen:

PRAKTIKEN: BETRIEB VON FLÜSSIGKEITSKAVERNENBOHRUNGEN

- Zur Feststellung der Einwirkung von Kavernen, Anlegen/regelmäßiges Vermessen von Festnetzpunkten an der Tagesoberfläche
- Bei erkennbaren Einwirkungen auf die Tagesoberfläche, Ergebnisdarstellung als Höhenfestpunktriss

3.4.13. Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Gaskavernenbohrungen

Den besonderen Bedingungen für Gaskavernenbohrungen, wie sie in Tabelle 1 wiedergegeben sind, wird durch die folgenden Praktiken Rechnung getragen, die über die in 3.4.12 für Flüssigkeitskavernenbohrungen dokumentierten Praktiken hinausgehen.

PRAKTIKEN: BETRIEB VON GSKAVERNENBOHRUNGEN

- regelmäßige Dichtheits- und Funktionsprüfung ziehbarer³ UTSVe, Testdurchführung nach API 14 B. Ausbau und Kontrolle der UTSVe bei Nichteinhaltung der max. Leckagerate
- rechnerische Prüfung der Belastbarkeit der Bohrungsbarriere-Elemente auf Basis festgestellter Abtragsraten für flächenhafte Korrosion. Bei Erreichen von Sicherheitsbeiwerten nahe dem Grenzwert, Durchführung von geeigneten Inspektionsmessungen (z. B. Kaliber-, elektromagnetische oder akustische Messungen sowie ggf. Kamerabefahrungen) zum Nachweis ausreichender Wandstärken und Druckprüfungen
- Bewertung möglicher Auswirkungen von Änderungen der Kaverne (Konvergenz, Firsthochbruch etc.) auf die Verrohrung und die Komplettierung
- bei Rekomplettierungserfordernis (Ausbau Steigrohrtour) ggf. Inspektionsmessung/ Überprüfung der letzten zementierten Rohrtour auf Korrosion und deren Zementation.

3.4.14. Zusätzliche Anforderungen an den Betrieb von Tiefen Geothermiebohrungen

Besonderheiten in der Betriebsphase: Förderhilfsmittel

- Planung von Einrichtungen, die das Antriebsmittel selbsttätig abschalten, wenn der zulässige Betriebsdruck in der von der Bohrung abgehenden bzw. zuführenden Leitung über- bzw. unterschritten wird bei Förderung mit Tiefpumpen oder mit anderen angetriebenen Förderhilfsmitteln.
- angemessenes An- und Abfahren wegen hoher Temperaturgradienten und zur Vermeidung von induzierter Seismizität
- für Ringräume zwischen Verrohrungen außerhalb von Barrieren: Vermeiden eines geschlossenen Ringraums an der Oberfläche, wenn geschlossen mit Ringraummanagement inklusive Druckmonitoring.
- Frostschutz gewährleisten

3.5. Verfüllung

Ziel: Dauerhafter Verschluss der Bohrung, der einen flüssigkeits- und gasdichten Abschluss über die Länge des Bohrlochs erreicht und nachteilige Veränderungen des nutzbaren Grundwassers vermeidet. Ausführung der Verfüllung, die Einbrüche an der Erdoberfläche vermeidet und eine spätere Nutzung des Untergrundes zur Gewinnung von Bodenschätzen und Wasser oder zur Tiefspeicherung nicht beeinträchtigt.

Die Bohrungsverfüllung ist die letzte an einer Bohrung durchzuführende Tätigkeit. Sie umfasst – nach Abbau des Bohrlochkopfes und Ausbau der Komplettierung – den Einbau dauerhafter Barrieren in die Bohrung, mit denen nach aller Erfahrung ein flüssigkeits- und gasdichter Abschluss erreicht wird. In der Regel werden dabei freie Rohrtouren über ihrem Festpunkt geschnitten und gezogen. Der Bohrungsverfüllung gehen im Falle von Aquiferspeicherbohrungen und Kavernenbohrungen umfangreiche Vorarbeiten voraus, um einen ausgangsnahen Zustand des Reservoirs vor Aufnahme des Speicherbetriebes wiederherzustellen bzw. um die Kavernen zu verfüllen. Sie sind nicht Gegenstand dieses Leitfadens.

Die Bohrungsverfüllung unterliegt sehr spezifischen behördlichen Vorgaben [26] [32]. Sie sehen vor, dass im Rahmen einer Verfüllung die offenen geologischen Formationen grundsätzlich durch eine Zementation verschlossen werden. Oberhalb dieses Zementstopfens (besondere Verfüllstrecke) werden in der Rohrfahrt in bestimmten Abständen weitere Zementstopfen gesetzt, gegebenenfalls in Kombination mit mechanischen Stopfen. Auch der Zwischenraum zwischen den Zementstopfen in der Rohrtour ist gemäß Vorgaben auszu-

³ wireline retrievable

füllen. Meist wird hierzu eine beschwerte Bohrspülung eingebracht. Auch vollständige Füllungen der Rohrtour mit Zement sind üblich. Zur Minimierung von Risiken werden die Stopfen in potentiellen Problemzonen platziert, zum Beispiel im Bereich von Liner Tops, geschnittenen Rohren etc.

Im oberflächennahen Bereich ist die Bohrung bis zu einer Tiefe zu zementieren, bei der die für eine Nutzung vorgesehenen Süßwasserhorizonte überdeckt werden, mindestens jedoch 100 m [32]. Um das Bohrloch zu sichern und eine spätere Nutzung der Tagesoberfläche nicht zu behindern, sind die Rohrtouren bis mindestens 2 m unter Ackersohle zu entfernen. Oberhalb der stehengebliebenen Verrohrung ist das Bohrloch durch eine Betonplatte zu sichern.

3.5.1. Verfüllungsplanung

PRAKTIKEN: VERFÜLLUNGSPLANUNG

- Identifizierung nutzbarer Grundwasserleiter
- Berücksichtigung der bekannten Zufluss- und Querflusshorizonte
- Identifizierung möglicher Leckagepfade
- Beurteilung der Wirksamkeit vorhandener Rohrtourzementationen, sofern diese nach der Verfüllungsrichtlinie berücksichtigt werden müssen
- Bewertung der Optionen für den Einbau dauerhafter Barrieren in die identifizierten Leckagepfade und Bewertung ihrer Realisierungsmöglichkeiten
- Auswahl der Verfüllungsmaterialien entsprechend ihrer Fähigkeit, die Bohrung unter den im Bohrloch herrschenden, auch künftigen Bedingungen (Drücke, Formationskompaktion, seismische und tektonische Kräfte, Temperatur, chemische und biologische Bedingungen) dauerhaft dicht zu verschließen
- ggf. Durchführung von Untersuchungen an repräsentativen Proben der Verfüllungsmaterialien unter repräsentativen Bedingungen zur Feststellung u.a. der Versteifungszeit und der Entwicklung der Druckfestigkeit im Falle von Bohrlochzementen
- Erstellen eines Verfüllungsprogramms, das die Anforderungen an die Bohrungsverfüllung sowie die für die Gefährdungen und Risiken erforderlichen Minderungs- und Kontrollmaßnahmen behandelt. Dabei sind alle spezifischen gesetzlichen Anforderungen zu berücksichtigen. Auslegung und Einbauplanung der Verfüllungsbarrieren, dass sie nach Einbau entsprechend den Akzeptanzkriterien verifiziert werden können

Dokumentation des Verfüllungsprogramms (siehe auch [32]) mit:

- zu verfüllende Horizonte
- Verfüllungsstrecken und Verfüllungsstoffen
- ggf. Ablenkteufen sowie Bereiche, in denen bohrtechnische Schwierigkeiten aufgetreten und diese für die Sicherstellung des Verfüllungszieles von Bedeutung sind
- Bohrlochbild
- Verfahren für die Barriereverifizierung vor und während der Bohrungsverfüllung.

3.5.2. Verfüllungsdurchführung

PRAKTIKEN: DURCHFÜHRUNG DER BOHRUNGSVERFÜLLUNG

Durchführung der Verfüllung gemäß zugelassenem Programm. Dabei Absperrung von

- kohlenwasserstoffführende Schichten
- Überdruckwasser- oder Laugezonen
- Schichten, in die Fluide injiziert wurden (z. B. Wasser, CO₂, Bohrkleinrückinjektion)

- oberflächennahe Grundwasserleiter
- ggf. Durchführung von Messungen zur Beurteilung der Wirksamkeit vorhandener Rohrtourzementationen entsprechend den Anforderungen des Verfüllungsprogramms
- ggf. Squeezezementierung auf Hinterrohrzementationsabschnitte mit festgestellter oder vermuteter fehlender bzw. schlechter Zementierung
- nach Einbau der Verfüllungsbarrieren, Verifizierung entsprechend den Akzeptanzkriterien zum Nachweis, dass sich die Barrieren in ihrer Einbaulage befinden und eine Integrität aufweisen, die ihren Auslegungszielen entspricht, siehe auch Anhang B.

Zu Beispielen siehe LBEG [32], Norsok D-010 [4] oder Oil & Gas UK [5].

3.5.3. Dokumentation

Aktualisierung des Verfüllungsprogramms zur Dokumentation der verfüllten Bohrung mit Barriere-Elementen im Einbauzustand entsprechend den Anforderungen in der Verfüllungsrichtlinie [32]. Die Dokumentation muss beinhalten:

- Verfüllungsbild
- Verfüllungsstrecken und Verfüllungstoffe
- ggf. Bereiche in denen Sanierungsmaßnahmen durchgeführt wurden
- Nachweise zur Barriereverifizierung und Ergebnis

Wahrnehmung weiterer Dokumentationspflichten entsprechend den Anforderungen in der Verfüllungsrichtlinie

- für Erdöl- und Erdgasbohrungen: Dokumentation der Gesamtfördermengen (bei Erdölförderbohrungen Nassöl und Reinöl), die letzte Verwässerung sowie die Drücke bei Aufnahme und Ende der Produktion
- für Einpress- und Versenkbohrungen: zusätzlich zu den Angaben unter Erdgas-/Erdölbohrungen Dokumentation der Mengen der eingeleiteten Stoffe
- für Porenspeicherbohrungen: zusätzlich zu den Angaben unter Erdgas-/Erdölbohrungen Dokumentation von Anfangs- und Enddruck des Speicherbetriebes sowie Angaben zur Wiederherstellung eines ausgangsnahen Zustandes des Reservoirs vor Aufnahme des Speicherbetriebes
- für Kavernenbohrungen: Angaben zur Verfüllung der Kaverne mit Flutungsmenge, Ergebnisse der Hohlraumvermessung, Ergebnisse von Integritätsuntersuchungen vor dem Verschluss, Daten aus dem Überwachungsbetrieb nach Flutung (Druckaufbau etc.)
- Regelung der Aufbewahrung der Dokumentation zur Verfüllung

4. Literaturverzeichnis

- [1] ISO, "Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance, ISO/DIS 16530-1 Draft International Standard," ISO, Geneva, 2015.
- [2] ISO, "Well integrity — Part 2: Well Integrity for the operational phase. ISO/TS 16530-2 Draft Technical Specification," ISO, Geneva, 2014.
- [3] CEN/TC 12, „Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohrungsintegrität — Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung,“ prEN ISO 16530-1:2015, Entwurf März, 2015.
- [4] NORSOK, "Standard D-010: Well integrity in drilling and well operations, Rev. 4," Standards Norway, Lysaker, June, 2013.
- [5] UK Oil & Gas, "Well Life Cycle Integrity Guidelines," London, UK, ISBN 1 903 004 31 4, March 2016, <http://oilandgasuk.co.uk/product/well-life-cycle-integrity-guidelines-issue-3-march-2016/>.
- [6] DIN, „DIN, Untertagespeicherung von Gas, Teil 3: Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in gesolten Salzkavernen: Deutsche Fassung EN 1918-3,“ DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Juli 1998.
- [7] DIN, „Untertagespeicherung von Gas, Teil 1: Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Aquiferen. Deutsche Fassung EN 1918-1,“ DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Juli 1998.
- [8] DIN, „Untertagespeicherung von Gas, Teil 2: Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Öl- und Gasfeldern. Deutsche Fassung EN 1918-2,“ DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin, Juli 1998.
- [9] EPA, "Determination of the Mechanical Integrity of Injection Wells," United States Environmental Protection Agency Region 5 – Underground Injection Control (UIC) Branch, Revised February, 2008, <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-09/documents/r5-deepwell-guidance5-determination-mechanical-integrity-200802.pdf>.
- [10] EPA, "Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources," Office of Reserach and Development, Environmental Protection Agency, EPA, Washington D.C., June 2015, <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=244651>.
- [11] BVEG, „Bohrlochkontrolle - Bohren, Workoer, Well Intervention,“ Technische Regel, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, Hannover, 2015.
- [12] ISO/IEC, "Guide 51: Safety aspects — Guidelines for their inclusion in standards," ISO/IEC, 2014, http://www.iso.org/iso/iso_catalogue/catalogue_tc/catalogue_detail.htm?csnumber=53940.
- [13] BVEG, „Praxis der hydraulischen Bohrlochbehandlung,“ WEG-Richtlinie, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, Hannover, Juni 2014.
- [14] G. King and D. King, "Environmental Risks Arising from Well-construction Failure," *SPE166142-PA, SPE Production & Operations, Vol 28, Issue 4*, November 2013.
- [15] DIN, „DIN EN 1330-8:1998-07: Zerstörungsfreie Prüfung - Terminologie - Teil 8: Begriffe der Dichtheitsprüfung; Dreisprachige Fassung EN 1330-8:1998,“ DIN, 1998.

- [16] API, "API Standard 14B (fifth edition), Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve System," API Publishing Services, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005, 10/2005.
- [17] EN ISO, „EN ISO 14310: Bohrloch-Ausrüstung, Packer und Brückenstopfen,“ ISO, Dezember 2001.
- [18] Norwegian Oil and Gas Association, "Norwegian Oil and Gas Association recommended guidelines for Well Integrity," Stavanger, Norway, Oktober 2008, <https://www.norskoljeoggass.no/Global/Retningslinjer/Boring/117%20-%20Recommended%20guidelines%20Well%20integrity%20rev4%2006.06.%2011.pdf>.
- [19] N. Expertenkreis, „Risikostudie Fracking,“ April, 2012, Darmstadt, http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Ex_Risikostudie_Fracking_120518_webansicht.pdf .
- [20] A. Mayer-Gürr, Petroleum Engineering, ISBN 3 432 87681 5, Stuttgart: Ferdinand Enke, 1976.
- [21] TAMU-PEMEX, "Well Control, Lesson 7, Pore Pressure Prediction," Texas A&M University, College Station, Texas, http://www.powershow.com/view/28bd2-ZTcyO/TAMU_Pemex_Well_Control_powerpoint_ppt_presentation.
- [22] UiS, "Prediction of Fracture Gradients, Lesson 22, PETE 411, Well Drilling," Universty of Stavanger, Norway, November 2002, <http://www.docfoc.com/1-pete-411-well-drilling-lesson-22-prediction-of-fracture-gradients>.
- [23] X. Luo, E. Vogt, M. Hou and T. Wonik, "Luo X., Vogt E., Hou M., Wonik Th. : Geo-parameters from well logging and their uses," gebo - Drilling Technology Project B4, 27.02.2015, in "Final Report of Geothermal Energy abnd High-Performance Drilling" , Schriftenreihe EFZN, ISBN 978-3-7369-9080-7.
- [24] API, "API Bul 5C3/ISO 10400: Formulae and calculation for casing, tubing, drill pipe and line pipe properties," API, Geneva Switzerland, revised 2007.
- [25] API, "API SPEC 5CT/ISO 11960, Specification for Casing and Tubing," API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, 1/2006.
- [26] Nds. Länderverordnung, „Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen (Tiefbohrverordnung - BVOT),“ LBEG, Niedersachsen, 20.9.2006, http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=27872&article_id=96026&psmand=4.
- [27] F. Crotagino, "SMRI Reference for External Well Mechanical Integrity Testing/Performance, Data Evaluation and Assessment," Solution Mining Research Institute, Short Class, SMRI Spring Meeting, Houston, 1996.
- [28] G. Schröder, „Neue Norm zur Auswahl eines geeigneten Verfahrens zur Lecksuche und Dichtheitsprüfung,“ *Tfp-Zeitung*, pp. 31-39, April 2001.
- [29] VDI, „VDI Richtlinie 2200 „Dichte Flanschverbindungen – Auswahl, Auslegung Gestaltung und Montage von verschraubten Flanschverbindungen“,“ VDI, 2007.
- [30] CE TEAM, „Beurteilung der technischen Dichtheit von Flanschverbindungen an Druckgeräten,“ 30. August 2010. [Online]. Available: <http://ce-engineering.de/news/beurteilung-der-technischen-dichtheit-von-flanschverbindungen-an-druckgeraeten/>. [Zugriff am 25. 09. 2016].
- [31] R. Hahn und H. Kockelmann, „Hochwertigkeit von Flanschverbindungen nach TA Luft, TU Bd. 49 (2008) Nr. 10 - Oktober,“ Oktober 2008. [Online]. Available: http://www.netinform.net/GW/files/pdf/Hochwertigkeit_Flanschverbind_Hahn_Kockelmann.pdf. [Zugriff am 25. 08. 2016].

- [32] LBEG, „Richtlinien über das Verfüllen auflässiger Bohrungen (Handakte Nr. 4.25),“ Oberbergamt, Clausthal-Zellerfeld, 29.07.1998.
- [33] Bundesgesetz, „Lagerstättengesetz (LagerstG),“ Ausfertigungsdatum: 04.12.1934, zuletzt geändert 10.11.2001, <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/lagerstg/gesamt.pdf>.
- [34] Bundesgesetz, „Baugesetzbuch (BBauGB),“ Ausfertigungsdatum 23.06.1960, zuletzt geändert 20.11.2014, <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbaug/gesamt.pdf>.
- [35] Bundesgesetz, „Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge,“ Ausfertigungsdatum 15.03.1974, zuletzt geändert 20.11.2014, <http://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/>.
- [36] Bundesgesetz, „Bundesberggesetz (BBergG),“ Ausfertigungsdatum: 13.08.1980, zuletzt geändert 04.08.2016, <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbergg/gesamt.pdf>.
- [37] Bundesgesetz, „Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG),“ Ausfertigungsdatum: 17.03.1998, zuletzt geändert 24.2.2012, <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbodschg/gesamt.pdf>.
- [38] Bundesgesetz, „Gesetz über die Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden, (Umweltschadensgesetz - USchadG),“ Ausfertigungsdatum: 10.05.2007, zuletzt geändert 04.08.2016, <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/uschadg/gesamt.pdf>.
- [39] Bundesgesetz, „Raumordnungsgesetz (ROG),“ Ausfertigungsdatum 22.12.2008, zuletzt geändert 31.07.2009, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/rog_2008/gesamt.pdf.
- [40] Bundesgesetz, „Wasserhaushaltsgesetz (WHG),“ Ausfertigungsdatum: 31.07.2009, zuletzt geändert 4.8.2016, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/whg_2009/gesamt.pdf.
- [41] Bundesgesetz, „Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege,“ Ausfertigungsdatum 29.07.2009, zuletzt geändert 04.08.2016, http://www.gesetze-im-internet.de/bnatschg_2009/BJNR254210009.html.
- [42] Bundesgesetz, „Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz . KrWG),“ Ausfertigungsdatum, 24.02.2012, zuletzt geändert 22.05.2013, <http://www.gesetze-im-internet.de/krwg/>.
- [43] Bundesgesetz, „Bergverordnung über Einwirkungsbereiche (Einwirkungsbereichs-Bergverordnung),“ Ausfertigungsdatum: 11.11.1982, zuletzt geändert 04.08.2016, <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/einwirkungsbergv/gesamt.pdf>.
- [44] Bundesrechtsverordnung, „Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau),“ Ausfertigungsdatum: 13.07.1990, zuletzt geändert 4.8.2016, <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/uvpbergbv/gesamt.pdf>.
- [45] Bundesrechtsverordnung, „Raumordnungsverordnung (RoV),“ Ausfertigungsdatum 13.12.1990, zuletzt geändert 24.02.2012, <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/rov/gesamt.pdf>.
- [46] Bundesrechtsverordnung, „Bergverordnung für alle bergbaulichen Bereiche (ABBergV),“ Ausfertigungsdatum: 23.10.1995, Zuletzt geändert 04.08.2016, <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/abbergv/gesamt.pdf>.

- [47] Bundesrechtsverordnung, „Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung (BBodSchV),“ Ausfertigungsdatum: 12.07.1999, zuletzt geändert 24.2.2012, <http://www.gesetze-iminternet.de/bundesrecht/bbodschv/gesamt.pdf>.
- [48] Bundesrechtsverordnung, „Verordnung zum Schutz des Grundwassers (Grundwasserverordnung - GrwV),“ Ausfertigungsdatum: 09.11.2010, zuletzt geändert 4.8.2016, http://www.gesetze-iminternet.de/bundesrecht/grwv_2010/gesamt.pdf.
- [49] Ländergesetz, „Niedersächsisches Wassergesetz,“ Ausfertigungsdatum 19.02.2010, <http://www.nds-voris.de/jportal/?quelle=jlink&query=WasG+ND&max=true>.
- [50] Ländergesetz, „Niedersächsisches Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz,“ Ausfertigungsdatum 19.02.2010, <http://www.nds-voris.de/jportal/portal/?quelle=jlink&query=BNatSchGAG+ND&max=true&aiz=true>.
- [51] LBEG, „Rundverfügung: Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen,“ Oktober 2012, http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=562&article_id=110051&_psmand=4.
- [52] API, "API Specification 6A / ISO 10423 Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment," API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, Februar 2005.
- [53] API, "API SPEC 5B, Specification for Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads," API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, 6/2010.
- [54] API, "API SPEC 13A Specification for Drilling Fluids Materials," API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, April 27, 2010.
- [55] API, "API 65-2, Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, 2nd Edition," API Publishing Services, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005, December 2010.
- [56] WEG, „Erdgas - Erdöl: Entstehung - Suche - Förderung,“ Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, Hannover, Dezember 2008, <http://www.erdoel-erdgas.de/filemanager/download/24/Erdgas%20Erd%C3%B6l%20Entstehung%20Suche%20F%C3%B6rderung.pdf>, retrieved September 10, 2012.
- [57] API, "API RP 90, Recommended Practice Annular Pressure Management in Offshore Wells," API Publishing Services, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005, 2/2008.
- [58] API, "API Specification 11D1, Packers and Bridge Plugs, Second Edition," <http://www.api.org/~media/files/publications/addenda-and-errata/purchasing/11d1pgh2009.pdf?la=en>, July 2009.
- [59] A. Abdel-Haq, „Erfahrungen bei der Durchführung des Dichtheitstestes an den letzten zementierten Rohrtouren der Kavernenfelder EPE und Bad Lauchstädt,“ in *57. Berg- und Hüttenmännischer Tag, Freiburger Forschungsforum*, Freiberg, 22. und 23. Juni 2006.
- [60] UK Health & Safety Executive, „Principles and guidelines to assist HSE in its judgements that duty-holders have reduced risk as low as reasonably practicable,“ Principles and guidelines to assist HSE in its judgement <http://www.hse.gov.uk/risk/theory/alarp1.htm>, 13.12.2001.
- [61] M. D. Lewan, M. D. Henry, D. K. Higley und J. K. Pitman, „Material-balance assessment of the New Albany–Chesterian petroleum system of the Illinois basin,“ *AAPG Bulletin*, p. 745–777, May 2002.

- [62] K. M. Reinicke, N. Liermann und R. Remer, „Aufsuchung, Gewinnung und Verarbeitung von Kohlenwasserstoffen,“ in *Handbuch Winnacker und Küchler: Chemische Technik, Prozesse und Produkte, Band 4, Energieträger, Organische Grundstoffe*, Wiley-VCH Verlag GmbH, 2003.

Anhang A: Gesetzliche und behördliche Vorgaben⁴ und technische Empfehlungen

	Auslegungs- grundlagen	Auslegung	Herstellung	Betrieb	Verfüllung
Bundesgesetze					
- GeolDG: Geologiedatengesetz [33]		X			
- BauGB (1960): Baugesetzbuch [34]	X	X			
- BImSchG (1974): Bundesimmissionsschutzgesetz [35]		X	X	X	
- BBergG (1980): Bundesberggesetz [36]	X	X			
- BBodSchG (1998): Bundes-Bodenschutzgesetz [37]	X	X	X	X	
- USchadG (2007): Umweltschadensgesetz [38]	X	X	X	X	X
- ROG (2008): Raumordnungsgesetz [39]	X	X			
- WHG (2009): Wasserhaushaltsgesetz [40]	X	X	X	X	
- BNatSchG (2009): Bundesnaturschutzgesetz [41]	X	X	X	X	
- KrWG (2012): Kreislaufwirtschaftsgesetz [42]	X	X		X	
Bundesrechtsverordnungen					
- EinwirkungsBergV (1982): Bergverordnung über Einwirkungsbereiche (Einwirkungsbereichs-Bergverordnung [43]	X	X	X	X	X
- UVP-V Bergbau (1990): Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben [44]	X	X			
- ROV (1990): Raumordnungsverordnung [45]		X			
- ABergV (1995): Bergverordnung für alle bergbaulichen Bereiche [46]		X			
- BBodSchV (1999): Bundesbodenschutzverordnung und Altlastenverordnung [47]	X	X	X	X	
- Grundwasserverordnung - GrwV (2010): Verordnung zum Schutz des Grundwassers [48]	X	X	X	X	X

⁴ Die Jahresangaben beziehen sich auf das Jahr der Ausfertigung.
Angaben zur letzten Änderung sind im Literaturverzeichnis wiedergegeben.

	Auslegungs- grundlagen	Auslegung	Herstellung	Betrieb	Verfüllung
Ländergesetze					
- NWG (2010): Nds. Wassergesetz [49]	X	X	X	X	X
- NAGBNatSchG (2010): Nds. Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz [50]	X	X	X	X	
Länderverordnung/Erlasse					
- BVOT (2006): Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen; z. B. [26]	X	X	X	X	X
Behördliche Vorgaben					
- LBEG (1998): Richtlinien über das Verfüllen auflässiger Bohrungen [32]					X
- LBEG (2012): Rundverfügung: Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten Niedersachsen [51]	X	X		X	
Wichtige technische Empfehlungen					
- API (2005): API Specification 6A/ISO 10423, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment [52]		X	X		
- API (2005): API standard 14B, Design, Installation, Repair and Operation of 8Subsurface Safety Valve System [16]		X	X	X	
- API (2006): API SPEC 5CT/ISO 11960, Specification for Casing and Tubing [25]		X	X		
- API (2010): API SPEC 5B, Specification for Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads [53]		X	X		
- API (2010): API 13A Specification for Drilling Fluids Materials [54]		X	X		
- API (2010): API 65-2 Isolating Potential Flow Zones During Well Construction [55]			X		
- API (2009): Guidance Document HF1: Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction and Integrity Guidelines	X	X	X		
- CEN/TC 12 (2015): Erdöl- und Erdgasindustrie - Bohrungsintegrität – Teil 1: Leitlinien zur Lebenszykluslenkung (ISO/DIS 16530-:2015)	X	X	X	X	X
- DIN EN ISO 10432:2005-07 (2000): Untertage Sicherheitsventil-Ausrüstungen		X	X	X	

	Auslegungs- grundlagen	Auslegung	Herstellung	Betrieb	Verfüllung
- DVGW (1998): Technische Mitteilung Merkblatt W116 „Verwendung von Spülmittelzusätzen in Bohrspülungen bei Bohrarbeiten im Grundwasser“		X	X		
- ISO (Draft 3/2015): Petroleum and natural gas industries - Well integrity [1]	X	X	X	X	X
- NORSOK (2013): NORSOK Standard D-010, Well integrity in drilling and well operations [4]	X	X	X	X	X
- Oil & Gas UK (2014): Well Life Cycle Integrity Guidelines [5]	X	X	X	X	X
- BVEG (2014): Praxis der hydraulischen Bohrlochbehandlung für konventionelle Speichergesteine [13]	X	X	X	X	
- BVEG (2015): Bohrlochkontrolle - Bohren, Workover, Well Intervention [11]	X	X	X	X	X

Anhang B: Akzeptanztabellen

1. Barriere-Element Barriere-Formation

Merkmale	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Durchbohrte undurchlässige geologische Formation, die an den äußeren Futterrohrtour-Ringraum mit dem darin enthaltenen abdichtenden Material (Zement) angrenzt oder an Stopfen, die im Bohrloch platziert werden.	
2. Funktion	Gewährleistung einer dauerhaften und undurchlässigen Abdichtung, die die Migration von Fluiden zur Oberfläche oder in angrenzende geologische Schichten verhindert.	
3. Planung und Herstellung	Für die Formation in der erforderlichen Teufe gilt (M): <ol style="list-style-type: none"> 1. Die Formation muss undurchlässig sein 2. Der Bohrfeld in dieser Formation muss abseits von Rissystemen und/oder Störungen verlaufen, die zu Abflüssen oder Querflüssen führen können 3. Die ECD (Equivalent Circulation Density) muss kleiner als der Frackgradient sein 4. Barriereformationen dürfen durch Änderungen des Lagerstätten-drucks in ihren Eigenschaften nicht beeinträchtigt werden (Depletierung, Kompaktion, Fracking, Reaktivierung von Störungen) 5. Die Formation schließt direkt an das Material im Futterrohrtour-/Liner-Ringraum (z. B. Futterrohrzement) bzw. den Stopfen im Bohrloch an. 	
4. Erstnachweis	Die Formationsintegrität muss durch eine der folgenden Methoden nachgewiesen werden (M): <ol style="list-style-type: none"> 1. FIT 2. LOT, sollte gefolgt werden von einer Einschließphase 3. XLOT, wenn die minimale Horizontalspannung noch nicht bekannt ist 4. dokumentiertes geologisches Modell. 	
5. Überwachung, Überprüfung	Keine	

2. Barriere-Element Futterrohrtour

Merkmal	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Futterrohrtour/Liner	
2. Funktion	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bohrung nach außen hin abschließen 2. Fluss von Produktions- und Injektionsfluiden auf das Innere der verrohrten Bohrung beschränken 3. Eindringen von Fluiden aus Gebirgsschichten bzw. Abfluss in Gebirgsschichten verhindern. 	
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Auslegung der Rohrtouren inklusive ihrer Verbindungen, um allen Belastungen während des Lebens der Bohrung standzuhalten (Regelbetrieb und mögliche Ereignisse) (M) 2. Anwendung von Sicherheitsfaktoren die u.a. Korrosion und Verschleiß berücksichtigen, Einbeziehung der Untertagetemperatur für die Minderung der Streckgrenze (M) 3. Berücksichtigung von Biegebelastungen während des Einbaus für abgelenkte und horizontale Bohrungen (M) 4. Anwendung von akzeptierten und in technischen Regelwerken dokumentierten Berechnungsmethoden (M) 5. Gasbohrungen: Auslegung drucktragender Futterrohre im Kontakt mit Gas gasdicht. Ausnahme: Ankerrohrtour, die Shallow Gas unter erwartetem normalen Drucken ausgesetzt sein kann (M) 6. Lagerung und Handhabung von für den Einbau bestimmten Rohren, die Schäden am Rohrkörper und an den Gewinden vor Einbau vermeidet (S) 7. Konditionierung des Bohrloches vor Einbau (S) 8. Bei Schraubverbindung: Herstellung der Verbindungen nach Herstellervorgaben. Drehmomentaufzeichnung mit Verschraubdiagramm zur Auswertung bei gasdichten Verbindern (M) 9. Bei Verschweißung: Zerstörungsfreie Schweißnahtprüfung (M) 10. Rohrtourzentrierung im zu zementierenden Bohrlochbereich mit Hilfe von Zentralisatoren, deren Anzahl und Position rechnerisch bestimmt wird. (S) 	<p>BVEG TR – Futterrohrberechnung</p> <p>ISO 11960</p> <p>ISO 13679</p> <p>ISO 10405</p>
4. Erstnachweis	<p>Nachweis, dass die Bohrung den höchsten anzunehmenden Druckbelastungen in ihrem Lebenszyklus standhält.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Der Wirksamkeitsnachweis setzt sich zusammen aus der Qualitätskontrolle beim Hersteller, einer Montage gemäß definierter Montageanleitung und einem hydraulischen Dichtigkeitstest im Bohrloch. Vorgaben für die anzulegenden Differenzdrücke in Bezug auf den Dichtigkeitstest sind in einem Arbeitsprogramm zu definieren (M) 2. Bei Dichtheitstest im Rahmen des Zementationsvorganges: Aufgabe eines Druckes nach Stopfenanschlag deutlich höher als der letzte (auswertbare) Zirkulationsdruck vor Anschlag (min. 10 bar bis zu 100 bar bzw. 70 % des Rohrinndruckfestigkeit, s.a. 3.3.3), der sich über 10 Minuten hinweg nicht ändert (M) 3. Bei Dichtheitstest nach Zementation mit Bohrspülung: Durchführung nach ausreichender Abbindung und vor Aufbohren des Zementes mit einem für die jeweilige Verrohrung relevanten Druck. Die Testdauer sollte mindestens min. 30 Minuten betragen. In dieser Zeit muss in der Druckentwicklung eine klare Tendenz zu einem 	

	<p>stabilen Druckendwert erkennbar sein, der mehr als 90 % des Ausgangswertes beträgt, s.a. 3.3.3 (M)</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Kavernen, vor Beginn des Solprozesses: Nachweis der hydraulischen bzw. der (technischen) Gasdichtheit der letzten zementierten Rohrtour und der Rohrschuhzementation unter Ansatz der Anforderungen des im Solprozess eingesetzten Blankets (flüssig oder gasförmig) (M) 5. Flüssigkeitskavernen, vor Erstbefüllung: erneuter Nachweis der hydraulischen bzw. (technischen) Gasdichtheit der Rohrtour und des Rohrschuhes der letzten zementierten Rohrtour (M) 6. Gaskavernen, vor Erstbefüllung: Nachweis der (technischen) Gasdichtheit der letzten zementierten Rohrtour und der Rohrschuhzementation mit Stickstoff und maximalem Betriebsdruck. (M) 	
<p>5. Überwachung, Überprüfung</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bei geschlossenem Ringraum, Drucküberwachung von RR I (M), Drucküberwachung der Folgeringräume in regelmäßigen Abständen, jeweils mit Vorgabe von Schwellwerten (M) 2. Ereignisabhängig (M) und ggf. bei Aufwältigungserfordernis/ Umnutzung, Überprüfung der fluidbenetzten Produktionsrohtour auf Korrosion und Abnutzung durch z. B. Inspektion und/oder Drucktest. 	

3. Barriere-Element Futterrohrtourzementation

Merkmal	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Zementmantel im Ringraum zwischen konzentrischen Futterrohrtouren oder Futterrohrtour/Liner und der Formation.	
2. Funktion	Schaffung einer dauerhaften und undurchlässigen Abdichtung entlang einer Bohrung, die <ol style="list-style-type: none"> 1. Migration von Fluiden in den jeweiligen Ringräumen verhindert 2. Druckbarriere ist für Einwirkungen von oben oder unten 3. Das Bohrloch stabilisiert 4. Futter-/Linerrohrtouren strukturell unterstützt und vor Einwirkungen von Lagerstättenfluiden schützt. 	
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Zementgüten/-dichten auf der Basis von Poren- und Frackdruck-Prognosen sowie erwartetem Druck, Temperatur und mechanischen und chemischen Belastungen und Wechselbelastungen (M) 2. Abstimmung von Dichten und rheologischen Eigenschaften von Spülung, Zementbrühe und Trennfluid zwischen Spülung und Zementbrühe, um eine maximale Spülungsverdrängung vor Platzierung der Zementbrühe zu erreichen und Vermischungszonen zwischen Spülung und Zement zu verhindern (M) 3. Auslegung der Abbindezeit (Versteifungszeit) der Zementbrühe unter Berücksichtigung der realen Bohrlochtemperatur (M) 4. Nachweis der gewünschten Eigenschaften der Zementrezeptur in Laboruntersuchungen (S) 5. Rohrtourzentrierung im zu zementierenden Bohrlochbereich für optimale Spülungsverdrängung und Zement-Platzierung mit Hilfe von Zentralisatoren, deren Anzahl und Position rechnerisch bestimmt wird (S) 6. Planung der Zementationsstrecken <ol style="list-style-type: none"> a. <u>Ankerrohrtour</u>: Auslegung für die Belastungen der Bohrlochkopf Ausrüstung und des Betriebes, Zementation bis zu Tage (M) b. <u>Zwischenrohrtour und Produktionsrohrtour</u>: Zementationshöhe abhängig von den technischen und geologischen Gegebenheiten bis zu einer planmäßig festgelegten Teufe (S) c. <u>Grundsätzlich</u>: Mindestens 100 m MD über Futterrohrschuh. Reicht die Rohrtour durch eine Zuflusszone, Zementation von mindestens 200 m MD über diese Zone (M) <p><u>HINWEIS</u>: Kann diese Bedingung für einen Produktionsliner nicht erfüllt werden, kann die zementierte Länge mit der vorangegangenen Zementationslänge zusammengefasst werden, um 200 m MD zu erreichen</p> 7. Bestimmung des für die Zementation erforderlichen Volumens (M) 8. Anpassung der geplanten Zementrezeptur und Zementationshöhe in Kenntnis der festgestellten Bedingungen des Bohrlochs (M) 9. Untersuchung der hergestellten Zementbrühe auf geplante Eigenschaften (M) 10. Prüfung der Zirkulationsmöglichkeit des Bohrloches (M) 11. Spülungskonditionierung, um eine maximale Verdrängung durch das Trennfluid und die Zementbrühe zu erreichen (M) 	API RP 10B ISO 10426-1 BVEG Hydr. BL Behandlung RL (M)

	<p>12. Bewegung des Rohrstranges während der Zementation, bevorzugt drehend. (K)</p>	
<p>4. Erstnachweis</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Drucktest nach Aufbohren des Zementes mit dem höchsten zu erwartenden Druck, mit dem dieser Rohrschuh und der unmittelbar darunterliegende Gesteinsabschnitt im Laufe der Herstellung und des Betriebes der Bohrung belastet wird (S) 2. Feststellung des zementierten Intervalls durch eine der nachfolgenden Methoden: (M) <ol style="list-style-type: none"> a. Messung des Zementkopfes (z. B. Temperaturmessungen) b. Verdrängungseffizienz basierend auf Aufzeichnungen des Zementationsvorganges (verpumpte Volumen, Rückfluss während der Zementation, etc.) in Übereinstimmung mit dem Zementationsprogramm c. Bei Abweichungen vom Programm sowie für Produktionsrohrtouren, Nachweis der Zementation durch alternative Verifizierungsverfahren, z. B. akustische Bohrlochmessungen. Die Messungen sollten azimutale/segmentierte Daten liefern 3. Für die Qualifizierung einer Zementation als Bohrungsbarriere-Element, Nachweis von Mindestrecken für die Zementation oberhalb eines Zuflusshorizontes: (M) <ol style="list-style-type: none"> a. 50 m MD bei Zementationen, nachgewiesen durch Verdrängungsberechnungen oder 30 m MD bei Nachweisen durch Messungen b. 2 x 30 m MD bei Nachweisen durch Messungen wenn die Zementation Teil der ersten und der zweiten Barriere ist 4. Porenspeicherbohrungen: Für die Produktionsrohrtour ggf. Durchführung von Pulsed Neutron Null-Messungen zur Feststellung von Gassättigungen in den Formationen oberhalb der Zielformation (K) 5. Kavernen, vor Beginn des Solprozesses: Nachweis der hydraulischen bzw. der (technischen) Gasdichtheit der gesamten Bohrung einschließlich der letzten zementierten Rohrtour unter Ansatz der Anforderungen des im Solprozess eingesetzten Blankets (flüssig oder gasförmig) (M) 6. Flüssigkeitskavernen, vor Erstbefüllung: erneuter Nachweis der hydraulischen bzw. (technischen) Gasdichtheit der Rohrtour und des Rohrschuhes der letzten zementierten Rohrtour (M) 7. Gaskavernen, vor Erstbefüllung: Nachweis der (technischen) Gasdichtheit der letzten zementierten Rohrtour und des Rohrschuhes mit Stickstoff und maximalem Betriebsdruck. (M) 	
<p>5. Überwachung, Überprüfung</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Regelmäßige Drucküberwachung der Ringräume oberhalb von Zementationen (M) 2. Ereignisabhängig und ggf. bei Aufwältigungserfordernis/ Umnutzung Messung der Zementation, vorzugsweise bei Vorlage einer Nullmessung (K) 3. Porenspeicherbohrungen: Für die Produktionsrohrtour ggf. Durchführung von Pulsed Neutron Messungen zur Feststellung von Gassättigungen in den Formationen oberhalb der Zielformation. (K) 	

4. Barriere-Element Produktionspacker

Merkmale	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	<p>Element bestehend aus einem Gehäuse mit einem Verankerungsmechanismus zur Produktionsrohrtour (Futterrohr bzw. zum Produktionsliner und einem ringförmigen Dichtelement.</p> <p>In der Regel Barriere-Element bei Anwendung des zwei Barrieren Prinzips.</p>	
2. Funktion	<ol style="list-style-type: none"> 1. Schaffung eines dichten Abschlusses für den Ringraum zwischen Steigrohrstrang und Produktionsrohrtour und/oder Produktionsliner, um Kommunikation zwischen Formation und Ringraum I zu unterbinden 2. Schaffung eines dichten Ringraumes zwischen Steigrohrstrang und Produktionsrohrtour und/oder Produktionsliner zur Aufnahme von Korrosionsschutz-Flüssigkeit und zum Monitoring der Dichtheit der angrenzenden Elemente. 	
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Auslegung für erwartete Betriebs- und Fluid-Bedingungen (M) 2. Packer Herstellung und Test nach ISO 14310 (S) 3. Bohrungsvorbereitung, z. B. durch entsprechende Reinigungen, um einen störungsfreien Setzvorgang sowie einen direkten Kontakt des Packerelementes zur Rohrwandung sicherzustellen (M) 4. Packer-Setzteufe, die sicherstellt, dass Leckagen von Produktionsrohrtour und/oder Produktionsliner unterhalb des Packers von Barrieren sicher umschlossen sind. (M) 	ISO 14310
4. Erstnachweis	<ol style="list-style-type: none"> 1. Qualitätskontrolle beim Hersteller (M) 2. Ringraumdruckprobe nach Setzen (M) 3. Belastungsteste nach Setzen auf Kompression/Zug sofern technisch machbar. (K) 	
5. Überwachung, Überprüfung	Regelmäßige, ggf. kontinuierliche Drucküberwachung von RR A am Bohrlochkopf. (M)	

5. Barriere-Element Steigrohrstrang

Merkmale	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Steigrohrstrang	
2. Funktion	<ol style="list-style-type: none"> 1. Schaffung eines Fließweges für Reservoirfluide bis zu Tage bzw. von Injektionsfluiden in das Reservoir 2. In der Regel Barriere-Element bei Anwendung des zwei Barrierenprinzips. 	
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Auslegung für erwartete Betriebs- und Fluidbedingungen (M) 2. Gasbohrungen: Für Stränge, die während ihrer Lebensdauer mit Gas in Kontakt kommen, gasdichte Auslegung aller Komponenten des Steigrohrstranges (M) 3. Für Packerkompletierungen: Beschreibung der erwarteten Betriebszustände und Berechnung der Triaxial-, Kollaps-, Berst- und Axialbeanspruchungen des Steigrohrstranges (M) 4. Definition von Sicherheitsbeiwerten unter Berücksichtigung von z. B. Temperatureffekten, Korrosion, Abnutzung (M) 5. Steigrohrstrangauswahl unter Berücksichtigung von z. B. (S) <ol style="list-style-type: none"> a. Belastungen durch Zug und Druck b. Berst- und Kollapskriterien c. Fließraten im Steigrohr und ggf. im Ringraum d. Korrosive und abrasive Bestandteile e. Festigkeitsreduktion durch Temperatureffekte 6. Bei verschraubten Rohren für „Gasproduktion/-injektion“: Herstellung gasdichter Premium-Verbindungen (CAL III oder CAL IV) unter Beachtung der Herstellervorgaben mit protokollierter drehmomentkontrollierter Verschraubung (z. B. Torque-Turn-Diagramm) (M) 7. Bei verschweißten Rohren: Herstellung der Verbindungen in der Regel durch konventionelle Schweißtechnik und zerstörungsfreie Schweißnahtprüfung. Ggf. Durchführung korrektiver Maßnahmen zur Behebung festgestellter Defekte (M) 	ISO 1960/API Spec 5CT ISO 13679
4. Erstnachweis	<p>Verschraubte Rohre: Verschraubprotokoll (Torque-Turn-Diagramm bzw. „Torque-Position-Record“) (M), In der Regel Drucktest in Kombination mit Packer (K)</p> <p>Verschweißte Rohre: Drucktest, ZfP. (M)</p>	
5. Überwachung, Überprüfung	Regelmäßige, ggf. kontinuierliche Drucküberwachung von RR A mit Vorgabe von Schwellwerten. (M)	

6. Barriere-Element Untertage Sicherheitsventil (übertägig angesteuert)

Merkmal	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Vorrichtung im Steigrohr mit einen Öffnungs- und Schließmechanismus zum Abdichten des Steigrohr Kanals.	
2. Funktion	<ol style="list-style-type: none"> 1. Barriere-Element für das aktive Einschließen einer Bohrung 2. Verhinderung des Flusses von Fluiden in Richtung übertage durch selbständiges Schließen im Falle eines Bruchs der Bohrlochverflanschung. 	
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Auslegung für erwartete Betriebs- und Fluid-Bedingungen (M) 2. Ausführung betriebssicher, selbsttätig schließend. (M) 	API Spec 14A/ISO10432 API RP 14B BVOT
4. Erstnachweis	Nachweis der Funktionsfähigkeit und Dichtheit des UTSV in Anlehnung an API Spec14A/ISO 10432 im Zuge der Inbetriebnahme. (M)	API Spec14A/ISO 10432
5. Überwachung, Überprüfung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Überprüfen von Funktionsfähigkeit und Dichtheit des UTSV in regelmäßigen Abständen, mindestens gemäß anwendbarer BVOT (M) 2. Überprüfen der Leckageraten entsprechend ANSI/API RP 14B. (M) 	ANSI/API RP 14B ISO 10417 BVOT

7. Barriere-Element Untertage Sicherheitsventil (untertägig angesteuert)

Merkmal	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Vorrichtung im Steigrohr mit einen Öffnungs- und Schließmechanismus zum Abdichten des Steigrohr Kanals.	
2. Funktion	Verhinderung des Flusses von Fluiden in Richtung übertage durch selbständiges Schließen im Falle eines Bruchs der Bohrlochverflanschung	
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Auslegung für erwartete Betriebs- und Fluid-Bedingungen (M) 2. Ausführung betriebssicher, selbsttätig schließend. (M) 	API Spec 14A/ISO10432 API RP 14B BVOT
4. Erstnachweis	Nachweis der Funktionsfähigkeit und Dichtheit des UTSV in Anlehnung an API Spec14A/ISO 10432 im Zuge der Inbetriebnahme. (M)	API Spec14A/ISO 10432
5. Überwachung, Überprüfung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Überprüfen von Funktionsfähigkeit und Dichtheit des UTSV in regelmäßigen Abständen, mindestens gemäß anwendbarer BVOT (M) 2. Überprüfen der Leckageraten entsprechend ANSI/API RP 14B. (M) 	ANSI/API RP 14B ISO 10417 BVOT

8. Barriere-Element Bohrlochkopf

Merkmal	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Abdichtflansche mit Seitenauslässen zu den Ringräumen der Bohrung mit Aufnahme diverser Armaturen und Abhängungen von Steigrohr und Futterrohren mit Dichtelementen sowie Kabeldurchführungen und weiteren Leitungen.	
2. Funktion	Abhängen und Abdichten der Futterrohrtouren und des Steigrohrstranges, Anschluss des Eruptionskreuzes sowie Verhindern von Fluss aus Bohrloch und Ringräumen in Formationen und Umwelt.	
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> Der Nenndruck jeder Sektion des Bohrlochkopfes muss größer sein als der maximale Bohrlochkopf-Schließdruck, der die jeweilige Sektion während ihres Lebenszyklus ausgesetzt sein kann plus einen definierten Sicherheitsbeiwert (M) Der Kopf muss für alle Ringräume über Vorrichtungen zum Anschluss von Messeinrichtungen verfügen, um ein Monitoring der Ringraumdrücke sowie ein Zuführen/Ablassen von Fluiden in/aus dem Ringraum zu erlauben (M) Ist vorgesehen, durch den Bohrlochkopf aus/in einen Ringraum zu produzieren/injizieren, muss der Bohrlochkopf entsprechend ausgelegt und qualifiziert werden, um die Integrität der Bohrung zu gewährleisten (M) Futterrohrabhängvorrichtungen müssen eine Abdichtung im Normalbetrieb und in Bohrlochkontrollsituationen gewährleisten (M) Installation entsprechender Absperreinrichtungen an den jeweiligen Seitenauslässen. (M) 	ISO 10423 API Spec 6A
4. Erstnachweis	Der Bohrlochkopf sowie die Ringraumzugänge mit Absperreinrichtungen und Futterrohr Dichtelemente müssen für den jeweiligen Betriebsdruck auf Dichtheit geprüft werden. Das Gleiche gilt für sämtliche Durchführungen wie Leitungen oder Kabel. (M)	
5. Überwachung, Überprüfung	<ol style="list-style-type: none"> Prüfung der Ringraum Armaturen an den Seitenauslässen in regelmäßigen Abständen auf Funktionsfähigkeit, mindestens gemäß anwendbarer BVOT (M) Regelmäßige, ggf. kontinuierliche Drucküberwachung von Ringraum A zur Identifikation von Druckanomalien. Überprüfung der Drücke der anderen Ringräume in regelmäßigen Abständen (M) Beobachtung von Bohrlochkopfbewegungen und Vergleich mit Auslegungswerten (z. B. für Kavernen) (K) Überprüfung zugänglicher Dichtelemente ereignisabhängig auf Dichtheit, mindestens gemäß anwendbarer BVOT (M) Regelmäßige Inspektion des Bohrlochkopfes im Rahmen von Lokationsbefahrungen auf seinen allgemeinen Zustand sowie auf Anzeichen von Leckagen oder Blasenbildung, mindestens gemäß anwendbarer BVOT (M) 	

9. Barriere-Element Eruptionskreuz

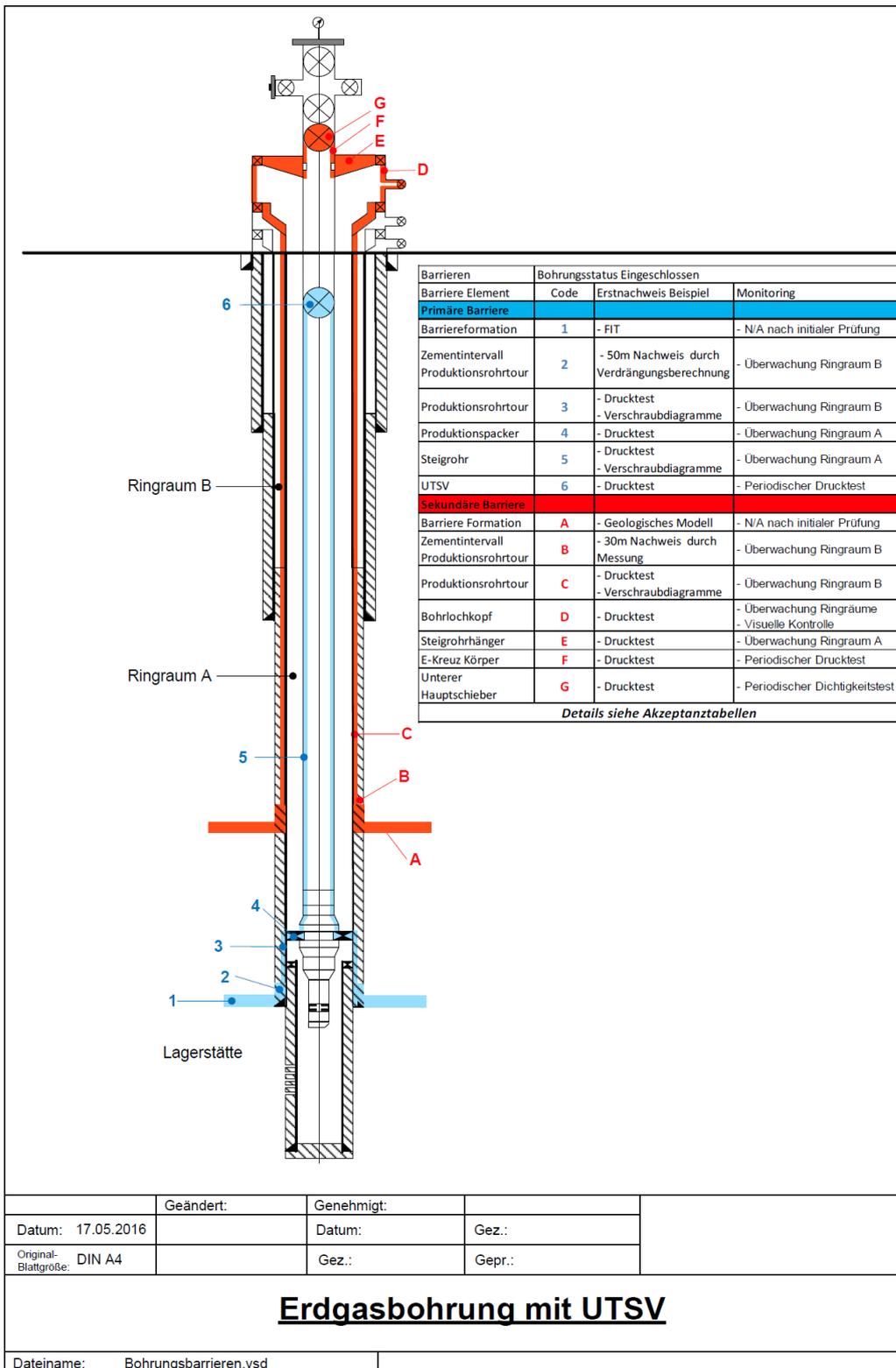
Merkmale	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch
1. Beschreibung	Gehäuse oder geflanschter Schieberstock mit Hauptabsperrramatur, sowie ggf. Totpump-, und Service- und Durchflussarmaturen.	
2. Funktion	<ol style="list-style-type: none"> Schaffung einer Verbindung für den Fluss von Fluiden aus dem Steigrohr in die Leitungen an der Oberfläche oder umgekehrt mit der Fähigkeit den Fluss durch Betätigung der Fließarmatur oder der Hauptabsperrramaturen zu stoppen Schaffung eines vertikalen Zugangs für die Einfahrt von Werkzeugen in das Bohrloch durch die Swab- Armatur Schaffung eines Fluidzuganges für das Totpumpen einer Bohrung durch das Steigrohr. 	
3. Planung und Herstellung	<p>Auslegung erfolgt nach open-flow Potential Erfordernis mit ein oder zwei Barrieren. (M) Weitere Details s. Barrierediagramme, siehe Anhang C</p> <p>Ausstattung des Eruptionskreuzes mit mindestens einer Hauptabsperrramatur und Absperrhähnen für Leitungen nach Untertage (M)</p> <p>Gasspeicherbohrungen: Auf Clusterplätzen von Gasspeicherbohrungen Planung der Eruptionskreuze zusätzlich feuerresistent gemäß API 6 FA. (K)</p>	<p>ISO 10423</p> <p>API Spec 6A</p> <p>API Spec 6FA</p> <p>API Spec 6FB</p> <p>API Spec 6FC</p>
4. Erstnachweis	Test aller Absperrreinrichtungen und Verflansungen des Eruptionskreuzes mit dem Bohrlochkopf bis mindestens dem 1,3-fachen des zu erwartenden maximalen Betriebsdruckes. (M)	API Spec 6A
5. Überwachung, Überprüfung	<ol style="list-style-type: none"> Prüfung aller Absperrarmaturen in regelmäßigen Abständen auf Funktionsfähigkeit und Dichtheit, mindestens gemäß BVOT (M) Jährlicher Test von angesteuerten Sicherheitsarmaturen entsprechend Herstellerspezifikation und Betriebsfestlegungen. (M) 	API Spec 6A

10. Barriere-Element Zementstrecke

Merkmal	Anforderung (Akzeptanzkriterium)	Siehe auch				
1. Beschreibung	Zementstein in Form eines zementierten Abschnittes im Bohrloch.					
2. Funktion	Verhinderung des Flusses von Formationsfluiden in einem Bohrloch zwischen Formationen und/oder zur Oberfläche.					
3. Planung und Herstellung	<ol style="list-style-type: none"> Laboruntersuchung mit Trockenmaterial und Additiven von der Bohrungslokation unter repräsentativen Bohrlochbedingungen zur Feststellung u.a. der Versteifungszeit und der Entwicklung der Druckfestigkeit (M) Zementgüten/-dichten auf der Basis von Poren- und Frackdruckprognosen sowie erwartetem Druck, Temperatur, Fluidzusammensetzung, mechanischen und chemischen Belastungen und Wechselbelastungen (M) Anzahl und Längen der Zementstrecken im Minimum entsprechend den Anforderungen der LBEG Verfüllungsrichtlinie. (M) 	<p>LBEG Verfüllungs-Richtlinie</p> <p>API Spec 10A Class 'G'</p>				
4. Erstnachweis	<ol style="list-style-type: none"> Drucktest der untersten Zementstrecke im Rohr oberhalb der offenen Formation oder einem zu zementierenden Rohrabschnitt in Fließrichtung oder von oben (M) Test der weiteren Zementationsstrecken durch abtasten (M) Bewertung der Zementation auf Basis der Zementationsausführung, unter Berücksichtigung von Bohrlochgröße, verpumpten Volumen und Rücklauf (M) Nachweisarten: <table border="1" data-bbox="507 1153 1230 1644"> <tbody> <tr> <td>Offenes Bohrloch</td> <td>Abtasten</td> </tr> <tr> <td>Verrohrtes Bohrloch</td> <td> Abtasten Drucktest mit einem Druck: <ol style="list-style-type: none"> Deutlich oberhalb des geschätzten Leak-off Druckes unterhalb der Rohrtour (als potentiellen Leckagepfad) der den Futterrohr Berstdruck (korrigiert für Verschleiß) nicht überschreitet Wenn die Zementationsstrecke auf eine druckgetestete Basis aufgebracht wurde, ist kein Drucktest erforderlich </td> </tr> </tbody> </table> 	Offenes Bohrloch	Abtasten	Verrohrtes Bohrloch	Abtasten Drucktest mit einem Druck: <ol style="list-style-type: none"> Deutlich oberhalb des geschätzten Leak-off Druckes unterhalb der Rohrtour (als potentiellen Leckagepfad) der den Futterrohr Berstdruck (korrigiert für Verschleiß) nicht überschreitet Wenn die Zementationsstrecke auf eine druckgetestete Basis aufgebracht wurde, ist kein Drucktest erforderlich	
Offenes Bohrloch	Abtasten					
Verrohrtes Bohrloch	Abtasten Drucktest mit einem Druck: <ol style="list-style-type: none"> Deutlich oberhalb des geschätzten Leak-off Druckes unterhalb der Rohrtour (als potentiellen Leckagepfad) der den Futterrohr Berstdruck (korrigiert für Verschleiß) nicht überschreitet Wenn die Zementationsstrecke auf eine druckgetestete Basis aufgebracht wurde, ist kein Drucktest erforderlich					
5. Überwachung Überprüfung	n.a.					

Anhang C: Bohrungsbarrierediagramme

C.1 Erdgasbohrung mit UTSV



	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 17.05.2016		Datum:	Gez.:
Original- Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:
<u>Erdgasbohrung mit UTSV</u>			
Dateiname:	Bohrungsbarrieren.vsd		

C.2 Erdgasbohrung ohne UTSV

Gemeinsame Barrieren im E – Kreuz Körper

Barrieren	Bohrungsstatus Eingeschlossen		
	Code	Erstnachweis Beispiel	Monitoring
Primäre Barriere			
Barriereformation	1	- FIT	- N/A nach initialer Prüfung
Zementintervall Produktionsrohrtour	2	- 50m Nachweis durch Verdrängungsberechnung	- Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	3	- Drucktest - Verschraubdiagramme	- Überwachung Ringraum B
Produktionspacker	4	- Drucktest	- Überwachung Ringraum A
Steigrohr	5	- Drucktest - Verschraubdiagramme	- Überwachung Ringraum A
Steigrohrhänger-dichtung	6	- Drucktest	- Überwachung Ringraum A
E-Kreuz Körper	7	- Drucktest	- Periodischer Drucktest
Unterer Hauptschieber	8	- Drucktest	- Periodischer Drucktest
Sekundäre Barriere			
Barriere Formation	A	- Geologisches Modell	- N/A nach initialer Prüfung
Zementintervall Produktionsrohrtour	B	- 30m Nachweis durch Messung	- Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	C	- Drucktest - Verschraubdiagramme	- Überwachung Ringraum B
Bohrlochkopf	D	- Drucktest	- Überwachung Ringräume - Visuelle Kontrolle
Steigrohrhänger-flansch	E	- Drucktest	- Überwachung Ringraum A
E-Kreuz Körper	F	- Drucktest	- Periodischer Drucktest
Oberer Hauptschieber	G	- Drucktest	- Periodischer Dichtigkeitstest

Details siehe Akzeptanztabellen

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 17.05.2016		Datum:	Gez.:
Original-Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:

Erdgasbohrung ohne UTSV

Dateiname: Bohrungsbarrieren.vsd

C.3 Erdölbohrung

Barrieren	Bohrungsstatus Eingeschlossen		
Well Barrier Element	Code	Erstnachweis Beispiel	Monitoring
Primäre Barriere			
Barriereformation	1	- Geologisches Modell	- N/A nach initialer Prüfung
Zementintervall Produktionsrohrtour	2	- 50m Nachweis durch Verdrängungsberechnung	- N/A nach initialer Prüfung
Produktionsrohrtour	3	- Drucktest - Verschraubdiagramme	- Überwachung Ringraum A
Bohrlochkopf	4	- Drucktest	- Überwachung Ringraum - Visuelle Kontrolle
Steigrohrhänger- flansch	5	- Drucktest	- Überwachung Ringraum A
E-Kreuz Körper	6	- Drucktest	- Visuelle Kontrolle
Stopfbuchse	7	- Drucktest	- Visuelle Kontrolle

Details siehe Akzeptanztabellen

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 17.05.2016	04.08.2016	Datum:	Gez.:
Original- Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:

Erdölbohrung ohne open flow potential

Dateiname: Bohrungsbarrieren.vsd

C.4 Flüssigkeitsgefüllte Kaverne

Barrieren	Bohrungsstatus Eingeschlossen		
Well Barrier Element	Code	Erstnachweis	Monitoring
Primäre Barriere			
Salzstock	1	Druckteste	N/A nach initialer Prüfung
Zement Produktionsrohrtour	2	Zementbondlogs, Druckteste auf	Wiederholung Zementmessung
Produktionsrohrtour	3	Druckteste, Verschraubdiagramme	Drucktest und Korrosionsmessungen im Zuge von Aufarbeitungen
Verflanschung	4	Dichtigkeitstest	Periodischer Dichtigkeitstest
Bohrlochkopf Unterteil mit Seitenschieber	5	Drucktest	Periodischer Dichtigkeitstest Überwachung Ringraum B
Hanger äußerer Tubing	6	Drucktest	Periodischer Dichtigkeitstest Überwachung Ringraum B
Bohrlochkopf Oberteil mit Seitenschieber	7	Drucktest	Periodischer Dichtigkeitstest Überwachung Ringraum A
Tubing Hanger	8	Drucktest	Periodischer Dichtigkeitstest Überwachung Ringraum A
Injektionswasserschieber	9	Drucktest	Periodischer Dichtigkeitstest Überwachung Ringraum A
Sekundäre Barriere			
Barriere Formation	A	FIIT	N/A nach initialer Prüfung
Zement Ankerrohrtour	B	Zementbondlogs, Druckteste auf	N/A nach initialer Prüfung
Ankerrohrtour	C	FIIT, Druckteste	N/A nach initialer Prüfung
Ringraumventil	D	Drucktest	Periodischer Dichtigkeitstest
Oberhalb gemeinsame primäre und sekundäre Barriereelemente			
Details siehe Akzeptanztabellen			

Datum: 26.09.2016	Geändert: Gez.: Kruck / KBB	Genehmigt: Datum:	Gez.:
Original-Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:

Flüssigkeitsgefüllte Kaverne
(Rohöl, Benzin, u.a.)

Dateiname: Bohrungsbarrieren.vsd

C.5 Flüssigkeitsgefüllte Kaverne mit Überwachungsringraum

Barrieren	Bohrungsstatus Eingeschlossen			
	Well Barrier Element	Code	Erstnachweis	Monitoring (Beispiele)
Primäre Barriere				
Salzstock	1	Drucktest		N/A nach initialer Prüfung
Produktionspacker	2	Drucktest		Überwachung Ringraum C
Steigrohr	3	Drucktest, Verschraubdiagramme		Überwachung Ringraum C
Steigrohrhänger	4	Drucktest		Periodischer Dichtigkeitsstest
Bohrlochkopf Unterteil mit Seitenschieber	5	Drucktest		Periodischer Dichtigkeitsstest Überwachung Ringraum B
Hänger äußerer Tubing	6	Drucktest		Periodischer Dichtigkeitsstest Überwachung Ringraum B
Bohrlochkopf Oberteil mit Seitenschieber	7	Drucktest		Periodischer Dichtigkeitsstest Überwachung Ringraum A
Tubing Hanger	8	Drucktest		Periodischer Dichtigkeitsstest Überwachung Ringraum A
Injektionswasserschieber	9	Drucktest		Periodischer Dichtigkeitsstest Überwachung Ringraum A
Sekundäre Barriere				
Barriere Formation	A	FIT		N/A nach initialer Prüfung
Zementintervall	B	30 m Nachweis durch Messung		N/A nach initialer Prüfung
Produktionsrohrtour	C	Drucktest, Verschraubdiagramme		Überwachung Ringraum C
Ringraumventil	D	Drucktest		Periodischer Dichtigkeitsstest
Oberhalb gemeinsame primäre und sekundäre Barriereelement				
Details siehe Akzeptanztabellen				

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 26.09.2016	Gez.: Kruck / KBB	Datum:	Gez.:
Original-Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:

Flüssigkeitsgefüllte Kaverne mit Überwachungsringraum
(Rohöl, Benzin, u.a.)

Dateiname: Bohrungsbarrieren.vsd

C.6 Erdgaskaverne mit UTSV

Barrieren	Bohrungsstatus		Eingeschlossen
Well Barrier Element	Code	Erstnachweis	Monitoring (Beispiele)
Primäre Barriere			
Barriereformation	1	- Dichtheitstest - Geologisches Modell	- N/A nach initialer Prüfung
Zementationsintervall Produktionsrohrtour	2	- Dichtheitstest - 30m Nachweis durch Messung	- Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	3	- Drucktest - Verschraubdiagramme /Schweißprüfung	- Überwachung Ringraum B
Produktionspacker	4	- Dichtheitstest	- Überwachung Ringraum A
Steigrohr	5	- Dichtheitstest - Verschraubdiagramme /Schweißprüfung	- Überwachung Ringraum A
UTSV	6	- Dichtheitstest	- Periodischer Dichtheitstest
Sekundäre Barriere			
Barriere Formation	A	- Dichtheitstest - Geologisches Modell	- N/A nach initialer Prüfung
Zementationsintervall Produktionsrohrtour	B	- Dichtheitstest - 30m Nachweis durch Messung	- Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	C	- Drucktest - Verschraubdiagramme /Schweißprüfung	- Überwachung Ringraum B
Bohrlochkopf	D	- Dichtheitstest - Drucktest	- Überwachung Ringräume - Visuelle Kontrolle - Druckteste
Steigrohrhänger	E	- Dichtheitstest - Drucktest	- Überwachung Ringraum A
E-Kreuz Körper	F	- Dichtheitstest - Drucktest	- Periodischer Drucktest
Mastervalue	G	- Dichtheitstest - Drucktest	- Periodischer Drucktest
<i>Details siehe Akzeptanztabellen</i>			

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 26.09.2016	Gez.: Kruck / KBB	Datum:	Gez.:
Original- Blattgröße: DIN A4			Gepr.:

Erdgaskaverne mit UTSV

Dateiname: Bohrungsbarrieren Gaskavernen KBB.vsd

C.7 Erdgaskaverne ohne UTSV

Barrieren	Bohrungsstatus Eingeschlossen	
Well Barrier Element	Code	Erstnachweis / Monitoring (Beispiele)
Primäre Barriere		
Barriereformation	1	- Dichtheitstest - Geologisches Modell - N/A nach initialer Prüfung
Zementationsintervall Produktionsrohrtour	2	- Dichtheitstest - 30m Nachweis durch Messung - Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	3	- Drucktest - Verschraubdiagramme /Schweißprüfung - Überwachung Ringraum B
Produktionspacker	4	- Dichtheitstest - Überwachung Ringraum A
Steigrohr	5	- Dichtheitstest - Verschraubdiagramme - Überwachung Ringraum A
Steigrohrhänger-dichtung	6	- Dichtheitstest - Drucktest - Überwachung Ringraum A
E-Kreuz Körper	7	- Dichtheitstest - Drucktest - Periodischer Drucktest
Mastervalue	8	- Dichtheitstest - Drucktest - Periodischer Drucktest
Sekundäre Barriere		
Barriere Formation	A	- Dichtheitstest - Geologisches Modell - N/A nach initialer Prüfung
Zementationsintervall Produktionsrohrtour	B	- Dichtheitstest - 30m Nachweis durch Messung - Überwachung Ringraum B
Produktionsrohrtour	C	- Drucktest - Verschraubdiagramme /Schweißprüfung - Überwachung Ringraum B
Bohrlochkopf	D	- Dichtheitstest - Drucktest - Visuelle Kontrolle - Druckteste
Steigrohrhänger-flansch	E	- Dichtheitstest - Drucktest - Überwachung Ringraum A
E-Kreuz Körper	F	- Dichtheitstest - Drucktest - Periodischer Drucktest
Mastervalue	G	- Dichtheitstest - Drucktest - Periodischer Drucktest

Details siehe Akzeptanztabellen

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 26.09.2016	Gez.: Kruck / KBB	Datum:	Gez.:
Original-Blattgröße: DIN A4			Gepr.:

ErdgasKaverne ohne UTSV

Dateiname: Bohrungsbarrieren Gaskavernen KBB.vsd

C.8 Tiefe Geothermie Produktionsbohrung ohne open-flow Potential

Barriereelement	Code	Erstnachweis	Monitoring
Primäre Barriere			
Barriereformation	1	geologisches Modell	N/A nach initialer Prüfung
Linerzementation	2	Dichtheitsstest, Zuflußstest, Zementgütemessung	N/A nach initialer Prüfung
Liner	3	Verschraubdiagramme, Drucktest	Überwachung des Ringraums A
Linerpacker	4	Drucktest	Überwachung des Ringraums A
Produktionsrohrtour	5	Verschraubdiagramme, Drucktest	Überwachung des Ringraums A
Verflanschung	6	Dichtheitsstest	Ringraumkontrolle
Tubing Hanger	7	Drucktest	Dichtheitsstest, Überwachung des Ringraumes A
Bohrlochkopf	8	Drucktest	Dichtheitsstest, visuelle Inspektion
Absperrventil	9	Drucktest	Dichtheitsstest, visuelle Inspektion, Fernüberwachung

Details siehe Akzeptanztabellen

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 20.11.18	28.1.2019	Datum:	Gez.:
Original-Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:

Tiefe Geothermie Produktionsbohrung ohne open flow potential

Dateiname: Bohrungsbarrieren-mit-3xTG.vsd

C.9 Tiefe Geothermie Produktionsbohrung mit open-flow Potential

Barriereelement	Code	Erstnachweis	Monitoring
Primäre Barriere			
Barriereformation	1	geologisches Modell	N/A nach Initialer Prüfung
Linerzementation	2	Dichtheitstest, Zuflußttest, Zementgütemessung	N/A nach Initialer Prüfung
Liner	3	Verschraubdiagramme, Drucktest	N/A nach Initialer Prüfung
Linerpacker	4	Drucktest	N/A nach Initialer Prüfung
Linerverlängerung	5	Verschraubdiagramme, Drucktest	Überwachung des Ringraumes B
Linerhanger	6	Dichtheitstest, Drucktest	Dichtheitstest, Überwachung des Ringraumes B
Verflanschung	7/E	Dichtheitstest, Drucktest	periodischer Drucktest
Produktionsschieber	8	Dichtheitstest, Drucktest	periodischer Drucktest
Sekundäre Barriere			
Barriereformation	A	geologisches Modell	N/A nach Initialer Prüfung
Ringraumzementation	B	Dichtheitstest, Zuflußttest, Zementgütemessung	N/A nach Initialer Prüfung
Zwischenrohrtour	C	Verschraubdiagramme, Drucktest	N/A nach Initialer Prüfung
Hanger Zwischenrohrtour	D	Dichtheitstest, Drucktest	Dichtheitstest, Überwachung des Ringraumes B
Verflanschung	E/7	Dichtheitstest, Drucktest	periodischer Drucktest
Produktionsschieber	F	Dichtheitstest, Drucktest	periodischer Drucktest
Oberhalb gemeinsame primäre und sekundäre Barriereelemente			
<i>Details siehe Akzeptanztabellen</i>			

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 20.11.18	12.07.2019	Datum:	Gez.:
Original-Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:

Tiefe Geothermie Produktionsbohrung mit open flow potential

Dateiname: Bohrungsbarrieren-Tiefe Geothermie Produktionsbohrung mit open flow potential

C.10 Tiefe Erdwärmesonde

Barrieren	Bohrungsstatus Eingeschlossen		
	Barriereelement	Code	Erstnachweis
Primäre Barriere			
Zementstrecke	1	Dichtheittest	Überwachung des Ringraums A
Produktionsrohrtour	2	FIT, Verschraubdiagramme, Drucktest	Überwachung des Ringraums B
Verflanschung	3	Dichtheittest	Dichtigkeittest
Tubing Hanger	4	Drucktest	Dichtigkeittest, Überwachung des Ringraumes A
Bohrlochkopf	5	Drucktest	Dichtigkeittest, Überwachung des Ringraumes A, visuelle Inspektion
Absperrarmatur	6	Drucktest	Visuelle Inspektion, Fernüberwachung
Absperrarmatur Ringraum A	7	Drucktest	periodischer Dichtigkeittest, visuelle Inspektion

Details siehe Akzeptanztabellen

	Geändert:	Genehmigt:	
Datum: 20.11.18	28.1.2019	Datum:	Gez.:
Original-Blattgröße: DIN A4		Gez.:	Gepr.:

Tiefe Erdwärmesonde

Dateiname: Bohrungsbarrieren-mit-3xTG.vsd

Anhang D **Abkürzungen**

ALARP	so niedrig, wie vernünftigerweise praktikabel (en: as low as reasonably practicable)
API	Amerikanisches Erdölinstitut (en: American Petroleum Institute)
ASV	Ringraumsicherheitsventil (en: annulus safety valve)
BE	Bohrungsbarriere-Element (en: well barrier element)
BOP	Blowoutpreventer (en: blow out preventer)
ECD	äquivalente Zirkulationsdichte (en: equivalent circulation density)
ESD	Notabschaltung (en: emergency shutdown)
FIT	Formationsintegritätstest (en: formation integrity test)
GOK	Geländeoberkante
ID	Innendurchmesser (en: internal diameter)
KPI	Leistungskennzahl (en: key performance indicator)
LOT	Formationsdrucktest (en: leak-off test)
MAASP	höchstzulässiger Ringraumkopfdruck (en: maximum allowable annular surface pressure)
MASP	höchstzulässiger Kopfdruck (en: maximum allowable surface pressure)
NORM	natürlich vorkommendes radioaktives Material (en: naturally occurring radioactive material)
NORSOK	Normungsorganisation der norwegischen Erdölindustrie (nor: Norsk Sokkels Konkurransesepisjon) ⁵⁾
OD	Außendurchmesser (en: outer diameter)
QA	Qualitätssicherung (en: quality assurance)
QC	Qualitätslenkung (en: quality control)
RAM	Risikomatrix (en: risk assessment matrix)
SCP	anhaltender Ringraumdruck (en: sustained casing pressure)
SPM	Seitentaschen-Mandrel (en: side pocket mandrel)
TEWS	Tiefe Erdwärmesonde
TOC	Zementkopf (en: top of cement)
TOFP	Technisches open-flow Potential
UTSV	Untertagesicherheitsventil (en: subsurface safety valve, SSSV)
XLOT	erweiterter Formationsdrucktest (en: extended leak-off test)
ZfP	Zerstörungsfreie Werkstoffprüfung

⁵⁾ NORSOK-Normen werden durch die norwegische Erdölindustrie erarbeitet, um angemessene Sicherheit, Wertsteigerung und Kosteneffizienz für Entwicklungen und Unternehmungen der Erdölindustrie sicherzustellen.

Anhang E: **Begriffsbestimmungen**

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe:

Abweichung: Abgehen von einem Standard.

Akzeptanzkriterium: festgelegter Zulässigkeitsgrenzwert für die Eigenschaften von Prozessen, Dienstleistungen oder Produkten.

ALARP: Bewertung der Risikominderung, unter Berücksichtigung des zu vermeidenden Risikos, und des bei der Ergreifung von Maßnahmen zur Vermeidung dieses Risikos entstehenden Aufwands (Geld, Zeit und Arbeit) sowie Vergleich dieser beiden.

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe UK HSE in [56]

Anhaltender Ringraumdruck, SCP: Druck in einem Ringraum, der

- a) am Bohrlochkopf gemessen werden kann und sich nach Entlastung erneut mindestens bis zum gleichen Druckniveau aufbaut
- b) nicht ausschließlich durch Temperaturschwankungen verursacht wird
- c) nicht durch den Betreiber der Bohrung aufgebracht wurde.

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Anker-Rohrtour: Rohrtour, die zum Schutz oberflächennaher Grundwasserzonen und Formationen geringer Festigkeit innerhalb des Standrohrs eingebaut wird. Sie trägt beim Weiterbohren den Blowoutpreventer (s.a. Verrohrung).

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Ausfall: Verlust der vorgesehenen Funktion.

Ausfallart: Beschreibung des Ausfallmechanismus.

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

Ausnahmeregelung: Betriebsinterne Regelung eines Betriebes in Abweichung von normalen Regeln oder Bedingungen.

Barriereschichten: Gering durchlässige Erd- oder Gesteinsschichten. Sie hemmen die Strömung von Fluiden wie Wasser, Öl und/oder Gas (z. B. nach unten bzw. nach oben). Ihre Fähigkeit Fluide zu transportieren wird als Durchlässigkeit in Quadratmeter oder Darcy ($1 \text{ Darcy} = 9,86923 \times 10^{-13} \text{ m}^2$) angegeben. Für Grundwasser sind Angaben als Durchlässigkeitsbeiwert in Metern pro Sekunde üblich. Wasser kann sich in gut durchlässigen Schichten um etwa einen Meter am Tag bewegen. In Barriereschichten aus Ton benötigt es hunderte von Jahren für wenige Meter. Salzsichten sind wasserundurchlässig.

Beeinträchtigung: Zustand verringerter Funktionsfähigkeit, aber noch kein Ausfall.

Betriebliche Barrieren: Kombination von Praktiken, Prozeduren, Überwachungs- und Steuerungssystemen, um Bohrungsbarrieren auszulegen und Barriere-Elemente auszuwählen, ihre Wirksamkeit nach Einbau nachzuweisen, einen Bohrungsbetrieb innerhalb der Leistungsgrenzen der Barriere-Elemente sicherzustellen, die Wirksamkeit der Barriere-Elemente über die Lebensdauer der Bohrung zu erhalten und wiederkehrend nachzuweisen, sowie Anomalien und Ausfälle von integritätsrelevanten Komponenten zu managen.

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

Betriebsplan: Vom Bergbauunternehmer aufzustellender und von der Bergbehörde zu prüfender und zuzulassender Plan, auf dessen Grundlage ein Bergbaubetrieb geführt wird. Das Bundesberggesetz (BBergG) sieht als Betriebspläne vor: Rahmenbetriebsplan, Hauptbetriebsplan und Sonderbetriebsplan.

Rahmenbetriebspläne dienen der Prüfung der grundsätzlichen Durchführbarkeit von bergbaulichen Vorhaben und regeln das sogenannte Außenverhältnis des bergbaulichen Vorhabens. Je nach Bedeutung und Umfang des Vorhabens wird der Rahmenbetriebsplan im einfachen Verwaltungsverfahren oder im Planfeststellungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung zugelassen. Die Zulassung des Rahmenbetriebsplanes entfaltet keine gestattende Wirkung. In jedem Fall sind für die Umsetzung der „Rahmengen Genehmigung“ weitere Betriebspläne erforderlich, insbesondere ein Hauptbetriebsplan.

Hauptbetriebspläne sind die zentralen Dokumente bzw. Genehmigungen für die Führung eines Bergbaubetriebes. Hauptbetriebspläne sind in der Regel auf einen 2 Jahre nicht überschreitenden Zeitraum aufgestellt und zugelassen. Im Hauptbetriebsplan sind die Organisation des Betriebes, die wesentlichen Betriebseinrichtungen und Anlagen und die angewandten Techniken bzw. Technologien beschrieben.

Der letzte Hauptbetriebsplan eines Bergbaubetriebes, in dem die Maßnahmen zur Stilllegung und Wiedernutzbarmachung dargestellt und genehmigt werden, wird auch Abschlussbetriebsplan genannt.

Für besondere Vorhaben kann die Bergbehörde die Vorlage von Sonderbetriebsplänen verlangen, die dann der Beschreibung und Genehmigung bestimmter Vorhaben oder auch nur Teilen davon dienen. Der Inhalt von Betriebsplänen richtet sich nach § 52 Bundesberggesetz und das Zulassungsverfahren nach § 54 Bundesberggesetz.

Bohrlochkopf: Verschluss der Bohrung an der Oberfläche mit dem Kolonnenkopf zur mechanischen Verankerung und gegenseitigen Abdichtung der in die Bohrung eingebauten Rohrtouren und möglicher Durchführungen für Kabel und Leitungen. Während der Bohrungsherstellung dient er als Montageplattform für die Bohrlochpreventer, während der Förderung als Montageplattform für den Steigrohrhänger und das Eruptionskreuz.

Bohrlochmessung: Geophysikalische Messungen im Bohrloch zur Untersuchung mit den unterschiedlichsten Zielen. Gemessen werden dabei die verschiedenen geometrischen und physikalischen Parameter, z. B.

- Intensität der natürlichen Gammastrahlung des Gebirges (Gehalt an Tonmineralen)
- die Laufzeit des Gebirges (Porosität)
- der spezifische elektrische Widerstand des Gebirges, (Art des Porenhaltes, Wassersättigung)
- die Temperatur im Bohrloch in Abhängigkeit von der Teufe
- die Bohrlochgeometrie (Kaliber, Neigung, Richtung)

Bohrplatz: Ein für die Herstellung einer Bohrung hergerichteter Platz, von dem sie sicher und umweltverträglich abgeteuft werden kann. Auf dem Platz werden die Bohranlage sowie die für ihren Betrieb notwendigen Anlagen, Materialien und Personal untergebracht. Aus Gründen des Gewässerschutzes werden Bohrplätze so angelegt, dass keine wassergefährdenden Flüssigkeiten in den Boden oder in Gewässer gelangen können. Für die Herstellung des Platzes gilt in Deutschland der Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“ des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG).

Bohrspülung (Bohrschlamm): Eine Flüssigkeit, die während der Bohrlochherstellung durch den Bohrstrang hinunter zum Meißel gepumpt wird und über den Ringraum zwischen Bohrstrang und Gebirge wieder nach oben steigt. Wichtigste Aufgaben der umlaufenden Bohrspülung sind Reinigen der Bohrlochsohle und Austrag des erbohrten Bodenmaterials (Bohrklein) sowie Gewährleistung von Bohrlochintegrität und Formationsstabilität.

Auch bei der Ermittlung von Zuflüssen (Öl, Gas und Wasser) aus dem erbohrten Gesteinsverband sowie der Beherrschung der Formationsdrücke erfüllt die Spülung eine wichtige Aufgabe. Die Dichte der Bohrspülung wird dabei auf die Bohrtiefe und die erwartenden Formationsdrücke ausgelegt. Wenn der durch die Dichte der Bohrspülung abhängige hydrostatische Druck der Bohrsäule (Spülungsdruck) kleiner ist als der Porendruck des in der Tiefe erbohrten Gesteins, kann es zu Gas- oder Flüssigkeitszutritten in das Bohrloch und zu Eruptionen von Bohrlochflüssigkeiten und Gasen, Ölen oder Wasser (Blowout) kommen, wenn das Bohrloch nicht geschlossen wird. Ist der Spülungsdruck dagegen zu hoch, kann das umliegende Gestein aufgerissen werden und Spülung ins Gestein abfließen.

Eine Bohrspülung ist in der Regel ein Bentonit-Wassergemisch, welches zu einer Suspension aufbereitet wird. Zur gezielten Steuerung der rheologischen Eigenschaften werden der Suspension auch Hilfsmittel, meist Polymere, zugegeben. Daneben gibt es auch auf Öl basierende Bohrspülungen.

Bohrungsbetreiber: Unternehmen, welches die Verantwortung für das Bohrloch trägt.

Bohrungsbetreiber verursachter Ringraumdruck: vom Betreiber verursachter Ringraumdruck für Zwecke, wie z. B. Gaslift, Wasserinjektion, Wärmedämmung usw.

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Bohrungsbetriebsgrenzen: Kombination aus vom Betreiber festgelegten Kriterien zur Sicherstellung, dass eine Bohrung innerhalb ihrer Auslegungsgrenzen betrieben wird als Voraussetzung dafür, dass die Integrität der Bohrung während ihres gesamten Lebenszyklus beibehalten werden kann.

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

Bohrungsbarriere: System aus einem oder mehreren Bohrungsbarriere-Element(en), die Fluide in einem Bohrloch einschließen, um deren unkontrollierten Fluss innerhalb oder aus einer Bohrung zu verhindern.

Bohrungsbarriere-Element (BE) (auch Well Barrier Element, WBE): eine oder mehrere zusammenhängende physisch/mechanische Komponente(n) die zusammen eine Bohrungsbarriere bilden.

Bohrungsbestand: Portfolio von Bohrungen, für deren Integrität der Bohrungs-Betreiber verantwortlich ist.

Bohrungsintegrität: Eine Bohrung gilt als technisch integer, wenn sie unbeschädigt ist und sicher betrieben werden kann, sodass ein

- unbeabsichtigter Verlust der Umschließung (des sogenannten „Containment“) des Bohrungsinnenen
- Fluidaustritt in die Umwelt
- Fluidbewegung zwischen durchteuften Formationen

nicht zu besorgen ist, d.h. wenn sie technisch dicht ist.

Nach U.S. Environmental Protection Agency (EPA) wird Technische Integrität einer Bohrung als gegeben angenommen, wenn keine „signifikanten“ Leckagen vorliegen und kein „signifikanter“ Umstieg von Fluiden in höhere (Trinkwasser-) Horizonte stattfindet. In der Kavernenbauindustrie wird eine „signifikante“ Leckage mit einer Leckagerate definiert, die in der Größenordnung der messbaren Umstiegsraten liegt und mit 50 kg/d angegeben wird.

Norsok [4] definiert Bohrungsintegrität als die Anwendung technischer, operativer und organisatorischer Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos eines unkontrollierten Austritts von Formationsfluiden über den Lebenszyklus einer Bohrung hinweg. Aspekte in diesem Zusammenhang beinhalten Zuständigkeit/Verantwortlichkeit, Prozesse des operativen Bohrungsbetriebes, Prozesse der Bohrungsinstanthaltung, Integrität von Steigrohr/ Ringräumen, Integrität von Bohrlochkopf (inkl. der Verflansungen) und die Überprüfung der Sicherheitssysteme.

Bohrungsproduktivität: Ein Maß für die Ergiebigkeit einer Bohrung. Sie wird üblicherweise über den Produktivitätsindex definiert. Dieser gibt das Verhältnis von Förderrate zu Depression an. Als Depression oder Draw Down bezeichnet man die Druckdifferenz zwischen dem statischen Formations- oder Schichtdruck und dem dynamischen, ratenabhängigen Bohrlochdruck in Formationsteufe (Fließdruck). Ein solcher Differenzdruck ist Voraussetzung dafür, dass ein (advektiver) Zustrom von Schichtmedium aus dem produktiven Horizont zum Bohrloch erfolgen kann.

Bohrungsstatus: aktuelle Betriebsfunktion der Bohrung.

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

Bohrungsverfüllung: dauerhafte Absperrung durchlässiger Formationen mit fließfähigem Inhalt bis zur Oberfläche/zum Meeresboden mittels validierter Barrieren.

Cluster, Clusterbohrplatz: Bohrplatz von dem mehr als eine Bohrung niedergebracht werden.

Containment: Druckhaltende, gasdichte Umschließung des Bohrlochs.

Deckgebirge: Hier, die über einer Lagerstätte bis zur Erdoberfläche anstehenden geologischen Schichten.

Dichtheitsprüfung, Dichtheitstest, Dichtheitsnachweis: Eine Druckänderungsprüfung, definiert in der DIN 1330-8 [15] als „eine Dichtheitsprüfung, bei der die Geschwindigkeit einer Total- oder Partialdruckänderung, Abfall oder Anstieg, in einem Prüfobjekt gemessen wird“. Prüfungen, bei denen ein Druckabfall gemessen wird, werden in diesem Leitfaden als Druckteste, bei Messung des Druckanstieges als Zufluss- oder Entlastungsteste bezeichnet.

Drucktest: Aufbringen von Druck aus einer äußeren Druckquelle (kein Lagerstättendruck) zur Überprüfung der mechanischen und abdichtenden Integrität einer Komponente, siehe auch Dichtheitstest und Zuflusstest.

Durchflusssnass: Oberfläche im direkten Kontakt mit der dynamischen Bewegung von Bohrungsfluiden.

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API Spec 11D1 [58]

Durchlässigkeit (Permeabilität), Durchlässigkeitsbeiwert: Maß zur Quantifizierung der Fähigkeit von Gesteinsschichten und Böden, Fluide (Flüssigkeiten wie Erdöl und Wasser, oder Gase) zu transportieren. Mit ihr sehr eng verbunden ist der „Durchlässigkeitsbeiwert“. Die Durchlässigkeit, k , in Quadratmeter oder Darcy (1 Darcy = $9,86923 \times 10^{-13} \text{ m}^2$), ist der „Proportionalitätsfaktor“ im Darcy'schen Gesetz mit dem Strömungsgeschwindigkeit zu Druckgefälle und dem Inversen der Viskosität in Beziehung gesetzt werden. Für Grundwasser sind Angaben als Durchlässigkeitsbeiwert in Metern pro Sekunde üblich.

ECD Equivalent Circulation Density: Wirksame Flüssigkeitsdichte unter Berücksichtigung von statischen und dynamischen Komponenten

Eingeschlossene Bohrung: Bohrung mit einem oder mehreren in Fließrichtung geschlossenen Absperrvorrichtungen

Erste Barriere: siehe Primäre Bohrungsbarriere

Eruptionskreuz (X-mas Tree): Das Eruptionskreuz, ausgeführt als „Solid Block“ oder Schieberstock, bildet zusammen mit dem Bohrlochkopf den Abschluss der Bohrung an der Oberfläche. Es wird auf den Bohrlochkopf montiert und besteht aus einem Gehäuse mit Bohrungen ausgestattet mit Swab-Armatur und Master-valves, sowie Totpump-, Service- und Durchflussarmaturen sowie Sicherheits-, Kontroll- und Regeleinrichtungen zum Öffnen und Schließen des Bohrloches.

Fehler: Außergewöhnlicher, unerwünschter Zustand eines Systemelements, herbeigeführt durch Vorliegen eines fehlerhaften oder Abwesenheit eines korrekten Befehls oder durch einen Ausfall.

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

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

Filterkuchen: Ein von der Bohrspülung oder dem Bohrschlamm an der Bohrlochwandung gebildeter Belag, der sich beim Durchteufen poröser und permeabler Schichten unter dem Differenzdruck zwischen dem hydrostatischen Druck der Spülungssäule und dem Schichtdruck bildet. Aufgaben des Filterkuchens sind die Unterbindung von Zuflüssen aus dem Bohrloch ins Gebirge und Unterbindung von Zuflüssen aus dem Gebirge ins Bohrloch. Filterkucheneigenschaften wie Dicke, Konsistenz, Glätte und Durchlässigkeit sind wichtig, denn der an der Bohrlochwand gebildete Filterkuchen kann bei schlechter Ausbildung zu Stuck Pipe und anderen Bohr- und Zementationsproblemen führen. Schlechte Filterkuchenausbildung kann auch zu Formationsschädigungen führen und damit zu reduzierten Förderraten für Öl und Gas.

Fluid: Gemeinsame Bezeichnung für Gase und Flüssigkeiten.

Fluidbergbau: Die Nutzung der im tieferen geologischen Untergrund lagernden fluiden Ressourcen über Tiefbohrungen.

Förderrate: Die Menge an Gas bzw. Flüssigkeit, die in einem definierten Zeitraum aus einer Bohrung gefördert wird. Angegeben wird diese vorzugsweise in Volumen pro Zeiteinheit, also m^3/h , m^3/d oder in Masse pro Zeiteinheit, also t/h oder t/d .

Förderstrang, Komplettierungsstrang: hauptsächlich aus Steigrohren bestehender Strang, der aber auch zusätzliche Komponenten, wie z. B. das Übertage gesteuertes Untertagesicherheitsventil (UTSV), Gaslift-Mandrels, Öffnungen für die Injektion von Chemikalien und das Anschließen von Messinstrumenten, Landenippel sowie Packer oder Packerabdichtungsbaugruppen, einschließt.

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Förderstrang verläuft innerhalb der Produktionsrohrtour und wird verwendet, um Fördermedien an die Oberfläche zu leiten.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Frackschließdruck: Der Mindestdruck, der innerhalb eines Risses herrschen muss, um ihn offen zu halten. Er ist in der Regel kleiner als der Aufbrechdruck (Formation Breakdown Pressure), bei dem sich in der Bohrlochwand Risse im Gestein bilden und immer kleiner als der Frack-Ausbreitungsdruck, der innerhalb eines Risses herrschen muss, um ihn auszubreiten

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

Futterrohr: Stahlrohre – auch Casing genannt –, die zu Rohrtouren verbunden in das offene Bohrloch eingefahren und einzementiert werden. Futterrohre sind in der Regel ca. 40 ft (12 m) lang. Sie werden meist mit Außengewinde an beiden Enden des Rohres hergestellt und durch kurze Gewindemuffen mit Innengewinde miteinander verschraubt. Futterrohre können auch mit Außengewinde auf der einen und Innengewinde auf der anderen Seite hergestellt werden. Auch durch Schweißen ist eine Verbindung der Futterrohre möglich.

Durch das Verbundsystem Verrohrung und Rohrzedimentation wird das Bohrloch stabilisiert und eine Migration von Fluiden zwischen angrenzenden geologischen Schichten verhindert. Futterrohre werden auf die Belastungen ausgelegt, denen sie über ihren Lebenszyklus ausgesetzt sind, z. B. Belastungen durch Außendruck, Innendruck sowie Druck- und Zug in axialer Richtung und Biegebelastungen im Falle von abgelenkten und horizontalen Bohrungen (s.a. Verrohrung).

Gefährdung: potentielle Schadensquelle oder eine Situation, die zu einem unerwünschten Ereignis führen kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Gemeinsames Barriere-Element: Barriere-Element das primäre und sekundäre Bohrungsbarriere gemeinsam nutzen

Grundwasser: Nach WHG, das unterirdische Wasser in der Sättigungszone, das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht. Man unterscheidet „süßes“ Grundwasser in Oberflächennähe (bis zu etwa 200 Meter Tiefe), das für die Trinkwassergewinnung genutzt werden kann, und „salziges“ Grundwasser in größeren Tiefen. Ohne Barrierschichten dazwischen gehen diese Grundwasserschichten ineinander über.

Höchstzulässiger Ringraumkopfdruck MAASP, p_{MAASP} : am Bohrlochkopf gemessener höchster Druck, den ein Ringraum aufnehmen kann, ohne die Integrität eines Elements dieses Ringraums zu gefährden, einschließlich aller ungeschützten offenen Bohrlochformationen.

Image Log: Messdiagramm einer Bohrlochmessung, das im Zentimeterbereich Bilder der Bohrlochwand wiedergibt und – im Falle eines offenen Bohrlochs – des Gesteins aus dem sie besteht. Bohrlochmessungen nutzen optische, akustische und elektrische Verfahren.

Intervention & Aufwältigung: Zugang in das Bohrloch, der durch eine bestehende Bohrungsbarriere erfolgen muss.

Komplettierung (Well Completion): Die Herrichtung einer Bohrung zur Aufnahme der Produktion/Injektion nach Erklärung ihrer Fündigkeit durch eine Kombination von Maßnahmen, Verfahrensschritten und Ausrüstungen für den sicheren Betrieb von Produktions- und Injektionsbohrungen unter den jeweiligen spezifischen Bedingungen. Die Komplettierung verfolgt die Ziele, eine effektive Kommunikation zu den gewünschten Förderhorizonten herzustellen, die Kommunikation zu unerwünschten Horizonten zu unterbinden und Produktionsprobleme zu lösen (zum Beispiel Sand-Zufluss, Schwefel, korrosive Medien etc.).

Im Rahmen der Komplettierung werden in der Regel 1. die zu fördernden Horizonte durch die letzte Rohrtour verrohrt; 2. der Ringraum zwischen Stahlrohr und Bohrlochwand zementiert; 3. das Steigrohr samt Packer und anderen Spezialelementen (Untertagesicherheitsventil, Schiebemuffen, Nippelprofile etc.) in das Bohrloch eingebracht; 4. der Bohrlochkopf mit den Vorrichtungen zum Öffnen und Schließen des Bohrloches installiert; 5. im Falle zementierter Endverrohrungen die Verrohrung im Lagerstättenbereich mit Sandstrahl-, Kugel- oder Hohlladungsperforatoren perforiert.

Komponente: mechanisches Teil, einschließlich Zement, das für eine Bohrungsherstellung verwendet wird.

Konsequenz: erwartete Auswirkung eines eintretenden Ereignisses.

Kopfdruck: Der Druck, der sich am Kopf einer Bohrung, die eine Gesteinsschicht erschließt, einstellt. Der Druck wird am oberen Ende des zur Gesteinsschicht hin offenen Bohrlochs gemessen. Dabei ist das Bohrloch mit dem zu fördernden bzw. zu versenkenden Medium gefüllt. Für Sicherheitsbetrachtungen wird der statische Kopfdruck gemessen, bei der Messung ruht das Medium im Bohrloch. Der dynamische Kopfdruck (Kopf-Fließdruck) wird bei definierten Förderraten gemessen und charakterisiert zusammen mit der Förder- bzw. Injektionsrate die Ergiebigkeit einer Lagerstätte bzw. ihr Aufnahmevermögen.

Lagerstättenwasser: siehe Tiefenwasser.

Leckage: unbeabsichtigte und unerwünschte Bewegung von Fluiden.

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

Liner: Eine Rohrtour, die nicht bis an die Oberfläche geführt, sondern im unteren Bereich der vorangegangenen Rohrtour verankert, abgesetzt und zementiert ist. Durch eine sogenannte Liner-Verlängerung kann der Liner zu einem späteren Zeitpunkt bis zur Oberfläche geführt und dort verankert werden, sollte dies erforderlich sein (s.a. Verrohrung).

Lithologie: Die chemische und physikalische Beschaffenheit der Gesteine, ihre Oberflächenstruktur, ihre Eigenschaften (Festigkeit und Elastizität, Härte, bergfeuchte und trockene Gesteinsdichte, Schichtung usw.) und ihre Zusammensetzung aus einzelnen Mineralen, ihre Körnung, Farbe und teilweise ihrer Kristallstruktur.

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

Mastervalve: Übertage Absperreinrichtung für die Kontrolle des Flusses aus dem/in das Bohrloch. Im Falle von zwei Mastervalves wird die obere Absperreinrichtung im Routinebetrieb benutzt. Das untere Mastervalve dient als Rückfallabsicherung für den Fall, dass die routinemäßig genutzte Absperreinrichtung undicht wird und ersetzt werden muss.

Monitoring: Beobachtung der Betriebsparameter einer Bohrung mittels Messgeräten mit festgelegter Häufigkeit, um sicherzustellen, dass diese innerhalb der jeweiligen Betriebsgrenzen bleiben. Systematische Beobachtungen werden häufig gekoppelt mit Alarm- oder Handlungsschwellen. Werden diese überschritten, löst dies Aktionspläne aus.

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

Nippelprofil: Teil der Komplettierung, hergestellt aus einer kurzen Sektion dickwandigen Rohres mit bearbeiteter innerer Oberfläche, mit der eine Dichtfläche und ein Arretierungsprofil geschaffen wird. Sogenannte Landenippel sind in den meisten Komplettierungen enthalten, um in festgelegten Tiefen das Absetzen von Geräten zu ermöglichen, Stopfen oder Ventile zum Beispiel zur Durchflusskontrolle oder Messgeräte für Druck und Temperatur.

Packer: Ein hydraulisches Dichtungselement, das in eine Bohrung einfahren und auf Lokation aufgeweitet (gesetzt) wird, um das Bohrloch oder einen Ringraum dicht zu verschließen.

Packer beinhalten flexible Elemente aus Elastomeren für die Aufweitung. Die zwei üblichsten Packerformen sind der Produktions- oder Testpacker und der aufblasbare (inflatable) Packer. Bei Produktionspackern werden ringförmige Elemente aus Elastomeren durch zwei Metallplatten zusammengepresst und ihr Durchmesser so vergrößert. Bei aufblasbaren Packern wird ein Fluid in einen Balg des Packers gepumpt und dieser aufgeweitet.

Produktionspacker werden in verrohrten Bohrlöchern gesetzt, aufblasbare Packer können in offenen und verrohrten Bohrlöchern eingesetzt werden. Packer können am Draht, am Rohr oder mit Coiled Tubing eingefahren werden. Sie sind für den vorübergehenden Einsatz als ziehbare Packer zu haben oder auch für den Einsatz auf Dauer als Permanentpacker. Permanentpacker werden aus Materialien hergestellt die leicht ausgebohrt bzw. ausgefräst werden können.

Perforation: Der "Verbindungstunnel" vom Bohrloch durch das Futterrohr und den Zementmantel in die Lagerstättenformation, durch den Öl und/oder Gas produziert oder Fluide injiziert werden. Bei der am häufigsten genutzten Herstellungsart kommen Perforationskanonen zum Einsatz, die im Abstand von etwa 10 cm mit Hohlladungen bestückt sind, mit denen üblicherweise etwa 30 cm lange „Tunnel“ mit einem Durchmesser im Zentimeterbereich erzeugt werden. Neben Hohlladungsperforatoren kommen auch Sandstrahl-, Kugelperforatoren zum Einsatz.

Primäre Bohrungsbarriere: Erste Barriere einer Bohrung im direkten Kontakt mit den Fluiden im Bohrloch. Sie verhindert den Ausfluss aus einem Zuflusshorizont und/oder den Abfluss aus dem Bohrloch aus bzw. in andere als den/die geplanten Horizont/e.

Produktionsrohrtour: innerster Futterrohrtour im Bohrloch (s.a. Verrohrung).

Anmerkung 1 zum Begriff: Förderfluide treten unterhalb des Produktionspackers in das Bohrloch ein und fließen durch den Produktionsstrang an die Oberfläche. Die Produktionsrohrtour ist im Minimum für den höchsten aus der Förderzone erwarteten Druck ausgelegt.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Pulsed Neutron Messung: Messverfahren zur Feststellung der quantitativen Verteilung von Wasser und Kohlenwasserstoffen durch die zementierten Rohre basierend auf der Messung des Zerfalls von ausgestoßenen Neutronen durch Kollision mit den Atomkernen der Elemente in der Formation.

Ringraum: Raum zwischen den einzelnen konzentrisch eingebauten Rohrtouren bzw. zwischen Futterrohr und Bohrlochwand. Das Monitoring des Ringraumdruckes am Bohrlochkopf erlaubt die Überwachung der Integrität der einzelnen Rohrtouren. Es wird über den gesamten Betriebszyklus der Bohrung durchgeführt.

Ringraum A: Ringraum zwischen Steigrohr und Produktionsrohrtour.

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

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Ringraum B: Ringraum zwischen der Produktionsrohrtour und der sich nach außen anschließenden Futterrohrtour.

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Risiko: Umschreibt mögliche schädliche Auswirkungen, die mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eintreten können. So definiert lässt sich ein Risiko beeinflussen durch Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeit aber auch durch Reduktion des Schadenspotentials eines Ereignisses.

Risikoanalyse: systematische Analyse der Risiken aufgrund von Aktivitäten und eine rationale Beurteilung ihrer Bedeutung im Vergleich mit vorbestimmten Standards, Soll-Risikograden oder anderen Risikokriterien.

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

Ruhewasserspiegel: Der Wasserspiegel, der sich unter der Geländeoberkante in der Bohrung einstellt außerhalb des Betriebs bei ausgeglichenen Verhältnissen.

Schichtenverzeichnis: Das Protokoll (geologische Aufnahme) der geologischen Schichten, die bei einer Bohrung im Untergrund angetroffen werden. Die erbohrten Schichten werden mit ihrer Teufe (Tiefenlage) erfasst, benannt und ausführlich beschrieben. Für jede Schicht bzw. Tiefenlage können Angaben enthalten sein über: Boden- bzw. Gesteinsbezeichnung, Zusammensetzung (Lithologie), Mächtigkeit, Farbe, mechanische Eigenschaften, Alter, Wassergehalt, Konsistenz, Kalkgehalt usw. Das Schichtenverzeichnis ist eine Grundlage und ein wesentlicher Teil einer Bohrdokumentation.

Schiebemuffe: Teil der Komplettierung, mit dem durch Öffnen oder Schließen ein Fließweg zwischen Steigraum und Ringraum geschaffen werden kann.

Schieberstock: Gruppe geflanschter Schieber

Seismik: Geophysikalisches Verfahren, das zur Bestimmung von Schichtgrenzen im geologischen Untergrund eingesetzt wird. Reflexionsseismische Messungen zielen darauf ab, aus reflektierten P-Wellen (Primär- oder Longitudinalwellen) oder S-Wellen (Scherwellen) Erkenntnisse über den Aufbau des Untergrundes zu gewinnen und geologische oder geophysikalische Grenzflächen zu rekonstruieren.

Beim seismischen Verfahren mit P-Wellen macht man sich die Eigenschaft der Gesteine zunutze, dass sich Erschütterungen im Gestein als Druckwellen fortpflanzen, deren Geschwindigkeit abhängig von der Gesteinsart ist. Treffen diese Wellen auf einen Schichtübergang, an dem sich die Geschwindigkeit und Dichte ändern, werden sie reflektiert und gebrochen. Die von den Schichtübergängen im Untergrund an die Erdoberfläche reflektierten Wellen werden von Geophonen aufgezeichnet. Aus der Laufzeit der Wellen lässt sich bei bekannter Geschwindigkeit der seismischen Wellen innerhalb der verschiedenen Schichten die Tiefe und Lagerung der reflektierenden Gesteinsschichten ermitteln. Die Erschütterungen werden durch kleine Sprengungen in flachen Bohrlöchern (Schuss-Seismik), durch Vibratoren entlang von Wegen (Vibro-seismik) oder durch Luftpulser im Wasser ausgelöst.

Die erforderliche Umrechnung der Feldmessungen von Laufzeit in Teufe (Tiefenlage) erfolgt nach Abschluss der Messungen in aufwändigen Rechenverfahren im Rahmen des seismischen „Processing“. Das Endergebnis ist ein Abbild des Untergrundes als Schnittbild unter einer seismischen Linie (2D Seismik) oder als dreidimensionales Abbild (3D Seismik) unter einer untersuchten Fläche.

Sekundäre Bohrungsbarriere: Zweite Barriere einer Bohrung. Sie dient als Rückfallabsicherung und garantiert die Sicherheit für den Fall des Versagens der ersten Barriere. In der Regel umhüllt sie die erste Barriere.

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57].

Spacer: Ein Trennfluid, eingesetzt zwischen Spülung und Zementbrühe, um eine maximale Spülungsverdrängung vor Platzierung der Zementbrühe zu erreichen und so Vermischungszonen zwischen Spülung und Zement zu vermeiden. Hierzu wird der Spacer mit spezifischen Eigenschaften insbesondere für Dichte und

Rheologie (Viskosität) hergestellt, die auf die jeweiligen Eigenschaften von Spülung und Zementbrühe abgestimmt sind.

Speichergesteine: Poröse oder klüftige Sedimentgesteine, die in der Lage sind, Flüssigkeiten oder Gase zu speichern. Die häufigsten Speichergesteine sind Sandstein, tonige Sandsteine und verschiedene Arten von Kalksteinen.

Spülungsfenster: Das Spülungsfenster in einer bestimmten Teufe ist der notwendige/zulässige Dichtebereich zwischen minimaler und maximaler Bohrspüldichte, der ein sicheres Bohren gewährleistet und Probleme wie Zuflüsse in das Bohrloch, Verluste aus dem Bohrloch sowie Verlust an Bohrlochstabilität verhindert bzw. minimiert.

Standrohr: Komponente für die strukturelle Abstützung von Bohrloch, Bohrlochkopf und Komplettierungsausrüstung sowie häufig für die Bohrlochstabilität bei den anfänglichen Bohrarbeiten (s.a. Verrohrung).

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

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Stand-off Ratio: Maß für die Zentralisierung einer Rohrtour im Bohrloch. Eine perfekt zentralisierte Rohrtour hat ein Stand-off Ratio von 100 %, eine Rohrtour, die die Bohrlochwand berührt, ein Stand-off Ratio von 0 %.

Steigrohr (Tubing): Förderstrang der innerhalb der Produktionsrohrtour verläuft und verwendet wird, um Fluide aus der Ziel-Formation an die Oberfläche zu leiten oder umgekehrt. Es wird im Rahmen der Komplettierung in das fertig verrohrte und zementierte Bohrloch eingebracht und in der Regel mit Hilfe eines Packers an seinem unteren Ende abgedichtet und/oder verankert. Der dadurch entstehende Ringraum zwischen Steigrohr und Produktionsrohrtour wird üblicherweise mit einer korrosionsschützenden Flüssigkeit (completion fluid) aufgefüllt und dazu benutzt, durch Monitoring des Ringraumdruckes die Integrität des Steigrohres zu überwachen. Das auswechselbare Steigrohr schützt die Produktionsrohrtour vor Erosion, Korrosion und Ablagerungen wie z. B. Salze. Je nach Anforderung beinhaltet der Steigrohrstrang verschiedene Spezialelemente wie Untertage-Sicherheitsventil, Schiebemuffe, Nippel-Profile etc.

Abhängig vom Gefährdungsgrad sind auch packerlose Komplettierungen üblich, z. B. bei Erdölbohrungen.

Anmerkung 1 zum Begriff: Steigrohre sind auch für Injektionen einsetzbar.

Anmerkung 2 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Stillgelegte Bohrung: Bohrung, die von der produzierenden Lagerstätte mittels einer tief im Bohrloch eingebauten Absperrereinrichtung, wie z. B. mit einem mechanischen Verschluss oder Zementstopfen, getrennt worden ist.

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

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

Störungen: Natürliche Brüche („Trennflächen“) im geologischen Untergrund, die durch die Verschiebung oder Verformung von Gesteinsschichten entstanden sind. Die Durchlässigkeit für Gase oder Flüssigkeiten kann entlang von Störungen höher oder geringer sein als die der umgebenden Gesteine.

Stratigraphie: Die Beschreibung von Schichtabfolgen in Sedimentgesteinen im Zusammenhang mit ihrer zeitlichen Entstehung.

Technische Dichtheit: Eine Komponente wird als technisch dicht bezeichnet, wenn es frei ist von Lecks entsprechend einer vorgegebenen Anforderung (DIN). Anforderungen in Form von zulässigen Leckageraten gewährleisten die Einhaltung der Schutzziele. Die Dichtheitsanforderungen berücksichtigen:

- Gesetzliche Regeln
- Stoffeigenschaften
- Betriebsbedingungen
- Bohrungstyp, -designmerkmale und Status
- Industrienormen wie API 14b [16], EN ISO 14310 [17], ISO/DIS 16530-1 [1] etc.
- Prüfmedium

Technisches open-flow Potential (TOFP): Maximale, beständige Fließrate aus der Lagerstätte bei atmosphärischem Druck am Bohrlochkopf. Bei Tiefen Geothermiebohrungen wird unter einer existierenden beständigen Fließrate verstanden, dass der kalte Ruhewasserspiegel oberhalb der Geländeoberkante liegt.

Testarbeiten: Im Rahmen der Bohrungsherstellung: Untersuchungsarbeiten an als potentiell produktiv erkannten geologischen Schichten zur Prüfung ihres Schichtinhaltes, Nachweis einer mobilen Phase und Ermittlung der erforderlichen Kennwerte, insbesondere (statischer) Lagerstättendruck und Lagerstättentemperatur und Bohrungsproduktivität, d.h. der erzielbaren Förderraten in Abhängigkeit vom (dynamischen) Bohrlochfließdruck.

Im Rahmen der Förderung einer Bohrung: Untersuchungsarbeiten zur Feststellung der Kennwerte maßgeblich für die Ausförderung der Lagerstätte insbesondere (statischer) Lagerstättendruck und -temperatur, Durchlässigkeitsmächtigkeit (k h), Bohrlochschädigung (Skin, s) und Bohrungsproduktivität.

Thermisch bedingter Ringraumdruck: Druck in einem geschlossenen Ringraum, verursacht durch die thermische Ausdehnung oder Kontraktion eingeschlossener Fluide

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Tiefbohrzement: Eine speziell auf die Verhältnisse im Bohrloch abgestimmte Zementmischung. Nach dem Anrühren des Zementes mit Wasser erstarrt und erhärtet er infolge chemischer Reaktionen mit dem Anmachwasser selbständig. Nach dem Erhärten bleibt er auch unter Wasser fest und raumbeständig.

Als Tiefbohrzemente kommen in der Regel Portlandzemente zum Einsatz. Die Rohstoffe dieses Zementes (in der Regel Kalkstein und entweder Ton oder Schiefer) werden in Steinbrüchen abgebaut, zerkleinert und zusammen vermahlen. Das dabei entstehende Rohmehl wird dann bei Temperaturen von ca. 1.400 bis 1.650 C zu sogenanntem Klinker gebrannt. Die entstehenden graubraunen Granalien werden anschließend auf eine Korngröße vermahlen, die durch die Zementart bestimmt wird. Die endgültige Größe der Zementpartikel hat einen direkten Einfluss darauf, wie viel Wasser nötig ist, um eine Brühe ohne Überschusswasser herzustellen. Durch die Zumahlung von unterschiedlichen Zusatzstoffen wie Hüttensand, Puzzolan, Flugasche und Kalkstein können Zemente mit verschiedenen chemischen und physikalischen Eigenschaften hergestellt werden.

Tiefe Geothermie: Bohrungen zur Gewinnung von Erdwärme mit einer Teufe größer 400 m und Temperatur über 20°C (siehe auch VDI 4640).

Tiefenwasser: Mineralisiertes Grundwasser in größeren Tiefen. Kommt es in den erdgas- oder erdölführenden Schichten vor, heißt es Lagerstättenwasser.

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

Überwachung: Aufzeichnung der physikalischen Eigenschaften der Bohrung

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

Umgebungsdruck: Druck außerhalb der Bohrung

Anmerkung 1 zum Begriff: Übernommen aus API RP 90 [57]

Verbinder: Zur Herstellung einer Rohrtour werden Futterrohre miteinander verschraubt. Die Verbindung erfolgt bei Futterrohren mit Außengewinde an beiden Enden des Rohres mit Hilfe von Gewindemuffen mit beidseitigem Innengewinde. Futterrohre können auch direkt miteinander verschraubt werden, wenn sie mit Außengewinde auf der einen und Innengewinde auf der anderen Seite hergestellt worden sind. Um die gewünschte Dichtheit gegenüber Fluiden im erwarteten Beanspruchungsbereich zu gewährleisten, sind die einzelnen Rohre je nach Art der Rohrverbindung nach Hersteller-/Auftraggeberangaben zu verschrauben. Die Kontrolle der Verschraubung erfolgt über eine computerunterstützte Drehmomentaufzeichnung mit Verschraub-Diagramm zur elektronischen und visuellen Auswertung

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

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

Verrohrung (Rohrtouren): Das System der unterschiedlichen Stahlrohrtouren, die in ein Bohrloch eingebracht werden, um zusammen mit der Zementierung insbesondere die Nutzwasserhorizonte zu schützen, das Bohrloch zu stabilisieren und Formationen geringer Festigkeit, Verlustzonen und Zonen anormaler Formationsdrücke zu isolieren. Zur Verrohrung zählen die Rohrtouren:

- **Standrohr:** Die Rohrtour für den ersten Bohrlochabschnitt. Es wird entweder gerammt oder der Bohrlochabschnitt wird für das Einbringen des Standrohres gebohrt. Diese Rohrtour hat die Aufgabe ein Unterspülen der Fundamente der Bohranlage und des Bohrplatzes zu verhindern
- **Ankerrohrtour:** Die dem Standrohr nachfolgende Rohrtour. Sie überdeckt die für eine Nutzung vorgesehenen Grundwasserleiter als Barriere und nimmt die Bohrlochabspernung auf. Sie wird bis zu Tage zementiert
- Die tieferen Rohrtouren können entweder bis an die Oberfläche geführt oder sie können im unteren Bereich der vorangegangenen Rohrtour als sogenannter Liner verankert, abgesetzt und zementiert werden
- **Zwischenrohrtour:** Rohrtour zwischen Anker- und Produktionsrohrtour, die rein bohrtechnische Aufgabenstellungen erfüllt
- **Produktionsrohrtour:** Die letzte Rohrtour, die in ein Bohrloch eingebracht wird. Sie nimmt die Komplettierung auf und wird ggf. während der hydraulischen Behandlung und der nachfolgenden Produktion belastet
- **Produktionsliner:** siehe Liner

Verfüllung: Verschluss einer Bohrung, wenn diese nicht länger benötigt wird. Die Mindestanforderungen an Verfüllungen sind dokumentiert in einer "Richtlinie über das Verfüllen auflässiger Bohrungen", die durch die Aufsichtsbehörde erlassen wurde. Die Richtlinie sieht vor, dass im Rahmen einer Verfüllung der Kontakt zum geologisch Anstehenden durch eine Bodenzementierung verschlossen wird. Oberhalb dieses Zementstopfens werden in der Rohrfahrt in bestimmten Abständen weitere Zementbrücken gesetzt, gegebenenfalls in Kombination mit mechanischen Stopfen. Zur Minimierung von Risiken werden die Brücken üblicherweise in potentiellen Problemzonen platziert, zum Beispiel im Bereich des Liner Tops, geschnittener Rohre etc. Wird ein Bereich mit fehlender Zementierung hinter den Rohren ausgemacht oder wird ein solcher vermutet, erfolgt normalerweise im Rahmen einer Squeeze-Zementierung die Verpressung von Zementbrühe hinter die Rohrtouren. Der Zwischenraum zwischen den Zementbrücken in der Rohrtour wird mit einer beschwerten Bohrspülung ausgefüllt. Auch vollständige Füllungen der Rohrtour mit Zement sind üblich. Im oberflächennahen Bereich werden die Rohrtouren in mindestens zwei Metern unter Ackersohle geschnitten und mit einer Zementplatte abgedeckt beziehungsweise mit einer Stahlplatte zugeschweißt.

Wasserschutzgebiet: Wasserschutzgebiete sind Areale, für die zum Schutz von Gewässern vor schädlichen Einflüssen besondere Gebote und Verbote gelten. Wasserschutzgebiete dienen der Reinhaltung des Wassers als Lebensgrundlage für Mensch und Umwelt. Das Wasserschutzgebiet ist ein gesetzliches Instrument,

Grundwasserareale zu schützen. Es ist in mehrere Zonen gegliedert, für die abgestufte Handlungsbeschränkungen und Verbote gelten. Wasserschutzgebiete sollen den Einzugsbereich von Trinkwassergewinnungsanlagen frei von wassergefährdenden Stoffen halten und werden durch die zuständigen unteren Wasserbehörden festgesetzt.

Wingvalve: Eine Absperreinrichtung am Seitenausgang des Eruptionskreuzes. In der Regel werden zwei Wingvalves am Eruptionskreuz angebracht. Eine Absperreinrichtung zur Regelung und Absperrung des Flusses aus dem/in das Bohrloch und ein zweites Kill Wingvalve auf der gegenüberliegenden Seite zum Totpumpen und zur Druckentlastung.

Zementation (s.a. Tiefbohrzement): Die feste Verankerung der Verrohrung im Bohrloch. Die Zementation wird so hergestellt, dass ein dichter Abschluss des Bohrlochs erreicht wird. Die Zementation wird ferner so bemessen, dass nutzbare Wasserstockwerke, nicht genutzte Erdöl- oder Erdgasträger und laugenführende Gebirgsschichten abgedichtet werden und ein Eindringen von Wasser in nutzbare Lagerstätten vermieden wird.

Zuflusstest: Nutzung des Druckes aus einer entfernten Quelle, z. B. des Lagerstätten- oder Formationsdruckes, um ein Bohrungsbarriere-Element auf Dichtheit zu prüfen, z. B. die gängigen Untertage installierten Sicherheitsventile. Im Rahmen der Prüfung wird der abstromseitige Druck (d.h. auf der Seite des Barriere-Elementes, die der Druckquelle gegenüberliegt) am Bohrungsbarriere-Element verringert, um eine Druckdifferenz über das Element zu erzeugen, und das abstromseitige Volumen auf einen Zufluss oder Druckanstieg hin überwacht, der als Indikator für eine Leckage angesehen wird, wenn er nicht temperaurbedingt ist.

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

Zweite Barriere: siehe Sekundäre Bohrungsbarriere