

**BVEG**

# Bohrlochkontrolle

## Bohren, Workover, Well Intervention

Stand: 09/2015

Bundesverband Erdgas,  
Erdöl und Geoenergie e. V.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b>	<b>5</b>
<b>2. Referenzdokumente</b>	<b>5</b>
2.1    Gesetzliche Vorschriften	5
2.2    Industriestandards und Normen	5
<b>3. Definitionen</b>	<b>6</b>
<b>4. Allgemeiner Teil</b>	<b>9</b>
4.1    Bohrlochkontrollschulungen	9
4.2    Bohrlochbarrieren	11
4.2.1    Design und Testen von Bohrlochbarrieren	11
4.2.2    Anzahl notwendiger Barrieren	11
4.2.3    Flüssigkeit als Barriere	11
4.2.4    Flow Check	12
4.2.5    UTSV / SC SSV als Barriereelement	12
4.2.6    Bohrlochabsperreinrichtungen	12
4.3    Übungen	14
4.4    Messtechnik der Bohranlage/Workoveranlage	14
4.4.1    Messtechnik von Anlagen auf Bohrungen mit open-flow Potential	14
4.4.2    Messtechnik von Anlagen auf Bohrungen ohne open-flow Potential	18
4.5    Zuständigkeiten in Bezug auf Bohrlochkontrollmaßnahmen	18
4.6    Risikomanagement	20
4.7    Änderungsmanagement (Dispensation)	20
<b>5. Spezielle Aspekte der Bohrlochkontrolle beim Bohren</b>	<b>20</b>
5.1    Bohrlochkontrolle während der Bohrungsplanung- und Ausführung	20
5.2    Futterrohrberechnungen, Rohrabsetzteufen und Kick Toleranz	21
5.3    Antikollisionsberechnungen	23
5.4    Horizontalbohrungen	23

5.5	Dynamische Drücke im Bohrloch	24
5.6	Underground Flow	25
5.7	Laugenzuflüsse – Brine Kicks	26
5.8	Spülung / H <sub>2</sub> S	27
5.9	Bohren unter kontrolliertem Druck	28
5.9.1	Allgemeine Anforderungen	29
5.9.2	Underbalanced Drilling (UBD-Verfahren)	29
5.9.3	At-Balance Drilling	31
5.9.4	Mud Cap Drilling	33
5.10	Shallow Gas	34
<b>6.</b>	<b>Spezielle Aspekte der Bohrlochkontrolle beim Workover</b>	<b>35</b>
6.1	Einleitung	35
6.2	Komplettierung von Bohrungen	36
6.3	Bohrungssicherung	36
6.3.1	Totpumparbeiten	36
6.3.1.1	Sonderfall: Depletierte Lagerstätte	38
6.3.2	Komplettierung mit eingebauter mechanischer Absperrung	39
6.4	Auszirkulation und Ablassen von Bohrungsmedien (Mindestanforderungen)	39
6.4.1	Mögliche Sicherheitsmaßnahmen	40
6.5	Montage / Demontage E-Kreuz und BOP	40
6.6	Spezielle Komplettierungen	41
6.7	Wireline Arbeiten im Rahmen von Workover Einsätzen	41
<b>7.</b>	<b>Spezielle Aspekte der Bohrlochkontrolle bei Well Intervention-Maßnahmen</b>	<b>42</b>
7.1	Einleitung	42
7.2	Wireline Arbeiten (WL)	42
7.3	Coiled Tubing Arbeiten (CT)	43
7.4	Snubbing Unit Arbeiten	44
7.5	Auf- und Abbau des E-Kreuzes bei einer nicht totgepumpten Bohrung mit open-flow Potenzial	44

<b>8. Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>45</b>
<b>9. Anlagen</b>	<b>46</b>

## 1. Einleitung

Die vorliegende technische Regel des BVEG zur Bohrlochkontrolle richtet sich an den Ingenieur in der Planung und an die Aufsichtspersonen bei der operativen Umsetzung einer Maßnahme an Bohr- und Workoveranlagen sowie bei Well Intervention-Arbeiten.

Diese technische Regel ergänzt die gesetzlichen Vorschriften, technischen Regelwerke und die einschlägige Fachliteratur. Sie bezieht als Mindestanforderungen die API-Normen (Spec 16 A, C, D; Std 53; RP 59, RP 92U) mit ein und soll dem Praktiker als Ergänzung und Hilfestellung bei seiner Arbeit dienen. Diese berücksichtigt insbesondere die Anforderungen an die Bohrlochkontrolle bei Tiefbohrungen. Abweichungen hiervon sind im Rahmen der Vorschriften des Bundesberggesetzes, der Allgemeinen Bundesbergverordnung und den Tiefbohrverordnungen der Länder zulässig.

Diese technische Regel wurde von Fachleuten der BVEG Mitgliedsfirmen erstellt und behandelt neben allgemeinen Anforderungen, Themen wie Bohrlochkontrollschulungen und Bohrlochbarrieren, auch spezielle Aspekte der Bohrlochkontrolle beim Bohren, beim Workover und bei der Durchführung von Well Intervention Maßnahmen. Bei der Erstellung dieser technischen Regel wurden auch die Empfehlungen aus dem Report 476 der International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) berücksichtigt, die eine Verbesserung des Trainings zur Bohrlochkontrolle sowie der Prüfungs- und Zertifizierungsprozesse vorsehen.

## 2. Referenzdokumente

### 2.1 Gesetzliche Vorschriften

Wesentliche gesetzliche Vorschriften sind insbesondere:

- Bundesberggesetz (BBergG)
- Allgemeine Bundesbergverordnung (ABBergV)
- Tiefbohrverordnungen der Länder

### 2.2 Industriestandards und Normen

Vom BVEG zur Beachtung empfohlene API Normen:

- API RP 59\_Recommended Practice for Well Control Operations
- API Spec 16A Drill-through Equipment
- API Spec 16C\_Choke and Kill Line Systems
- API Spec 16D\_Specifications for Control Systems for Drilling Well control Equipment\_2nd Edition
- API Std 53\_Blowout Prevention Equipment for Drilling Wells
- API RP 92U Underbalanced Drilling Operations

Sonstige Referenzen / Lehrbücher:

- Gerd Schaumberg, Bohrloch-Kontroll-Handbuch Band 1 und 2
- Ralf Waldvogel, Dr. Udo Grossmann, Well Intervention Bohrlochkontrolle bei Arbeiten in Produktionsbohrungen
- BVEG, Allgemeiner Leitfaden für CT-Einsätze
- IOGP Report 476: Recommendations for enhancements to well control training examination and certification
- Norsok Standard D-010 Rev. 4. June 2013
- ISO/TS 16 530, Well integrity
- IADC Well Classification for Underbalanced Operations and Managed Pressure Drilling
- IADC Underbalanced Drilling Operations - HSE Planning Guidelines

### 3. Definitionen

Bohrungsintegrität

Die Unversehrtheit und die technische Betriebssicherheit einer Bohrung (Bohrungsintegrität) müssen jederzeit gewährleistet sein. Bohrungsintegrität oder „Well Integrity“ bedeutet, dass der unkontrollierte Austritt von gasförmigen oder flüssigen Fluiden aus einer Bohrung auf jeden Fall unterbunden werden muss.

Bohrlochkontrolle bei Rotary Drilling (RD) und Workover

Die Beherrschung des Lagerstättendrucks durch eine Flüssigkeitssäule mit einer auf die Porendrücke und Gebirgsfestigkeiten abgestimmten Dichte, sowie durch geeignete übertägige und untertägige Ausrüstung wird als Bohrlochkontrolle bezeichnet. Während des Bohrens mit einer Rotary-Bohranlage ebenso wie bei der Aufwältigung einer Produktionssonde mit einer Workover-Anlage erfolgt der Eingriff in das Bohrloch in der Regel über einen Blow-out Preventer (BOP).

Bohrlochkontrolle bei Well Intervention (WI)

Der Eingriff in eine aktive Erdöl- oder Erdgasproduktionsbohrung, die mit einem Eruptionskreuz (E-Kreuz) ausgestattet ist, wird als Well Intervention bezeichnet. Während des Eingriffs in den Betrieb der unter Druck stehenden Bohrung, werden die einzelnen Phasen der Bohrlochkontrolle durch übertägig bzw. untertägig zu aktivierende Maßnahmen erreicht. Der Eingriff in die Bohrung kann durch Wireline-, Coiled Tubing- oder Snubbing-Arbeiten erfolgen. Als Bohrlochabschluss werden spezielle BOPs eingesetzt, die unter Druck dauerhaft eine Bewegung der eingefahrenen Komponenten erlauben. Zusätzlich wird in der Regel eine Schleuse aufgebaut, die eine Ein- und Ausfahrt unter Druck ermöglicht.

### Risikoanalysen und Risikomanagement

Risikoanalysen werden allgemein zur Erkennung und Bewertung von Risiken eingesetzt. Das Risiko stellt das Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit und Schweregrad dar. Durch das Risikomanagement sollen unerwünschte Ereignisse durch vorbeugende Maßnahmen vermieden oder durch schadensminimierende Maßnahmen im Schweregrad reduziert werden.

### Bohrung mit open-flow Potential

Bohrung, die aufgrund des herrschenden Lagerstättendruckes das Potential hat, eigenständig (eruptiv) gegen den Atmosphärendruck zu fließen.

### Bohrung ohne open-flow Potential

Bohrung, die aufgrund des herrschenden Lagerstättendruckes kein Potential hat, eigenständig (eruptiv) gegen den Atmosphärendruck zu fließen.

### Bohrlochbarriere

Für jede operative Phase einer Bohrung ist das Bohrloch-Barrieren-Prinzip bzw. das „Well Barrier Management“ zu beachten.

Eine Bohrlochbarriere besteht aus einer oder mehreren Bohrlochbarriere-Elementen. Bohrlochbarriere-Elemente sind physikalische Komponenten, welche für sich alleine kein unkontrolliertes Fließen von Fluiden verhindern. Nur eine Kombination von Bohrlochbarriere-Elementen in Form einer umfassenden Barrierehülle ergibt eine vollständige Barriere.

Einen Sonderfall stellt die kontrollierte Flüssigkeitssäule dar, die eine vollständige Bohrlochbarriere aus nur einem Element ist.

Die Barrieren werden in primäre und sekundäre Bohrlochbarrieren unterteilt. Die primäre Barriere ist immer direkt dem Lagerstättendruck ausgesetzt. Versagt die primäre Barriere stellt die sekundäre Barriere die Kontrolle über die Bohrung sicher. Die primäre Bohrlochbarriere gegen einen unkontrollierten Austritt beim Bohren / Workover wird in der Regel durch den hydrostatischen Druck der Flüssigkeitssäule erzeugt.

Die Funktionsfähigkeit der einzelnen Barriere-Elemente ist durch Tests nachzuweisen. Beispiele von Barrieren und Barriere-Elementen sind den Anlagen zu entnehmen.

### Bohrlochabsperreinrichtung

Der BOP-Stack mit Choke-Line, Choke-Manifold, Kill-Line, Inside BOP und FOSV / Kellyhahn wird zusammenfassend als Bohrlochabsperreinrichtung bezeichnet.

### Kicktoleranz

Die Kicktoleranz ist ein Maß für die in der gegenwärtigen Teufe vorhandene Sicherheit gegen das Aufbrechen des Gebirges beim Einschließen und Auszirkulieren eines fiktiven Zuflusses.

### Aufsichtsperson

Sofern in der BVEG Empfehlung die hierarchischen Ebenen des Personals einer Bohranlage als Aufsichtsperson gemäß Bundesberggesetz angesprochen werden, sind diese wie folgt definiert:

- Ebene 1: Driller (Schichtführer)
- Ebene 2: Toolpusher / Techniker / Bohrmeister (Auftragnehmer) und Drilling Supervisor (Auftrageber). Dieser Personenkreis der Ebene 2 wird zusammenfassend bei den Ausbildungsebenen nach IOGP als „Supervisor“ bezeichnet.

### Workover (Aufwältigung einer Bohrung)

Der Workover ist dadurch gekennzeichnet, dass in die untertägige Ausrüstung eingegriffen wird und das während der Arbeiten kein Druck am Bohrlochkopf ansteht.

### Well Intervention

Der Eingriff in eine Bohrung bei der während der Arbeiten Druck am Bohrlochkopf entstehen kann, wird als Well Intervention bezeichnet.

## 4. Allgemeiner Teil

### 4.1 Bohrlochkontrollschulungen

Bergrechtlich besteht gemäß den Tiefbohrverordnungen der Länder (z.B. § 27 Abs. 3 BVOT Niedersachsen) die Pflicht zur Bohrlochkontrollschulung. Demnach sind die mit der Beaufsichtigung von Bohrungen mit Absperrreinrichtungen beauftragten Personen zur Verhütung und Bekämpfung von Ausbrüchen nach einem Plan zu schulen. Die Schulung dieser Personen ist in Abständen von höchstens zwei Jahren zu wiederholen. Die Schulungsinhalte sind der zuständigen Behörde anzuzeigen.

Der internationale Dachverband der Erdöl- und Erdgasproduzenten IOGP (International Association of Oil and Gas Producers) hat im Oktober 2012 den Report 476 „Recommendations for enhancements to well control training examination and certification“ veröffentlicht, in dem grundsätzlich eine Verbesserung des Trainings zur Bohrlochkontrolle sowie der Prüfungs- und Zertifizierungsprozesse gefordert wird. Laut IOGP Report 476 sollen nicht nur das aufsichtführende Personal (Driller und Supervisor) sowie die im Bohr-/Workoverbetrieb und in Well Intervention tätigen Ingenieure ein Well Control Zertifikat erwerben, sondern alle operativ tätigen Mitarbeiter.

Die Ausbildung wird in 5 Ebenen (Level) gestaffelt:

- Level 1 (Awareness) – Einmalige Unterweisung mit Verhaltensregeln für alle Mitarbeiter die auf der Bohrlokation tätig sind und die keine kritischen Arbeiten ausführen.
- Level 2 (Basic) – Grundlagen der Bohrlochkontrolle für alle operativen Mitarbeiter, die auf der Bohrlokation tätig sind.
- Level 3 (Driller) – Bohrlochkontrolle für Driller und Assistant Driller bzw. WI-Schichtführer, die auf der Bohrlokation tätig sind.
- Level 4 (Supervisor) – Bohrlochkontrolle für RD-Supervisor bzw. WI-Supervisor, die auf der Bohrlokation tätig sind.
- Level 5 (Engineer) – Bohrlochkontrolle für Drilling / Workover Engineer bzw. WI-Engineer.

Der BVEG folgt der IOGP Empfehlung. Als adäquate Ausbildung des Personals werden Schulungen der Level 1-5 nach den Programmen des IWCF und des IADC angesehen. Gemäß IOGP Report 476 werden für Level 1 und 2 auch angemessene interaktive Trainings und firmeninterne Schulungen akzeptiert.

Die Forderung nach Bohrlochkontrollschulung gemäß § 27 (3) BVOT Niedersachsen wird durch Level 3 (Driller) bzw. 4 (Supervisor) erfüllt.

Der BVEG empfiehlt folgende Ausbildung:

Level 1 und 2: Nach IWCF, IADC oder durch firmeninterne Schulungen (Level 2 mit Prüfung)

Level 3 bis 5: Nach IWCF oder IADC

Die Ausbildung und die zum Erwerb eines Zertifikats nach IWCF erforderlichen Prüfungen können grundsätzlich an der Bohrmeisterschule Celle erfolgen, die zur Aus- und Weiterbildung ein zertifiziertes und akkreditiertes IWCF-Schulungsinstitut unterhält. Zertifikate, die an einer anderen autorisierten Institution erworben wurden, werden ebenfalls anerkannt.

Für die IWCF-Bohrloch-Kontrollschulungen werden zwei Bereiche unterschieden:

- Rotary Drilling Well Control (für Bohrtechnik und Workoveranlagen)
- Well Intervention Pressure Control (für Produktions- und Fördertechnik)

Der BVEG empfiehlt folgende Schulungen:

Für Aufsichtspersonen im Bereich Drilling:

- Rotary Drilling Well Control

Für Aufsichtspersonen im Bereich Well Intervention:

- Well Intervention Pressure Control

Für Aufsichtspersonen im Bereich Workover:

- Rotary Drilling Well Control **oder**
- Well Intervention Pressure Control

## 4.2 Bohrlochbarrieren

### 4.2.1 Design und Testen von Bohrlochbarrieren

Bohrlochbarrieren müssen folgende Anforderungen erfüllen:

- Sie müssen dem maximal zu erwartenden Differenzdruck standhalten.
- Sie müssen unabhängig voneinander getestet werden, wobei die Testkriterien vor Ausführung des Tests zu definieren sind.

### 4.2.2 Anzahl notwendiger Barrieren

#### 1. Zweibarrierensystem

Ist während der Durchführung von Tätigkeiten am Bohrloch mit einem open-flow Potential zu rechnen, müssen zwei unabhängige Bohrlochbarrieren vorhanden sein.

Eine Abweichung vom Zweibarrierenprinzip ist zulässig, wenn beim Bohren im oberflächennahen Bereich mit der Möglichkeit des Auftretens von oberflächennahen Gases (Shallow Gas) zu rechnen ist und ein Diverter auf dem Standrohr installiert wurde, der ein sicheres und kontrolliertes Ableiten des zugeflossenen Mediums ermöglicht.

#### 2. Einbarriersystem

Das Einbarriersystem gilt für die Durchführung von Tätigkeiten an allen Bohrungen ohne open-flow Potential. Wird das Einbarriersystem mittels einer Flüssigkeitssäule umgesetzt, dann muss die Installation eines mechanischen Bohrlochverschlusses möglich sein, indem entsprechendes Equipment (z.B. Steigrohrhänger mit FOSV / Kellyhahn) vor Ort vorgehalten wird.

### 4.2.3 Flüssigkeit als Barriere

Generell sind folgende Anforderungen an eine Flüssigkeit als Barriere zu erfüllen:

- Hydrostatischer Druck > Porendruck + Trip/Riser/Swab Toleranz
- Hydrostatischer Druck < Fracdruck der entsprechenden Formation
- Flüssigkeitsspiegel ist kontinuierlich zu messen / aufrechtzuhalten

Um die Anforderungen an die Flüssigkeitssäule aufrechterhalten zu können, müssen ausreichend Spülmittelmaterialien verfügbar sein.

Barrieretypen:

1. Statische Flüssigkeitssäule
2. Dynamische Flüssigkeitssäule

#### 1. Statische Flüssigkeitssäule

Unabhängige Barriere, die aus einer Flüssigkeitssäule besteht, die in der Regel von einem Filterkuchen unterstützt wird. Der hydrostatische Druck liegt über dem Lagerstättendruck. Zirkulation ist von Zeit zu Zeit erforderlich, da die Stabilität der Spülung limitiert ist und Temperatureffekte berücksichtigt werden müssen.

#### 2. Dynamische Flüssigkeitssäule

Flüssigkeit / Sole wird nur als Barriere akzeptiert, wenn der Flüssigkeitsspiegel beobachtet und aufrechterhalten werden kann. Bei totalen Verlusten unter dem Einsatz einer dynamischen Flüssigkeitsbarriere ist vorab eine Mindestpumprate zu definieren. Wird diese Rate unterschritten, ist die Bohrung unverzüglich einzuschließen, bis die korrekte Rate wieder aufgenommen werden kann.

### 4.2.4 Flow Check

Die Kontrolle der Existenz einer Fluidbarriere erfolgt üblicherweise durch Flow Checks.

Flow Checks (Prüfung eines Zuflusses) sollten eine Dauer von 10 Minuten nicht unterschreiten. Als Mindestanforderung sind Flow Checks durchzuführen:

- Nach dem Totpumpen
- vor Ausbau des Arbeitswerkzeuges oder Tubings von Sohle bzw. durch BOP
- nach dem Freiziehen eines Packers oder Bridge Plugs
- beim Durchfahren von erheblichen Querschnittsveränderungen

### 4.2.5 UTSV / SC SSV als Barriereelement

Das UTSV wird nur bei einer Leckrate von 0 bar/min als Barriereelement akzeptiert. Die Mindesttestdauer beträgt 10 Minuten.

### 4.2.6 Bohrlochabsperreinrichtungen

Beim Bohren wird die Bohrlochabsperreinrichtung installiert bevor der Rohrschuh der Ankerrohtour aufgebohrt wird.

Beim Workover ist der Einsatz der Bohrlochabsperreinrichtung zwingend erforderlich, solange ein open-flow Potential der Bohrung nicht ausgeschlossen werden kann.

Wenn bei Bohrungen ohne open-flow Potential die Notwendigkeit einer Barriere durch den Einsatz einer Bohrlochabsperreinrichtung gewährleistet werden soll, ist mind. ein Annular-Preventer erforderlich.

Die Auswahl der Bohrlochabsperreinrichtung erfolgt anhand der gültigen bergrechtlichen Bestimmungen, API Standards, Richtlinien und Leitfäden.

### 4.3 Übungen

Neben einer adäquaten theoretischen und praktischen Ausbildung des Personals im Rahmen von Kursen sind Übungen zur Bohrlochkontrolle, die vor Ort durchgeführt werden, für einen sicheren Betrieb unabdingbar. Der Ablauf der Übungen sollte in einem Plan festgelegt sein und zwischen Operator und Bohr-/Workoverkontraktor bzw. dem unternehmenseigenen Workoverbetrieb abgestimmt werden.

Außerdem sollten Häufigkeit und Zeitpunkt der Übungen sowie die Übungsziele definiert werden.

Im Wesentlichen bieten sich folgende Arten von Übungen bei installierten Absperreinrichtungen zur Bohrlochkontrolle an:

#### Einschließen des Bohrloches nach einem angenommenen Zufluss beim Bohren und beim Roundtrip

Der Zufluss kann auf Zuruf oder durch einen geeigneten Eingriff am Tank- oder Messsystem simuliert werden. Ziel der Übung ist es, das Bohrloch durch Betätigung der Bohrlochabsperreinrichtung (Schließen des BOPs, Installation eines Bohrstrang-Sicherheitsventils etc.) möglichst schnell nach dem vorher festgelegten Einschließverfahren (hart oder weich) einzuschließen, und damit in einen sicheren Zustand zu bringen. Der Vorgang sollte mit allen Schichten so lange regelmäßig geübt werden, bis die festgelegten Übungsziele erreicht wurden. Danach sind die Übungen in festgelegten Abständen zu wiederholen.

#### Fahren der fernbedienten Düse

Diese Übung sollte ausschließlich nach erfolgter Verrohrung im abgeschlossenen Bohrloch durchgeführt werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass im Falle einer Fehlbedienung das offene Gebirge beschädigt wird.

Die Übung dient dazu, die Wirkung der Düse bei verschiedenen Pumpraten zu testen und insbesondere das Konstanthalten des Casingdruckes bei Änderungen der Pumprate zu üben.

Eine gute Übung ist es, das Bohrloch unter Druck, z.B. 30 bar, einzuschließen, und diesen Druck auf dem Ringraum konstant zu halten, während die Spülpumpe von 0 auf 60 Hübe/min hochgefahren wird.

### Einstrippen des Bohrstranges

Das Einstrippen des Bohrstranges sollte – wegen des erheblichen Verschleißes am Equipment – nur dann geübt werden, wenn Verhältnisse erwartet werden, die besondere Anforderungen an die Bohrlochkontrolle stellen. Das kann zum Beispiel bei Explorationsbohrungen in völlig unbekanntem oder Bohrungen in bekannt schwierigen Gebieten der Fall sein.

Nach der Übung sind die verwendeten Dichtelemente am BOP-Stack auf Verschleiß und Funktionsfähigkeit zu prüfen.

## **4.4 Messtechnik der Bohranlage/Workoveranlage**

### **4.4.1 Messtechnik von Anlagen auf Bohrungen mit open-flow Potential**

Die messtechnisch erfassbaren Kickanzeichen sind:

- die Zunahme des Rückflusses der austretenden Bohrspülung (Return-Flow) bei konstanter Pumprate
- die Zunahme des Trip Tank Pegelstands
- die Zunahme des Tank Pegelstandes bei konstanter Pumprate
- das Überlaufen der Bohrung bei abgeschalteten Pumpen

Die messtechnisch erfassbaren Kick-Warnzeichen sind:

- die Erhöhung des Bohrfortschrittes (Drilling Break)
- die Abnahme des Pumpendruckes bei Zunahme der Hubzahl
- Drehzahl/Drehmoment – Schwankungen
- Änderung des Stranggewichtes

Mit Hilfe der auf der Bohranlage installierten Messtechnik (Instrumentierung) sind die Voraussetzungen für ein frühzeitiges und sicheres Erkennen des Zuflusses (Kick) und für die genaue Berechnung der in das Bohrloch eingetretenen Zuflussmenge (Kickvolumen) zu schaffen.

Die Messtechnik umfasst:

- geeignete Messwertgeber an den dafür in Betracht kommenden Messstellen
- eine selektive Anzeige dieser Messwerte zur Überwachung aller Arbeitsgänge mit und ohne Spülungszirkulation
- eine optische und akustische Signalgebung bei Überschreiten vorgegebener Grenzwerte
- eine sichere Datenspeicherung für die nachfolgenden Auswertungen

### Mess-System

Die Anforderungen der Bohrlochkontrolle an die Messtechnik sind:

- Überwachung des Tank- und Rinnensystems
- Drucküberwachung der eingeschlossenen Bohrung
- Kontrolle des eingepumpten Spülvolumens
- Änderung des Stranggewichtes
- Änderung von Drehzahl und /oder Drehmoment

## Messtechnik

Mess- und Kontroll-Parameter	Messstellen	Messgeräte	Messziel
Gasanzeigen	Spülsausrücklauf	Gaschromatograph / Gassensorik	Gaskonzentration in Spülung
<b>Rückfluss</b> der austretenden Bohrspülung (Return Flow)	Bohrlochkopf, möglichst dicht am Austritt der Bohrspülung	Return Flow-Messer Durchflussmesser	Kickfrüherkennung während der Zirkulation (Bohren, Nachräumen, Spülen etc.)
<b>Pegelstand</b> im Triptank	Triptank	Pegelmesser	Kickfrüherkennung während des Round-Trips (Ausbau, Einbau, freies Bohrloch)
<b>Pegelstand</b> im Saugtank	Saugtank	Pegelmesser	Kickfrüherkennung während der Zirkulation (Bohren, Nachräumen, Spülen etc.)
<b>Tankfüllvolumen</b> des Aktivtanksystems	Sämtliche Tanks (Kammern) des Aktivtanksystems	Pegelmesser	Kickerkennung und Berechnung des Kickvolumen
<b>Spülvolumen</b> , das dem Aktivtanksystem zugeführt oder entnommen wird	Reservetanks, Mixtanks	Pegelmesser Durchflussmesser	Kontrolle des Volumens der neu gemixten Spülung, der Reservespülung, der extern zugeführten Spülung
<b>Pumprate</b>	Druckmanifold, Spülpumpen	Durchflussmesser Hubzahlmesser	Kontrolle des in das Bohrloch eingepumpten Spülungsstromes
Optional: <b>Differenzdurchflussmenge</b>	Steigleitung und Bohrlochkopf	Durchflussmesser	Kickfrüherkennung während der Zirkulation (Bohren, Nachräumen, Spülen etc.)
<b>Gestängekopfdruck</b>	Steigleitung	Manometer	Kontrolle des SIDPP und Zirkulationsdruckes
<b>Ringraumkopfdruck</b>	Chokemanifold	Manometer	Kontrolle des SICP und Zirkulationsdruckes
<b>Drill-O-Meter</b>	Totseilanker	Druckdose	Änderung Stranggewicht Bohrfortschritt
<b>Drehzahl / Drehmoment</b>	Drehtisch Topdrive	Amperemeter	Änderung Drehzahl / Drehmoment
<b>Pumpendruck</b>	Steigleitung, Spülpumpe	Sensor, Druckdose, Manometer	Änderung Pumpendruck
<b>Bohrfortschritt</b>	Hebewerkwelle	Inkrementalgeber	Ermittlung des Bohrfortschrittes

Die Messwerte des Tank- und Rinnenüberwachungssystems müssen zeitgleich erfasst werden, wobei der Zeittakt bei einer digitalen Erfassung nicht über 1 Sekunde liegen darf. Für die Kickerkennung ist vornehmlich die zeitliche Änderung der Werte für Rückfluss und Pegelstand sowie der Zeitpunkt des Eintrittes dieser Änderung bezogen auf die jeweiligen Aktivitäten (Abstellen der Pumpen, Hochfahren des Bohrstranges etc.) von Bedeutung.

### Messgenauigkeit

Um die erforderliche Messgenauigkeit zu gewährleisten, ist eine regelmäßige Kalibrierung der Messgeräte erforderlich.

### Anzeige

Durch eine selektive und kombinierte Anzeige der für den jeweiligen Arbeitsgang relevanten Messwerte in direkter Gegenüberstellung können Veränderungen über die Zeit anschaulich dargestellt werden (Trendanzeige). Diesbezüglich ist eine analoge Darstellung der Parameter (als Kurven) auf einem Monitor zu bevorzugen.

Ein Anzeigegerät muss am Drillerstand zur Kickerkennung installiert sein. Für die Durchführung der Bohrlochkontrollmaßnahmen sind weitere Geräte in den Kauen des Toolpushers, des Drilling Supervisors, des Spülungsservices und des Mudloggers sinnvoll.

Die Anzeige im Drillerstand ist entsprechend dem jeweiligen Arbeitsgang optimal einzustellen (Selektion der relevanten Messwerte und Maßstab).

### Signalgebung (Alarmierung)

Bei Grenzwertüberschreitung der o.g. Messwerte muss ein akustisches und optisches Warnsignal am Schichtführerstand abgegeben werden. Für den Triptank, den Saugtank und das gesamte Aktivtanksystem muss eine separate Vorgabe (Einstellung) der Grenzwerte für den Pegelstand (Gain/ Loss) möglich sein. Die Grenzwerte sind nach dem jeweiligen Arbeitsgang und der Tanksituation vom Driller einzustellen. Die Einstellung eines Relativwertes (in Prozent von Max. und von Min.) ist zulässig.

Zur Vermeidung von Blindalarm bei Routinevorgängen (z.B. Pegelanstieg im Saugtank beim Ausschalten der Spülpumpe) können im System geeignete Blockierungen vorgesehen werden, die eine Gewöhnung des Drillers und des Bohrpersonals an Fehlalarm ausschließen können.

### Datenspeicherung

Zur Auswertung des Well-Control Ereignisses ist die Dokumentation aller relevanten Mess-Ergebnisse über die Zeit erforderlich.

#### 4.4.2 Messtechnik von Anlagen auf Bohrungen ohne open-flow Potential

Folgende Überwachung muss gewährleistet sein:

- Kontrolle und Dokumentation der verpumpten Flüssigkeitsmengen
- Drucküberwachung der eingeschlossenen Bohrung
- Gassensorik (Messung des Gasanteiles in der Umgebungsluft im Arbeitsbereich)

Warnzeichen für eine Gefährdung von Mensch und Umwelt ist das Ansprechen der Gassensorik. Für diesen Fall muss durch organisatorische Maßnahmen sichergestellt sein, dass für Mensch und Umwelt kein Schaden entsteht.

#### 4.5 Zuständigkeiten in Bezug auf Bohrlochkontrollmaßnahmen

Die Zuordnung der Verantwortlichkeiten wird schriftlich vor Beginn der Arbeiten in einem Brückendokument zwischen Operator und Kontraktor festgehalten.

Die nachfolgende Auflistung dient der eindeutigen Zuordnung der Zuständigkeiten an Bohr-/Workoveranlagen bzw. Well Intervention Ausrüstung, im Zusammenhang mit allen Arbeiten zur Bohrlochkontrolle im Rahmen der bergrechtlichen Vorschriften.

##### Vor Beginn der Arbeiten

Operator:

- Projektplanung
- Auslegung der Verrohrung/Förderinstallation
- Vorgabe der Werte für Spülung-/Bohrlochflüssigkeit
- Angabe von Zufluss-/Verlusthorizonten mit Gradienten
- Festlegung des MAASP
- Einholung der zum Betrieb erforderlichen Genehmigungen soweit sie nicht das Gerät des Kontraktors betreffen
- Festlegung der Anlagenausrüstung
- Einschließmethode
- Bevorzugtes Totpumpverfahren
- Testintervalle für Bohrlochkontrollleinrichtungen
- Status der Bohrung hinsichtlich H<sub>2</sub>S
- Bewertung des Shallow-Gas Potenzials

**Kontraktor:**

- Funktionsfähigkeit der Ausrüstung
- Prüfnachweise und Funktionsfähigkeit aller Einrichtungen zur Bohrlochkontrolle
- Übereinstimmung aller Einrichtungen mit einschlägigen Vorschriften und Standards

Besprechung vor Arbeitsbeginn (Pre-Spud oder Kick-Off Meeting)

Vor Beginn von Bohrungen, Workovern und größeren Well Intervention Maßnahmen (z.B. CT) soll auf Einladung des Operators eine Besprechung durchgeführt werden. Darin sind von Operator und Kontraktor u. a. Themen wie Bohrlochkontrolle und Verantwortlichkeiten zu besprechen.

Durchführung der Arbeiten

**Operator:**

- Festlegung des Totpumpverfahrens
- Genehmigung des „Kill-Sheets“
- Änderungen im Killprogramm
- Umsetzung der Anforderungen entsprechend Gasalarmplan bei H<sub>2</sub>S
- Sicherstellung der Zugriffe auf Spülungsmaterialien

**Kontraktor:**

- Einschließen des Bohrlochs
- Meldung an Operator (SIDP, SICP, Zuflussmenge)
- Erstellung und Durchführung der Totpumparbeiten nach „Kill Sheet“
- Durchführung von Stripparbeiten
- „Fluid Management“ übertage
- Erteilen von Arbeitsgenehmigungen
- Funktionsfähigkeit der Ausrüstung
- Funktionsfähigkeit aller Einrichtungen zur Bohrlochkontrolle und Dokumentation
- Übereinstimmung aller Einrichtungen mit einschlägigen Vorschriften und Standards
- Durchführung der Unterweisungen
- Umsetzung der Anforderungen entsprechend Gasalarmplan bei H<sub>2</sub>S

**Spülungsservice:**

- Einhaltung der Spülungsparameter

Situations- bzw. maßnahmenspezifisch ist eine Anpassung dieser Themen vorzunehmen.

## 4.6 Risikomanagement

Potentielle Bohrlochkontrollrisiken werden mittels eines Risikomanagement Systems erfasst und es werden vorbeugende wie auch schadensminimierende Maßnahmen definiert sowie die Verantwortlichkeiten für deren Umsetzung festgelegt.

## 4.7 Änderungsmanagement (Dispensation)

Abweichungen von geltenden Richtlinien, Verfahrensanweisungen, Standards und Programmen, die die Bohrlochkontrolle betreffen, werden mittels eines formalisierten Änderungsmanagementprozesses (Dispensation) dokumentiert, einer Risikobeurteilung unterzogen und durch eine autorisierte Person genehmigt.

# 5 Spezielle Aspekte der Bohrlochkontrolle beim Bohren

## 5.1 Bohrlochkontrolle während der Bohrungsplanung- und Ausführung

Die Bohrlochkontrolle ist ein wichtiger Bestandteil der Bohrungsplanung bzw. der ingenieurmäßigen Begleitung einer laufenden Bohrung. Ziel muss es sein, den Zufluss von Medien aus dem Gebirge in das Bohrloch zu verhindern oder einen Zufluss immer sicher zu beherrschen, ohne dabei in die Gefahr zu geraten, die zulässigen Belastungen von Rohrtouren und Equipment sowie die Integrität des Gebirges zu überschreiten. Die Möglichkeit des Zuflusses (Kicksituation) ist in die Planung mit einzubeziehen. Der höchste zulässige Einschließdruck soll allen Aufsichtspersonen jederzeit bekannt sein.

Unter anderem sind folgende Aspekte in der Bohrungsplanung zu berücksichtigen und festzulegen:

- Richtige Dimensionierung und Absetzteufen der Rohrtouren
- Konfiguration, Dimension und Druckstufe der BOP Stacks
- Festlegung der Spüldichte in Abhängigkeit von Porendrücken und Gebirgsfestigkeiten
- Wirkungen auf das Gebirge durch die Dynamik des Spülungsumlaufes
- Mögliches Auftreten von oberflächennahen Gasen (Shallow Gas)
- Festlegung der Frequenz von BOP-Tests
- Festlegung von Art und Umfang von Übungen zur Bohrlochkontrolle
- Bedarf an Zusatzequipment (z.B. Separator und Fackel)
- Notfallplanung (Emergency Response)

Weitere Informationen zur Bohrlochkontrolle im Zuge der Bohrplanung liefert API RP 59 (Recommended Practice for Well Control Operations).

Die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen sind beispielhaft für Bohrarbeiten der Anlage 1 zu entnehmen.

## 5.2 Futterrohrberechnungen, Rohrabsetzteufen und Kick Toleranz

Futterrohrberechnungen werden entsprechend der aktuell gültigen BVEG Richtlinie für Futterrohrberechnungen ausgeführt.

Rohrtouren, aus denen druckführende Horizonte erbohrt werden, sind so auszulegen, dass ein Zufluss sicher eingeschlossen werden kann. Innendrucke beim Einschließen oder Auszirkulieren eines Kicks dürfen in keinem Fall zum Bersten der Rohre führen. Die BVEG Richtlinie „Futterrohrberechnung“ bietet bewährte Kriterien und Berechnungsgrundlagen für eine praxisgerechte Rohrauslegung auch für hochgeneigte Bohrungen. Bei der Festlegung der Absetzteufen der einzelnen Rohrtouren ist die Bohrlochkontrolle eines der entscheidenden Kriterien. Rohrtouren sollten so tief eingebaut werden, dass der nächste Bohrlochabschnitt möglichst frei von Schwachzonen ist, wenn mit diesem druckführende Horizonte erbohrt werden.

Im Gegensatz zu vielen anderen Fördergebieten weltweit, ist in Norddeutschland nicht generell der letzte Rohrschuh als schwächster Punkt im Bohrloch anzusehen. Es können tieferliegende Schwachzonen auftreten, die nicht einfach durch tieferen Rohreinbau überdeckt werden können. In diesen Fällen sind andere geeignete Maßnahmen (z.B. der Einbau zusätzlicher Rohrtouren auch außerhalb der gängigen Durchmesserabstufungen) zu treffen, um die Gebirgsfestigkeit in den kritischen Bereichen zu verbessern. Sollte der Begriff Kicktoleranz in der Bohrplanung verwendet werden ist eine genaue Beschreibung unumgänglich. Es gibt mehrere Möglichkeiten, für eine gegebene Bohrlochsituation die Kicktoleranz festzulegen, z.B. als:

- höchstzulässiger Porendruck, ausgedrückt in äquivalentem Spülgewicht, das beim Anbohren einer Lagerstätte auftreten darf
- höchstes zulässiges Kickvolumen bei bekanntem Porendruck und gegebener Spüldichte

Im ersten Fall hat die Kicktoleranz die Dimension [kg/l], im zweiten die Dimension [l].

In allen Fällen ist die möglichst genaue Kenntnis der Gebirgsfestigkeit im offenen Bohrloch von entscheidender Bedeutung. Daher wird empfohlen, den offenen Bohrlochbereich einem oder mehreren Leak-off Tests oder Formation Integrity Tests zu unterziehen. Werden Schwachzonen lokalisiert, die zu problematischen Situationen bei der Bohrlochkontrolle führen könnten, sind diese durch geeignete technische Maßnahmen zu verstärken. In besonders gravierenden Fällen wird u.U. das Einbringen einer zusätzlichen Rohrtour erforderlich.

Das maximal zulässige Kickvolumen lässt sich wie folgt berechnen:

1. Berechnung des maximal zulässigen Ringraumkopfdrucks

$$MAASP = (G_{fr} - G_{sp}) \times T_{RS}$$

2. Berechnung der maximal zulässigen Zuflusshöhe an einem beliebigen Punkt im offenen Bohrloch

$$H_{max} = \frac{MAASP - P_{DP}}{G_{sp} - G_{zu}}$$

3. Berechnung des maximal zulässigen Kickvolumens an einem beliebigen Punkt im offenen Bohrloch

$$V_{max} = H_{max} \times I_A$$

MAASP = maximal zulässiger Ringraumkopfdruck

$G_{fr}$  = Fracgradient am Rohrschuh

$G_{sp}$  = Spülungsgradient

$T_{RS}$  = vertikale Rohrschuhteufe

$H_{max}$  = maximal zulässige Zuflusshöhe

$P_{DP}$  = Gestängeeinschließdruck

$G_{zu}$  = Gradient des Zuflussmediums

$V_{max}$  = maximal zulässiges Kickvolumen

$I_A$  = Ringrauminhalt

### 5.3 Antikollisionsberechnungen

Eine Antikollisionsberechnung ist immer durchzuführen, wenn die Gefahr einer Kollision mit einer bereits vorhandenen Bohrung besteht. Unter Berücksichtigung eines zu definierenden Sicherheitsfaktors wird der Bohrfad der geplanten Bohrung in der Weise angepasst, dass eine Kollision mit einer benachbarten Bohrung ausgeschlossen werden kann.

### 5.4 Horizontalbohrungen

Solange sich der Zufluss bei einer Horizontalbohrung in der Horizontalstrecke befindet und der Bohrlochsohlendruck konstant gehalten wird, sind die Einschließdrücke SIDPP und SICP gleich hoch und steigen nicht weiter an. Grund hierfür ist, dass unter diesen Bedingungen keine Expansion des Gaszuflusses stattfinden kann. Erst bei Eintritt des Gaszuflusses in die Vertikalsektion kann dieser aufsteigen und bei konstant gehaltenem Bohrlochsohlendruck expandieren. Hierbei verändert sich der Einschließdruck SICP. Weil bei Horizontalbohrungen der Bohrstrang anders als bei Vertikalbohrungen zusammengestellt ist (die Schwerstangen und einige der HWDPs sind im vertikalen Teil der Bohrung), wird der Zufluss gestreckt. Dies kann beim Auszirkulieren des Zuflusses dazu führen, dass der Bohrlochsohlendruck nur schwer konstant gehalten werden kann.

Kicks, insbesondere Swab-Kicks, können in ihrer Entstehung schwer- bzw. gar nicht - zu erkennen sein. Der Zufluss kann an jeder Stelle des Trägers im Horizontalbereich stattfinden und sich im Hangenden ansammeln. Die Kickerkennung ist im Wesentlichen auf die exakte Beobachtung der Tankstände, insbesondere des Triptanks angewiesen.

Zur Vermeidung von Swab-Kicks ist es sinnvoll, beim Ausbau des Bohrstrangs die Horizontalstrecke spülend zu durchfahren, um durch den Druckverlust im Ringraum den Swabeffekt zu kompensieren.

Die Dichte der Totpumpspülung muss auf der Vertikalteufe (TVD) der Bohrung und die Verpumpungszeit/-menge auf der gemessenen Bohrlochlänge (MD) basieren.

## 5.5 Dynamische Drücke im Bohrloch

Dynamische Druckeffekte durch Spülbewegung im Bohrloch können der Auslöser von Problemen bei der Bohrlochkontrolle sein und sind daher bei der Bohrungsplanung unter Verwendung geeigneter Berechnungsprogramme zu berücksichtigen. Diese Effekte können wie folgt beschrieben werden:

- Erhöhte Belastung des Bohrloches durch Flüssigkeitsreibung (ECD) beim Zirkulieren. Es können Spülungsverluste auftreten, die einen Kick nach sich ziehen.
- Erhöhte Belastung des Bohrloches beim Einbauen von Bohrgestänge oder Futterrohren (Surge-Effekt). Auch hier kann ein Kick als Folge von Spülungsverlusten auftreten.
- Druckentlastung des Bohrloches beim Ausbau von Bohrgestänge (Swab- Effekt). Dadurch kann der hydrostatische Gegendruck unter den Formationsdruck absinken, was einen Kick zur Folge haben kann.
- Druckentlastung des Bohrloches beim Einbau von Bohrgestänge. Bedingt durch die hohe Elastizität des Bohrgestänges kommt es beim Abbremsen zu Längsschwingungen, deren aufwärtsgerichtete Komponente einen Swabeffekt erzeugt. Dadurch kann es auch beim Gestängeeinbau zu einem Kick kommen. Alle diese Effekte sind mit geeigneten Simulationsprogrammen berechenbar. Gegebenenfalls ist die Ein- bzw. Ausbaugeschwindigkeit zu reduzieren.

Ein Sonderproblem bei der Bohrlochkontrolle stellen Formationen dar, die bei Zirkulation auf Grund dynamischer Drücke einen Teil der Spülung speichern, um diese bei Pumpenstopp in das Bohrloch zurückzuspeisen. Gelegentlich treten mit der rücklaufenden Spülung sogar geringe Mengen Gas in das Bohrloch ein. Diese Formationen werden in der Literatur als "Balloning Formation" bezeichnet; der Effekt des Nehmens und Gebens als "Akkumulatoreffekt". Die normale Reaktion der Crew wäre nach Erkennen, dass das Bohrloch läuft, dieses einzuschließen und gemäß dem abgelesenen Gestängedruck in einem Totpumpprozess das Spülgewicht zu erhöhen. Beim Totpumpen oder spätestens beim Weiterbohren würde der Effekt wieder auftreten und zu derselben Reaktion führen. Es ist wichtig den Effekt, der das Aufbrechen des Gebirges mit totalen Spülungsverlusten zur Folge haben kann, zu erkennen und die richtigen Schlüsse zu ziehen. Dabei helfen die Auswertungen von Vergleichsbohrungen in der Planungsphase und ein entsprechender Hinweis im Bohrprogramm.

## 5.6 Underground Flow

Überschreitet die Druckbelastung des Gebirges bei einem eingeschlossenen Kick die Gebirgsfestigkeit, so kommt es zu einem Underground Flow. Auch plötzliche Spülungsverluste in eine flacher gelegene Zone beim Durchteufen eines gas- oder flüssigkeitsführenden Horizontes können einen Underground Flow auslösen. Beim Underground Flow tritt, trotz geschlossenem BOP, Porenmedium in das Bohrloch ein und strömt in die Schwachzone. Der sich einstellende Fließdruck liegt etwa in Höhe des Brechdruckes der Schwachzone und damit u.U. deutlich unter dem hydrostatischen Druck der Spülungssäule auf Sohle. Am Kopf des Bohrgestänges herrscht der Druck 0, was das charakteristische Zeichen für einen Underground Flow ist.

Eine derartige Situation ist mit klassischen Methoden der Kick-Bekämpfung nicht beherrschbar. Der Versuch, den Zufluss auszuzirkulieren wird unweigerlich scheitern. Eine Möglichkeit den Underground Flow zu stoppen, liegt in der Anwendung eines Verfahrens, das auf dem dynamisch erzeugten Übergang der Einphasen-Gasströmung über eine Zweiphasen-Gas-Spülungsströmung in eine Einphasen-Spülungsströmung beruht (Dynamic Kill). Mit dem Bohrstrang auf Sohle, d.h. in der Teufe des Zuflusses, wird eine Spülung hoher Dichte mit einer vorzugsweise hohen Rate eine entsprechend lange Zeit bei geschlossenem BOP in das Bohrloch gepumpt. Spüldichte, Einpumprate und Einpumpdauer stehen in Beziehung und können ggf. berechnet werden. Erforderlichenfalls sind Annahmen zu treffen. Es ist zu empfehlen, bei kritischen Bohrungen in der Planungsphase einige Situationen zu simulieren, um die Möglichkeiten der Underground Flow-Bekämpfung zu prüfen und evtl. präventive Maßnahmen einzuplanen.

Bei hochgeneigten Bohrungen oder generell, wenn Zufluss und Verlustzone dicht beieinander liegen, wird die Bekämpfung eines Underground Flows stark erschwert, da die zur Aufbringung des hydrostatischen Druckes erforderliche Höhendifferenz gering ist. In diesem Fall ist zunächst die Verlustzone abzudichten, z.B. durch Druckzementationen unter massivem Einsatz von Verstopfungsmaterial.

## 5.7 Laugenzuflüsse – Brine Kicks

Laugenzuflüsse, oft auch als “Brine Kicks“ bezeichnet, können auftreten beim Durchteufen von:

- permeablen Sand- oder Kalksteinen, die verwässert sind und einen höheren Porendruck haben als der hydrostatische Druck der Spülungssäule ggf. plus ECD, deren Porendruck aber im Bereich normaler Lagerstättendrücke liegt.
- Klüften oder Hohlräumen in Salinaren wie z.B. Muschelkalk- Röt- und Zechsteinsalinar mit z.T. erheblichen Überdrücken, bis zur Nähe des Overburden-Drucks.

In beiden Fällen gilt es, durch schnelle Reaktion die Bohrung einzuschließen, um das Zuflussvolumen so klein wie möglich zu halten.

Zuflüsse der ersten Kategorie werden in aller Regel mit den klassischen Methoden der Bohrlochkontrolle sicher beherrscht. Probleme könnten bei Unverträglichkeiten des zugeflossenen Mediums mit der vorhandenen Spülung entstehen. Eine naheliegende Auswirkung wäre z.B. ausfallende Beschwerungsmittel durch die mit der Verdünnung einhergehende Absenkung der Viskosität.

Kicks der zweiten Kategorie haben in der Vergangenheit in einigen Fällen auf Grund enormer Drücke, zum Teil verbunden mit hohen Zuflussvolumina und aggressiven Laugen, zu erheblichen Schwierigkeiten bis zum Verlust eines Bohrlochabschnitts und eventuell auch zum Verlust eines Bohrlochdurchmessers geführt. Diese Schwierigkeiten könnten u. a. sein:

- drohende Überlastung (Burst) der letzten Rohrtour.
- Aufbrechen des Gebirges mit anschließendem Underground Flow.
- Festwerden des Bohrstrangs z.B. durch ausgefallenen Schwerspat.

Unter keinen Umständen darf es zu einer Beschädigung der Verrohrung kommen. Daher ist es im Notfall besser, die Düse zu öffnen und ein kontrolliertes Volumen an Lauge in die Bohrung fließen zu lassen. Oft wird dabei festgestellt, dass sich der ursprüngliche Einschließdruck wieder einstellt, allerdings in wesentlich längerer Zeit als beim initialen Kick. So gewinnt man Zeit, die nötigen Maßnahmen, z.B. Beschweren der Spülung, vorzubereiten.

Gelegentlich wird auch versucht, durch „Abfördern“ von Lauge den Druck im System zu senken und dadurch abzuschätzen, welches Volumen an Lauge das System enthält. Wie bereits erwähnt wird häufig beobachtet, dass sich, anders als bei gasgefüllten Räumen, der initiale Druck nach einiger Zeit wieder einstellt. Eine mögliche Erklärung für die fehlende Absenkung des Druckes ist, dass die Lauge den Gebirgsdruck (Overburden) als Mittler an das Bohrloch weiter gibt, was bedeuten würde, dass der Druck so lange erhalten bliebe, bis die Lauge vollständig aus dem System entnommen ist. Eine Volumenabschätzung über den Druckabfall ist in diesem Fall unmöglich.

Gering produktive Laugenhorizonte bieten im günstigen Fall trotz enormer Einschließdrücke die Möglichkeit, bei laufender Bohrung unter Wahrung aller Sicherheitsaspekte z.B. eine komplexe Richtbohrgarnitur auszubauen und eine Garnitur einzubauen mit der besser zirkuliert und notfalls auch zementiert werden kann. Die Maßnahmen sollten allerdings sorgfältig vorbereitet werden und nur im Einvernehmen zwischen Bohroperator und Kontraktor durchgeführt werden.

Im günstigsten Fall sind die zufließenden Mengen so klein, dass unter ständiger Behandlung der Spülung weitergebohrt werden kann.

## 5.8 Spülung / H<sub>2</sub>S

Bei Problemen mit der Bohrlochkontrolle (Kick) kann es zu einem erhöhten Bedarf an schwerer Bohrspülung kommen. So kann z.B. die Überlastung des offenen Bohrloches beim Einschließen eines Kicks starke Spülungsverluste zur Folge haben. Der größte Bedarf an beschwerter Spülung entsteht gewöhnlich bei Zuflüssen aus Kluftsystemen mit großer Kluftweite (Austauscheffekte) und bei der Bekämpfung eines Underground Flow.

In allen Fällen ist sicherzustellen, dass fehlende Spülmengen rechtzeitig ergänzt werden können. Sollte die Mischkapazität der Bohranlage in extremen Situationen nicht ausreichen, kann unter Einschaltung von Servicefirmen zusätzliche Kapazität installiert werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, fertig angemischte Spülung von den Tanklagern per Saugwagen anfahren zu lassen. Auch andere aktive Bohranlagen sind in der Lage, ggf. Spülung abzugeben bzw. Spülung zu mischen.

An die Qualität von beschwerten Spülungen, die bei Bohrlochkontrollproblemen eingesetzt werden, sind bestimmte Mindestanforderungen zu stellen. In erster Linie ist durch Zugabe von Polymeren das Sedimentieren von Schwerspat zu vermeiden. Ausfallender Schwerspat kann Leitungen, Bohrstrang und Ringraum verstopfen, was die Situation in der Regel deutlich verschlimmert. Bei Zutritt von schwefelwasserstoffhaltigem Gas ist durch Zugabe von Natriumhydroxid (Ätznatron) eine H<sub>2</sub>S-neutralisierende Wirkung der Spülung zu erzielen. Die ausreichende Konzentration von Ätznatron wird durch den pH-Wert kontrolliert, der zwischen 11 und 12 liegen sollte. Höhere Alkalitäten werden wegen der möglicherweise negativen Auswirkungen auf die rheologischen Eigenschaften der Spülung nicht empfohlen. Durch Laugenzuflüsse aus Mischsalzformationen kann der pH-Wert trotz Ätznatronzugabe wieder gesenkt werden und das zuvor gebundene H<sub>2</sub>S wird wieder freigesetzt. In diesem Fall ist es notwendig H<sub>2</sub>S Scavenger der Spülung zuzusetzen, die das H<sub>2</sub>S dauerhaft binden.

## 5.9 Bohren unter kontrolliertem Druck

Der Begriff, Bohren unter kontrolliertem Druck (*managed-pressure drilling, MPD*) umfasst alle Bohrverfahren mit ständiger und gezielter Steuerung des Druckprofils im Ringraum. Bei solchen Verfahren hängt der Druck an der Bohrlochsohle nicht nur von der Dichte der Spülung (unter statischen Bedingungen) oder von der Spülungsdichte und vom Druckabfall durch Reibungsverlust (unter dynamischen Bedingungen) ab, sondern auch von einer möglichen Beeinflussung durch gezielte Maßnahmen über Tage<sup>1)</sup>. Dementsprechend lässt sich der Sohlendruck ( $P_{BH}$ ) durch folgende Gleichungen beschreiben:

$$P_{BH} = P_{hyd} + P_{Fr} \quad \text{für herkömmliche Bohrverfahren und}$$

$$P_{BH} = P_{hyd} + P_{Fr} + P_{WH} \quad \text{beim Bohren unter kontrolliertem Druck}$$

Dabei bezeichnen  $P_{BH}$  den Sohlendruck,  $P_{hyd}$  den Beitrag der Spülungsdichte,  $P_{Fr}$  den Druckabfall durch Reibungsverlust, und  $P_{WH}$  den gezielt beeinflussten Kopfdruck.

Die in Deutschland am häufigsten angewandten Bohrverfahren mit kontrolliertem Druck werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Die entsprechende Barriere-Philosophie und die notwendigen Bohrloch-Kontrollrichtlinien sind ebenfalls für jedes Verfahren angegeben. Allerdings sind mehrere abweichende Versionen dieser Verfahren möglich.

1) Anmerkung:

Diese Definition weicht von der Definition nach IADC ab. Gemäß IADC sind MPD und UBD (Underbalanced Drilling) zwei unterschiedliche Bohrverfahren

### 5.9.1 Allgemeine Anforderungen

Für alle Bohrverfahren mit kontrolliertem Druck sind folgende Anforderungen einzuhalten, um die Bohrungsintegrität zu gewährleisten:

- Eine wirksame Barriere-Philosophie ist eigens für jede Bohrung festzulegen. Geeignete Bohrlochbarrieren sind für jedes Verfahren entsprechend zu definieren.
- Für jedes Verfahren sind genaue Vorgehensweisen festzulegen. Dies gilt insbesondere für Bohrloch-Kontrollmaßnahmen.
- Eine HAZOP-Studie (*hazard and operability study*) ist an der gesamten Anlage durchzuführen, um die Integrität der Einrichtungen über Tage unter allen möglichen Bedingungen abzuschätzen.
- Diese Verfahren erfordern viel Personal. Deshalb sind geeignete Kommunikationswege für alle Vorgänge vor Ort einzurichten und zu dokumentieren.

### 5.9.2 Underbalanced Drilling (UBD-Verfahren)

Bei einem UBD-Verfahren (*underbalanced drilling operation*) ist der Bohrlochsohlendruck niedriger als der Lagerstättendruck. Infolgedessen können Fluide aus der Lagerstätte ständig zur Oberfläche fließen. Falls der erforderliche niedrigere Bohrlochsohlendruck mit einer einzigen flüssigen Phase nicht erreichbar ist, wird ein Gas (meistens Stickstoff) als zusätzliche Phase zusammen mit der flüssigen Phase eingepumpt.

Die Anwendung von UBD-Verfahren in H<sub>2</sub>S-haltigen Lagerstätten wird nicht empfohlen. Eine Ausnahme stellt der UBD-Betrieb mit Coiled Tubing (CT) dar. Vom operativen als auch vom barrierebezogenen Standpunkt besteht eine Ähnlichkeit mit einem Coiled Tubing Einsatz in einer Sauergasproduktionsbohrung (API erlaubt UBD-Verfahren in Sauergasbohrungen. Siehe auch folgende Erläuterungen).

#### *Barriere-Philosophie*

Im UBD-Betrieb entsteht die primäre Bohrloch-Barriere nicht durch den hydrostatischen Spülungsdruck, sondern durch eine mechanische Einrichtung, gewöhnlich durch einen rotierenden BOP oder einen Snubbing-BOP. Falls die primäre Barriere versagt, wird die sekundäre Barriere durch die üblichen Absperrreinrichtungen der Anlage gewährleistet, ähnlich wie bei herkömmlichen Bohrverfahren. Ein UBD-BOP ist also kein Ersatz für den üblichen „normalen“ BOP, sondern eine Ergänzung.

Bohrstrang-Barriere-Elemente sind mit Hilfe von gasdichten Gestängeverbindungen, Tandem-Rückschlagventilen und FOSV / Kellyhahn zu verwirklichen.

Im UBD-Betrieb erfolgt ein ständiges Fließen durch den Ringraum. Damit das Zwei-Barriere-Prinzip trotzdem eingehalten wird, empfiehlt es sich, einen Tieback-Strang (eine Linerverlängerung) bis zur Oberfläche einzubauen und den Tieback-Ringraum zu überwachen.

*Bohrloch-Kontrollrichtlinien*

Geeignete Kriterien sind erforderlich, um festzustellen, wann ein Wechsel von primären Maßnahmen zur Bohrlochbeherrschung (Schließen mit UBD-Werkzeugen) zu sekundären Maßnahmen (Einschließen mit herkömmlichen BOP-Einrichtungen der Bohranlage) notwendig ist. Falls die Druck-Integrität der primären Barriere gefährdet wird, ist die Bohrung mit den sekundären BOP-Einrichtungen einzuschließen. Außerdem ist eine Bohrloch-Kontrollmatrix zu erstellen, um die Abfolge der Maßnahmen für bestimmte Kombinationen von Fließraten und Druckwerten zu beschreiben.

In der folgenden Abbildung ist eine Bohrloch-Kontrollmatrix als Beispiel dargestellt. Die tatsächlichen Werte sind von der Art der Einrichtungen über Tage abhängig.

	$Q < X \text{ m}^3/\text{hr}$	$X < Q < Y \text{ m}^3/\text{hr}$	$Q > Y \text{ m}^3/\text{hr}$
$P_{wh} < XY \text{ bar}$			
$XY \text{ bar} < P_{wh} < Z \text{ bar}$			
$P_{wh} > Z \text{ bar}$			

- Keine Maßnahmen erforderlich
  - Versuchen, in den "grünen Bereich" zurückzukehren
  - Sekundäre Maßnahmen erforderlich: Einschließen mit BOP der Anlage
- Q: Fließrate  
P: Kopffließdruck

### 5.9.3 At-Balance Drilling

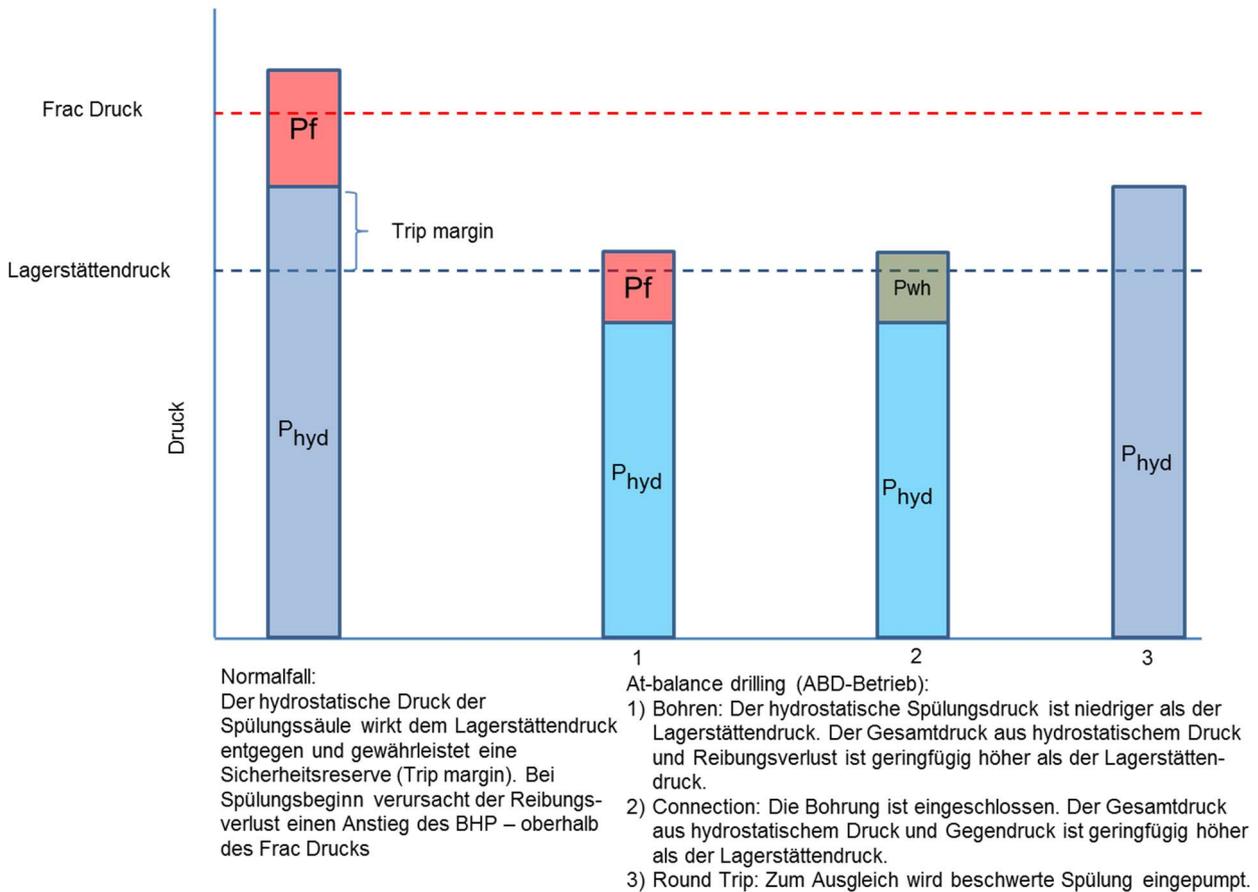
Gewöhnlich ist die Dichte der Spülung so einzustellen, dass der Lagerstättendruck ausgeglichen wird. Außerdem sind durch zusätzliche Druckbeiträge die Reibungskräfte zu berücksichtigen und ein Spielraum für den Ein- und Ausbau festzulegen (trip margin). Falls der Sohldruck der Spülung so hoch ist, dass die Gefahr einer Rissbildung besteht (Druckgradient höher als Frac-Gradient in Gebirge), kann ein At-balance drilling-Verfahren (oder low-head drilling) angewandt werden. Dabei wird die Spüldichte beim Bohren so eingestellt, dass der hydrostatische Druck niedriger ist als der Lagerstättendruck. Allerdings können Beiträge durch die Reibungskräfte und durch den Druck am Bohrlochkopf dazu führen, dass der Druck auf der Bohrlochsohle den Lagerstättendruck geringfügig überschreitet. Vor dem Ausbau wird die Spüldichte im Bohrloch langsam erhöht, um den Druckabfall durch Reibungsverluste auszugleichen (trip margin).

Während des Bohrens kann es gelegentlich vorkommen, dass der Zustand der Bohrung ein wenig in den „underbalanced“ Bereich kommt. In diesem Fall sind entsprechende Maßnahmen zu treffen, um die Bohrung zurück in den „at balance-Zustand“ oder geringfügig darüber zu bringen.

An Ausrüstung ist mindestens ein rotierender BOP mit Choke erforderlich, um den Gegendruck zu erzeugen.

Ob ein geschlossenes Spülungssystem vorzusehen ist, ist im Einzelfall auf Basis der geologischen Bedingungen zu entscheiden.

Die verschiedenen Druckzustände sind in der folgenden Abbildung dargestellt:



### Barriere-Philosophie

Der hydrostatische Spülungsdruck ist niedriger als der Lagerstättendruck. Daher kann die Spülung nicht als Barriere angesehen werden. Als primäre Bohrlochbarriere-Elemente dienen der rotierende BOP und das Choke.

Als Gestänge-Barriereelemente dienen Tandem-Rückschlagventile (Tandem-Floatvalve) und FOSV / Kellyhahn.

### Bohrloch-Kontrollrichtlinien

Falls der Druckabfall durch Reibungsverluste oder der Schließdruck über längere Zeit nicht ausreichen, um die Bohrung im ‚at-balance‘-Zustand oder geringfügig darüber zu halten, sind sekundäre Bohrlochkontrollmaßnahmen erforderlich. Dazu ist die Bohrung unter Anwendung herkömmlicher Verfahren tot zu pumpen.

#### 5.9.4 Mud Cap Drilling

Mud Cap Drilling-Verfahren sind anwendbar, wenn kein Rückfluss an Spülung über Tage festzustellen ist. Solche Verfahren sind in zerklüfteten Lagerstätten anwendbar, wenn die Risse nicht nur den Spülungszufluss, sondern auch das Bohrklein aufnehmen. Das Bohren erfolgt unter Anwendung eines rotierenden BOP. Spülung kann in den Ringraum eingepumpt werden, um einer Gasmigration entgegenzuwirken.

##### *Barriere-Philosophie*

Der Füllstand im Ringraum lässt sich nicht überwachen. Deshalb ist ein rotierender BOP als primäres Bohrlochbarriere-Element einzusetzen. Spülung kann in den Ringraum eingepumpt werden, um Gasmigration entgegenzuwirken.

Als Bohrstrang-Barriereelemente dienen Tandem-Rückschlagventile und FOSV / Kellyhahn.

##### *Bohrloch-Kontrollrichtlinien*

Die Bohrlochbeherrschung erfolgt immer durch *bull-heading*. Zirkulationsverfahren sind nicht anwendbar.

In Zeiträumen ohne Vertiefung der Bohrung (also ohne Veränderung des im Ringraum anstehenden Porendruckes), kann der rotierende BOP geöffnet werden, um die BHA oder einen Komplettierungspacker und kurzes *Tailpipe* aus- oder einzubauen. In diesem Fall ist die Bohrung ständig durch den Ringraum aufzufüllen. Entsprechende Vorsichtsmaßnahmen sind erforderlich; insbesondere ist Folgendes zu beachten:

- Der rotierende BOP darf nur dann geöffnet werden, wenn der Bohrlochsohlendruck ausgeglichen ist.
- Vor Öffnen des rotierenden BOP ist festzustellen, ob ein Druckaufbau stattfindet.

## 5.10 Shallow Gas

Oberflächennahe Gase (Shallow Gas) können dann zu Problemen führen, wenn die Speichergesteine in einem Bereich liegen, der beim Abteufen des ersten Bohrlochabschnitts, in dem später die Ankerrohrtour eingebaut werden soll, erbohrt wird. Das bedeutet, dass dann noch keine Bohrlochabspernung zur Verfügung steht.

Das Auftreten von Shallow Gas sollte in der Risiko-Analyse einer Bohrung bewertet werden.

Kann Shallow Gas aus Mangel an Felderfahrungen und als Ergebnis geologischer Studien nicht mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden, wird die Installation eines Diverter empfohlen. Der Diverter benötigt in der Regel einen Bodenflansch, der auf eine gesonderte, einzementierte Rohrtour oder, bei guter Integrität der Verankerung, auch auf ein Rammrohr montiert wird.

Da mit einem Diverter das Bohrloch nicht eingeschlossen sondern nur der Spülungs- bzw. Gasfluss umgelenkt werden soll, ist zu empfehlen, eine Zwangsschaltung zu installieren, die das Schließen des Diverter erst möglich macht, wenn der Absperrschieber zur Diverterleitung geöffnet ist.

Gegebenenfalls ist eine Pilotbohrung kleineren Durchmessers mit Diverter in Erwägung zu ziehen.

## 6 Spezielle Aspekte der Bohrlochkontrolle beim Workover

### 6.1 Einleitung

Im Rahmen von Bohrlocharbeiten ist der Zustand der Bohrung zu bewerten. Bei der Risikobewertung sind unter anderem folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Lagerstättendruck
- Lagerstättentemperatur bzw. Auslauftemperatur
- Maximal erwarteter Kopfdruck (WHP)
- Bohrlochmedium (z.B. H<sub>2</sub>S)
- Bewertung open-flow Potential
- Besondere Druckbedingungen infolge von Wasser- oder Gasinjektion
- Bohrungshistorie
- Zustand des Bohrlochabschlusses / Verflanschung sowie der Produktionsrohrtour
- Technische Besonderheiten (z.B. Flanschhängersystem oder Gas Lift)
- Erfassung von Ringraumdrücken und deren Bewertung
- Ermittlung der Bohrlochvolumina
- Festlegung der Barrieren für die einzelnen Arbeitsschritte
- Potenzial der Ausgasung von flüssigen Kohlenwasserstoffen in der Bohrung
- Gasansammlungen in bzw. unterhalb von Komplettierungselementen

Bei Ölbohrungen sind sowohl die Zusammensetzung und die spezifische Dichte des Erdöls, Lagerstättenwassers sowie des Entlösungsgases zu berücksichtigen. Insbesondere das Gas-Öl Verhältnis (GOR), der Gasentlösungsdruck (Bubble Point) und die Verwässerung sind von zentraler Bedeutung, um das Potenzial für den Zutritt von Entlösungsgas und anschließender Gasmigration abzuschätzen.

Dieser Umstand ist insbesondere bei Bohrungen ohne „open-flow Potenzial“ zu berücksichtigen.

Bei allen Bohrungen ist prinzipiell die Unterscheidung zwischen Sauergasbohrungen (H<sub>2</sub>S-Anteil) sowie Süßgasbohrungen vorzunehmen. Zudem kann der Anteil an Kondens- bzw. Lagerstättenwasser einen erheblichen Einfluss auf die Ermittlung der hydraulischen Parameter haben. Die spezifische Gaszusammensetzung hat Einfluss auf:

- Spezifikation des Well Control Equipments (Sweet / Sour Service)
- Status der Bohrung bei Arbeiten an der Bohrung (z.B. „Sauergasstatus“)
- Weiterführende Schutzmaßnahmen (z.B. Gasschutzcontainer und Alarmierungspläne)

## 6.2 Komplettierung von Bohrungen

Die Komplettierung der Bohrung dient in erster Linie dazu, das Medium vom Reservoir zutage zu fördern und die Produktionsrohrtour zu schützen.

Ein wesentliches Merkmal ist, dass die Komplettierung im Gegensatz zur fest installierten (teilweise einzementierten) Produktionsrohrtour nach Bedarf gewechselt werden kann. Die Dimension, die Komplettierungselemente und das Material können den verschiedenen Anforderungen im Lebenszyklus einer Bohrung angepasst werden. Ebenso können Förderhilfsmittel Bestandteil einer Komplettierung sein.

Es gibt eine große Bandbreite an Komplettierungselementen, die sich in ihrer Funktion und Geometrie wesentlich unterscheiden.

Je nach Anforderung zählen unter anderem folgende Elemente zur Komplettierung:

- Eruptionskreuz
- Steigrohrabhängung
- Untertagesicherheitsventil
- Steigrohre
- Packer
- Landprofile
- Förderhilfsmittel

Die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen einer komplettierten Produktionsbohrung sind beispielhaft in Anlage 2 dargestellt.

## 6.3 Bohrungssicherung

### 6.3.1 Totpumparbeiten

Unter Totpumparbeiten versteht man das Einbringen einer Flüssigkeitsbarriere in eine ursprünglich zur Produktion oder Injektion genutzten Bohrung. Das Totpumpen ist immer verbunden mit dem Entfernen des Fördermediums aus der Bohrung. Dazu ist eine Totpumpflüssigkeit auszuwählen, die von ihren Eigenschaften, insbesondere ihrer Dichte her, in der Lage ist, einen hydrostatischen Druck zu erzeugen, der den Lagerstättendruck übersteigt. Ist dies gewährleistet, übernimmt die Totpumpflüssigkeit die Aufgabe der primären Bohrlochbarriere.

Bei der Auswahl der Totpumpflüssigkeit ist folgendes zu berücksichtigen:

- Lagerstättendruck
- Stabilität des Fluids (Gewährleistung der gewünschten Flüssigkeitseigenschaft über einen definierten Zeitraum und Temperaturverlauf)
- Aus sedimentation / Feststoffbeladung
- Äquivalente Zirkulationsdichte (ECD)
- Dichteänderung durch Erwärmung
- Trägerschonung
- Kompatibilität mit den Lagerstättenmedien

Diese Faktoren sind deshalb wichtig, da die Totpumpflüssigkeit nur dann eine Barriere darstellt, wenn die Konsistenz bekannt ist, der Flüssigkeitsspiegel kontrollierbar ist und der hydrostatische Druck der Flüssigkeitssäule jederzeit oberhalb des Lagerstättendruckes liegt.

Mögliche Totpumpmethoden (ggf. auch in Kombination):

1. Verdrängung des Fördermediums aus der Bohrung in die Lagerstätte („Bullhead“)
2. Auszirkulieren des Fördermediums aus der Bohrung über den Förderstrang (indirekt)
3. Auszirkulieren des Fördermediums aus der Bohrung über den Ringraum (direkt)

Unabhängig von der Verfahrensweise muss sichergestellt sein, dass nach Beendigung der Maßnahmen die Flüssigkeitssäule in ihrer Dichte und Zusammensetzung bekannt ist. Bei allen Verfahren ist darauf zu achten, dass Drücke eingeschlossen sein könnten oder durch das Verfahren eingeschlossen werden (z.B. Raum zwischen Tailpipe und Packer bzw. Verstopfungen im Förderstrang).

Die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen sind beispielhaft vor Beginn von Workoverarbeiten nach Totpumpen mit Bullheaden in Anlage 3 dargestellt.

### 6.3.1.1 Sonderfall: Depletierte Lagerstätte

In einigen Fällen sind Lagerstätten so stark depletiert, dass sich der Füllstand der Totpumpflüssigkeit nicht bis zutage bringen lässt bzw. nicht stabil dort hält. In diesen Fällen bestehen folgende Möglichkeiten, um die Arbeiten unter sicheren Bohrlochbedingungen durchzuführen:

- Isolation der Lagerstätte durch Setzen eines Stopfens zwischen Produktionspacker und offener Lagerstätte. In diesem Fall wird der Stopfen durch den Steigrohrstrang in den Verrohrungsbereich unterhalb des Packers gefahren und gesetzt. Bei Einsatz eines aufblasbaren Stopfens (Inflatable Plugs) empfiehlt es sich, auf den Inflatable Plug eine Zementbrücke zu setzen.

#### Anmerkung

Die oben aufgeführten Isolationsformen (primäre mechanische Barriere-Elemente) müssen getestet werden. Sofern möglich sollte der Test in Richtung des potentiellen Flusses erfolgen (negativer Drucktest bzw. Inflow-Test). Wenn dieser mit einem unverträglich hohen Aufwand verbunden ist, kann auch ein positiver Drucktest erfolgen.

- Isolation der Lagerstätte durch Auffüllen des mit der Bohrung verbundenen Lagerstättenbereiches mit Feststoffen wie z.B. Sand, Salz oder Kalk. Die damit verbundene Verstopfung des Lagerstättenbereiches führt dazu, dass die Flüssigkeitssäule als primäre Barriere angesehen werden kann.
- Dynamic Kill. Sofern es nicht möglich ist, den Flüssigkeitsspiegel bis zutage zu bekommen, besteht die Möglichkeit die Bohrung beständig mit Flüssigkeit aufzufüllen.

#### Anmerkung

Dieses Verfahren kann nur für Bohrungen ohne open-flow Potential angewendet werden. Die Flüssigkeitssäule wird nur als Barriere akzeptiert, wenn der Flüssigkeitsspiegel beobachtet und aufrechterhalten werden kann. Bei totalen Verlusten unter dem Einsatz einer dynamischen Flüssigkeitsbarriere ist vorab eine Mindestpumprate zu definieren (unter Berücksichtigung des Produktivitäts- bzw. Injektivitätsindex). Wird diese unterschritten, ist die Bohrung unverzüglich einzuschließen, bis die definierte Mindestpumprate wieder aufgenommen werden kann.

### 6.3.2 Komplettierung mit eingebauter mechanischer Absperrung

Eine temporäre Absperrung oberhalb des Reservoirs (z.B.: Lubricator Valve, Formation Isolation Valve, Mechanical Reservoir Isolation Valve, etc.) kann es ermöglichen, bei der Durchführung von Komplettierungsarbeiten auf Flüssigkeit als primäre Barriere zu verzichten. Die Zuverlässigkeit dieser Absicherung ist zu überprüfen (z.B. durch einen Flowcheck mit Spiegel zugute nach vorherigen Spülungsverlusten) und durch eine Risikobewertung zu betrachten.

In Anlage 4 sind die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen für eine Bohrung dargestellt, bei der beispielhaft ein Stopfen unterhalb eines Verlustpackers gesetzt wird, um die Lagerstätte abzusperrern. Der Verlustpacker verbleibt während des Workovers in der Bohrung.

### 6.4 Auszirkulation und Ablassen von Bohrungsmedien (Mindestanforderungen)

Im Rahmen von Arbeiten an Bohrungen ist es erforderlich, dass Flüssigkeiten aus einer Bohrung entfernt werden müssen. Bei diesen Arbeiten handelt es sich u.a. um folgende Tätigkeiten:

- Ablassen von Flüssigkeit oder Gas aus einer Bohrung
- Totpumpen einer Bohrung
- Inbetriebnahme einer Bohrung

Es handelt sich bei diesen Arbeiten zwar nicht um Bohrlochkontrollmaßnahmen im eigentlichen Sinn, allerdings wird bei diesen Arbeiten ein -im normalen Betriebszustand- geschlossenes System geöffnet (Öffnen von Barriere-Elementen). Es muss sichergestellt werden, dass keine explosionsfähigen Gemische an der Atmosphäre entstehen.

Flüssigkeiten, die aus einer Bohrung auszirkuliert werden, können Bestandteile an Kohlenwasserstoffen, exogenen Chemikalien sowie freies Gas oder Entlösungsgas enthalten. Kohlenwasserstoffe können entweder aus dem Fördermedium stammen oder wurden im Rahmen von Bohrungsbehandlungen bzw. Wartungsmaßnahmen in die Bohrung eingebracht. Ebenso können diese aus dem Betrieb von Artificial Lift (Gas Lift, Beschäumung) stammen.

### 6.4.1 Mögliche Sicherheitsmaßnahmen

Folgende technischen Aspekte sind bei der Ausschleusung von Bohrungsflüssigkeiten über ein geschlossenes System auf ihre Notwendigkeit zu prüfen:

- Workover-Anlage: Mud-Gas Separator mit Ableitung zu einer Fackel
- Ausschleusung in ein geschlossenes Tanksystem mit Anbindung an eine Fackel
- Mögliche Nutzung von Abscheider (FWKO), Fackel und Tankanlage einer benachbarten GTA (Herstellung eines geschlossenen Systems)
- Einsatz einer Freiförderanlage mit Abscheidern, Hg-Adsorber und Fackel
- Nutzung Gaspendelsystem der GTA
- Einsatz inertisierter TKW's für die Aufnahme der Bohrungsflüssigkeiten, wenn keine Gaspendelung vorhanden ist.

Die Arbeitsbereiche sind vor Beginn der Arbeiten mit geeigneten Messgeräten frei zu messen und während der Arbeiten durch Messungen ständig zu überwachen. Die mit der Freimessung beauftragten Mitarbeiter müssen in dem Umgang mit den jeweiligen Messgeräten unterwiesen sein. Die Messverzögerung der Geräte und etwaige Querempfindlichkeiten verschiedener Substanzen müssen bekannt sein. Ggf. ist eine spezielle Mess-Sensorik (z.B. für Benzol) erforderlich.

### 6.5 Montage / Demontage E-Kreuz und BOP

Während der Montage bzw. Demontage von E-Kreuz und BOP muss die geforderte Anzahl von Barrieren vorhanden sein.

Sollte eine Flüssigkeitssäule als Barriere genutzt werden, müssen die Voraussetzungen nach Kapitel 4.2.3 erfüllt sein.

Eine Beschreibung der Barrieren ist für die einzelnen Arbeitsschritte anzufertigen.

Bei Arbeiten an Bohrlochverschlüssen an Bohrungen ohne open-flow Potential ist insbesondere beim Austausch BOP / Eruptionkreuz im Einzelfall zu prüfen, ob neben der Flüssigkeitssäule als Barriere weitere Sicherungsmaßnahmen (mechanische Barriere-Elemente) erforderlich sind.

## 6.6 Spezielle Komplettierungen

Komplettierungen enthalten oftmals Elemente, die eine gesonderte Betrachtung bezüglich der Einhaltung der Bohrlochkontrolle erfordern.

Dies können zum Beispiel Komplettierungen mit folgenden Elementen oder Konfigurationen sein:

- Gasliftventile
- Side Pocket Mandrels
- Leitungen oder Kabel außen am Steigrohrstrang befestigt
- Pumpgestänge
- Sandfilter
- Loch- bzw. Schlitzliner
- Konzentrische Komplettierungen
- Duale Komplettierungen

Das Ausschleusen / Abdichten über den Ringpreventer ist in den oben genannten Fällen gegebenenfalls nicht möglich, bzw. die Nutzbarkeit des Ringpreventers ist eingeschränkt.

Das direkte Schließen von Backenpreventern ist ggf. nicht möglich, da kein verlässlicher Bohrlochabschluss realisiert werden kann.

Beim Einsatz von Scherbacken sollte sichergestellt sein, dass der eingebaute Strang gesichert werden kann.

Aus den zuvor genannten Gründen sind für den Ein- oder Ausbau von den oben genannten speziellen Komplettierungen Prozeduren abzustimmen, welche ein sicheres Einschließen der Bohrung jederzeit erlauben.

Des Weiteren können die Zirkulationsmöglichkeiten durch Einbauelemente wie hydraulisch setzbare Packer, Stopfen, Rückschlagventile oder Förderhilfsmittel limitiert sein.

Es kann deshalb notwendig sein aus Gründen der Bohrlochkontrolle Bauteile einzubauen, die fördertechnisch nicht notwendig sind (z.B. Zirkulationsventile).

## 6.7 Wireline Arbeiten im Rahmen von Workover Einsätzen

Bei Wireline Arbeiten im Rahmen eines Workovers (Kopfdruck beträgt 0 bar) ist darauf zu achten, dass die erforderlichen Barrieren funktionsfähig sind.

Dies kann durch den Einsatz einer Schleuse mit Flansch oder dem Schneiden des Kabels mit geeignetem Werkzeug gewährleistet werden.

## **7 Spezielle Aspekte der Bohrlochkontrolle bei Well Intervention-Maßnahmen**

### **7.1 Einleitung**

Bei Well Intervention Arbeiten steht in der Regel Druck am Bohrlochkopf an. Diese Arbeiten sind dadurch gekennzeichnet, dass die primäre Barriere ausschließlich aus mechanischen Elementen besteht.

Bei der Planung sind generell die gleichen Gesichtspunkte relevant, wie bei der Einleitung zu Workover Arbeiten in Kapitel 6.1 beschrieben.

Für die Druckentlastung der Bohrung und/oder der Schleuse gelten die Anforderungen aus Kapitel 6.3.

Im Folgenden werden besondere Hinweise für die drei wesentlichen Verfahren der Well Intervention Tätigkeiten aufgeführt, wobei der Schwerpunkt auf die obertägige Ausrüstung zur Bohrlochkontrolle gelegt wird.

### **7.2 Wireline Arbeiten (WL)**

Bei Wireline Arbeiten werden abhängig von den eingesetzten Geräten

- Slickline (glatter Draht)
- Braided Line (Stahlseil)
- Electric Line (Stahlseil mit elektrischem Kabel)

verwendet. Hierauf abgestimmt werden unterschiedliche Ausrüstungen für die obertägige Bohrlochkontrolle eingesetzt.

Well Intervention Arbeiten mit Wireline werden immer durchgeführt, ohne die Bohrung tot zupumpen. Die Schleusen, in denen sich die Werkzeuge befinden, werden auf die Verflansung des E-Kreuzes montiert. Am oberen Ende der Schleuse ist immer eine spezielle Abdichtungseinrichtung angeordnet. Bei Slickline ist die Dichtung als Stopfbuchse mit Gummidichtpackungen ausgeführt. Bei Braided Line bzw. Electric Line wird die Dichtung durch eine hydraulische Fettabdichtung (Grease Injection) erreicht. Nach Aufbau der Schleuse muss ein Dichtheitstest mit Flüssigkeit vorgenommen werden. Erst dann darf der Schieber am E-Kreuz geöffnet werden, um die Tools in die Produktionsbohrung einzufahren. Im obertägigen Bereich müssen zur Bohrlochkontrolle zusätzliche mechanische Sicherheitseinrichtungen (z.B. BOP) montiert werden, die die sekundäre Barriere darstellen.

Die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen sind beispielhaft für Wirelinearbeiten der Anlage 5 zu entnehmen.

### **7.3 Coiled Tubing Arbeiten (CT)**

Well Intervention Arbeiten mit Coiled Tubing werden immer durchgeführt, ohne die Bohrung totzupumpen. Hierzu wird der Strang durch eine Stopfbuchse in die Bohrung ein- bzw. ausgefahren. Da die eingesetzten Tools an dem CT-Strang angeschraubt sind, werden in der Regel lange Schleusen auf dem E-Kreuz montiert, um die gesamte Werkzeuggarnitur aufzunehmen und diese unter Druck in die Bohrung einzufahren. Am oberen Ende der Schleuse befindet sich der Stripper (Stopfbuchse). Mit hydraulischem Druck wird eine Kunststoffpackung im Stripper zusammengedrückt, die dann eine Dichtung um das CT-Rohr bildet.

Unterhalb der Schleuse, möglichst nahe am E-Kreuz wird üblicherweise ein spezieller BOP-Stack montiert. Die Preventerbacken werden standardmäßig in folgender Reihenfolge (von oben nach unten) eingesetzt:

- Blindbacken zum Schließen der Bohrung, nachdem CT abgeschnitten wurde.
- Scherbacken können CT und das ggf. darin befindliche Messkabel abschneiden.
- Keilbacken (Slip Rams) ermöglichen das Festhalten des abgeschnittenen CT.
- Gestängebacken dichten um CT, wenn z.B. Strippereinsatz gewechselt wird.

Die Scher-, Keil- und Gestängebacken müssen auf den Durchmesser des verwendeten Rohres abgestimmt sein.

Bei hohen Bohrungsdrücken oder bei H<sub>2</sub>S-Anteilen im Fördermedium wird oft ein zusätzlicher Einfach- oder Doppelpreventer unterhalb dieser Vierer-Einheit montiert.

Der CT-Strang enthält grundsätzlich ein doppeltes Rückschlagventil.

Der BVEG Leitfaden für Coiled Tubing Einsätze vom 01.08.2008 enthält weitere Sicherheitsaspekte und Hinweise für Funktions- und Druckprüfungen.

Die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen sind beispielhaft für CT-Arbeiten der Anlage 6 zu entnehmen.

## 7.4 Snubbing Unit Arbeiten

Bei Arbeiten mit einer Snubbing Unit werden verschraubte Rohre d.h. Tubinge oder Bohrgestänge durch eine entsprechend konstruierte Preventer-Konfiguration in eine unter Druck stehende Bohrung hinein - oder herausgeschleust. Damit kein Bohrlochmedium aus dem Innenraum des Stranges ausströmen kann, werden vor dem Ausschleusevorgang mindestens zwei mechanische Barriere-Elemente im Strang installiert. Falls während der Ausschleusung eine Leckage des Stranges oberhalb der Barriere-Elemente auftritt, muss immer eine Möglichkeit zum Verschließen des Stranges bereitstehen (Kellyhahn).

Die Backenpreventer sind mit speziellen Stripper-Backen ausgerüstet. Da ein Rohrverbinder nicht durch diesen Preventer gezogen werden kann, wird ein zweiter Preventer geschlossen. Der untere Preventer wird dann geöffnet und der Verbinder kann bis zum zweiten Preventer gezogen werden. Auf diese Weise werden die Verbinder der Rohrtour durch eine Preventerkonfiguration geschleust, wobei der Raum zwischen den Preventern als Schleusenkammer dient. Der Druck in dieser Kammer wird nicht durch Öffnen und Schließen der Preventer auf- und abgebaut, sondern durch entsprechende fernbetätigte Druckleitungen. Damit wird einerseits der Verschleiß der Preventerbacken reduziert, andererseits kann man dadurch das abzulassende Gas sicher zu einer Fackelvorrichtung ableiten.

Die Stripperbacken müssen in Abhängigkeit vom Verschleiß gewechselt werden. Damit dies möglich ist, werden zusätzliche Preventer unterhalb der eigentlichen Snubbing-Anlage montiert. Zusätzlich wird ein Preventer mit Scherbacken eingesetzt, damit der Arbeitsstrang im Notfall getrennt und die Bohrung sicher verschlossen werden kann.

Die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen sind beispielhaft für Snubbing-Unit-Arbeiten der Anlage 7 zu entnehmen.

## 7.5 Auf- und Abbau des E-Kreuzes bei einer nicht totgepumpten Bohrung mit open-flow Potenzial

Sind bei einer nicht totgepumpten Bohrung Arbeiten am E-Kreuz durchzuführen, die das E-Kreuz als Bohrlochbarriere-Element außer Funktion setzen, dann sind zuvor zwei unabhängige Barriere-Elemente in die Bohrung einzubringen. Diese können z.B. sein:

- UTSV
- Stopfen im UTSV-Landenippel
- Stopfen im Tubing Hangernippel
- ziehbarer Bridge Plug
- Stopfen im Landenippel des Tailpipes

Die primären und sekundären Barrieren mit ihren Barriere-Elementen sind beispielhaft für den Auf- und Abbau des E-Kreuzes bei einer nicht totgepumpten Bohrung mit open-flow Potential der Anlage 8 zu entnehmen.

## 8 Abkürzungsverzeichnis

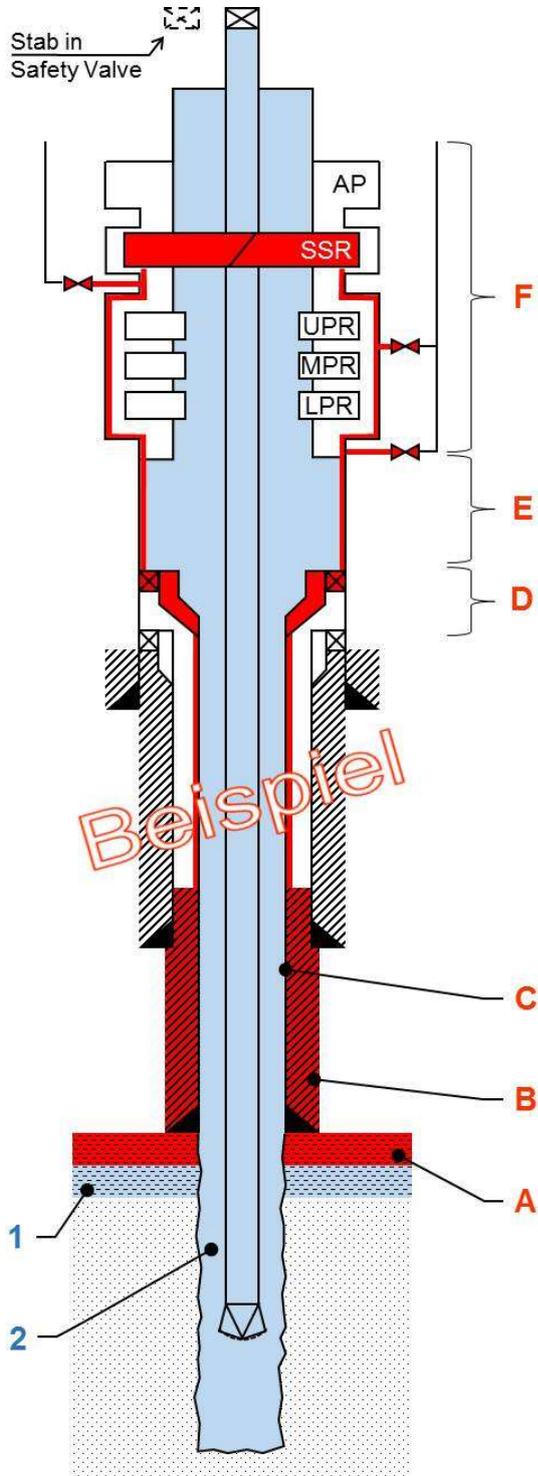
RD	=	Rotary Drilling
WI	=	Well Intervention
BOP	=	Blow Out Preventer
IWCF	=	International Well Control Forum
IADC	=	International Association of Drilling Contractors
SIDP	=	Shut In Drill Pipe Pressure
SICP	=	Shut in Casing Pressure
MAASP	=	Maximum Allowable Annulus Surface Pressure
FOSV	=	Full Open Safety Valve / Kellyhahn
UBD	=	Underbalanced Drilling Operation
MPD	=	Managed Pressure Drilling
CT	=	Coiled Tubing
TVD	=	True Vertical Depth
MD	=	Measured Depth
HWU	=	Hydraulic Workover Unit (Snubbing Unit)
WL	=	Wireline
ECD	=	Äquivalente Zirkulationsdichte
TKW	=	Tankkraftwagen
UTSV	=	Untertage-Sicherheitsventil
GOR	=	Gas-Öl Verhältnis
GTA	=	Gastrocknungsanlage
BHP	=	Bodendruck
WHP	=	Kopfdruck

## 9 Anlagen

- Anlage 1: Barrieren beim Bohren
- Anlage 2: Barrieren einer Produktionsbohrung
- Anlage 3: Barrieren vor einem Workover, nach Totpumpen
- Anlage 4: Barrieren vor einem Workover, nach Setzen eines Stopfens unterhalb eines Verlustpackers
- Anlage 5: Barrieren bei Wireline Arbeiten
- Anlage 6: Barrieren bei Coiled Tubing Arbeiten
- Anlage 7: Barrieren bei Snubbing Unit Arbeiten
- Anlage 8: Barrieren beim Auf- und Abbau des E-Kreuzes bei einer nicht totgepumpten Bohrung mit open-flow Potenzial

Alle Anlagen basieren auf dem NORSOK Standard D-10 Rev. 4. Juni 2013 und wurden durch die Bohrmeisterschule Celle angepasst.

**Anlage 1: Barrieren beim Bohren**

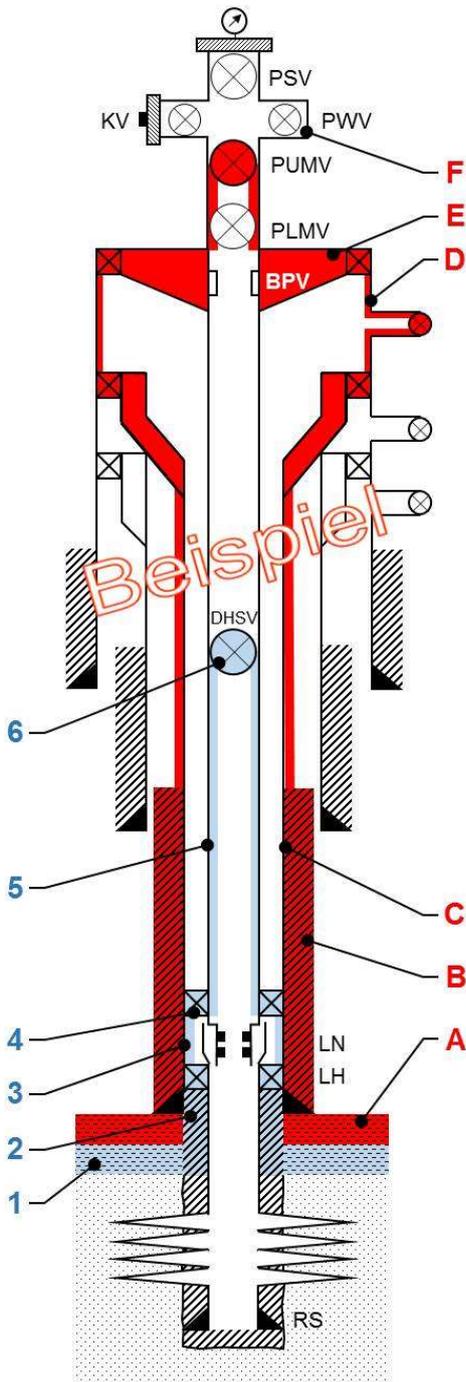


Well barrier elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	<b>1</b>	Geologische Barriere
Fluid column	<b>2</b>	Bohrspülung
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	<b>A</b>	Geologische Barriere
Casing cement	<b>B</b>	Casing-Zement
Casing	<b>C</b>	Casing
Wellhead	<b>D</b>	Bohrlochkopf
High pressure riser	<b>E</b>	Riser (Offshore)
Drilling BOP	<b>F</b>	Blowout Preventer

Abkürzungen nach NORSOK

- AP : Annular Preventer (Ringpreventer)
- SSR : Shear/Seal Ram (CT-Scher-/Blindbackenpreventer)
- UPR : Upper Pipe Ram (Oberer Gestänge-Backen-Preventer)
- MPR : Middle Pipe Ram (Mittlerer Gestänge-Backen-Preventer)
- LPR : Lower Pipe Ram (Unterer Gestänge Backenpreventer)

**Anlage 2: Barrieren einer Produktionsbohrung**

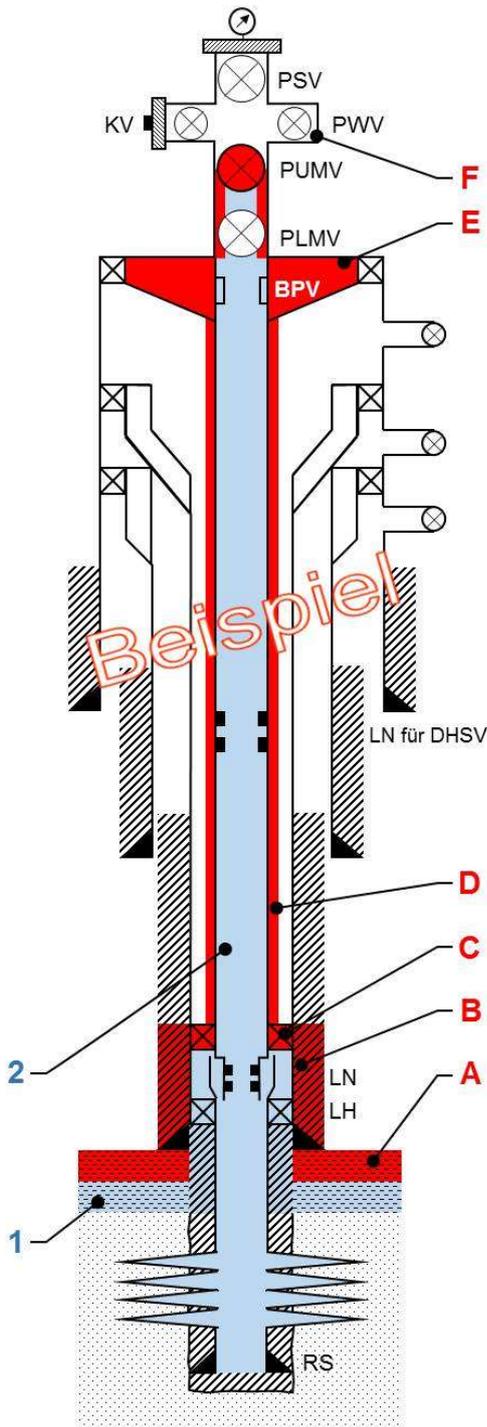


Well Barrier Elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	<b>1</b>	Geologische Barriere
Casing cement (shoe to production packer)	<b>2</b>	Casing-Zementation (bis zum Packer)
Casing (below production packer)	<b>3</b>	Casing (unterhalb des Packers)
Production packer	<b>4</b>	Packer
Completion string	<b>5</b>	Tubing-Strang
DHSV	<b>6</b>	Untertage-Sicherheitsventil
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	<b>A</b>	Geologische Barriere
Casing cement (above production packer)	<b>B</b>	Casing-Zementation (oberhalb des Packers)
Production casing (above production packer)	<b>C</b>	Casing (oberhalb des Packers)
Wellhead (with annulus valve)	<b>D</b>	Verflanschung (mit Ringraumanschluss)
Tubing hanger (body seals)	<b>E</b>	Tubing-Hänger
Surface tree	<b>F</b>	E-Kreuz

Abkürzungen nach NORSOK

- PSV : Production Swab Valve (Schwab-Schieber)
- KV : Kill Valve (Totpump-Seitenschieber)
- PWV : Production Wing Valve (Produktions-Seitenschieber)
- PUMV : Production Upper Master Valve (Oberer Hauptschieber)
- PLMV : Production Lower Master Valve (Unterer Hauptschieber)
- BPV : Back Pressure Valve Thread (Gewinde für BPV-Stopfen)
- DHSV : Down Hole Safety Valve (Untertage-Sicherheitsventil)
- LN : Landing Nippel (Lande-Nippel)
- LH : Liner Hanger
- RS : Rohrschuh

**Anlage 3: Barrieren vor einem Workover, nach Totpumpen**

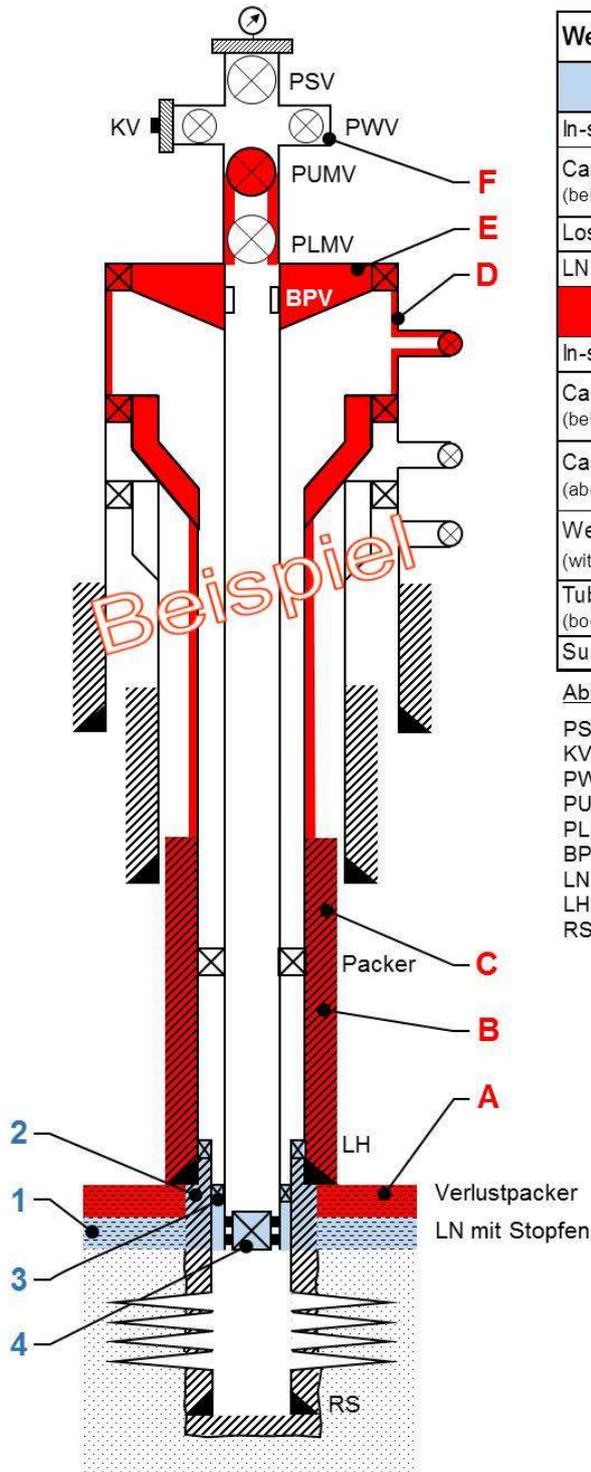


Well Barrier Elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	1	Geologische Barriere
Kill fluid (with LCM, if necessary)	2	Totpumpflüssigkeit (mit Verstopfungspille, falls nötig)
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	A	Geologische Barriere
Casing cement (below production packer)	B	Casing-Zementation unterhalb des Packers)
Production packer	C	Packer
Completion string	D	Tubing-Strang
Tubing hanger	E	Tubing-Hänger
Surface tree	F	E-Kreuz

**Abkürzungen nach NORSOK**

- PSV : Production Swab Valve (Schwab-Schieber)
- KV : Kill Valve (Totpump-Seitenschieber)
- PWV : Production Wing Valve (Produktions-Seitenschieber)
- PUMV : Production Upper Master Valve (Oberer Hauptschieber)
- PLMV : Production Lower Master Valve (Unterer Hauptschieber)
- BPV : Back Pressure Valve Thread (Gewinde für BPV-Stopfen)
- DHSV : Down Hole Safety Valve (Untertage-Sicherheitsventil)
- LN : Landing Nippel (Lande-Nippel)
- LH : Liner Hanger
- RS : Rohrschuh

**Anlage 4: Barrieren vor einem Workover, nach dem Setzen eines Stopfens unterhalb eines Verlustpackers**

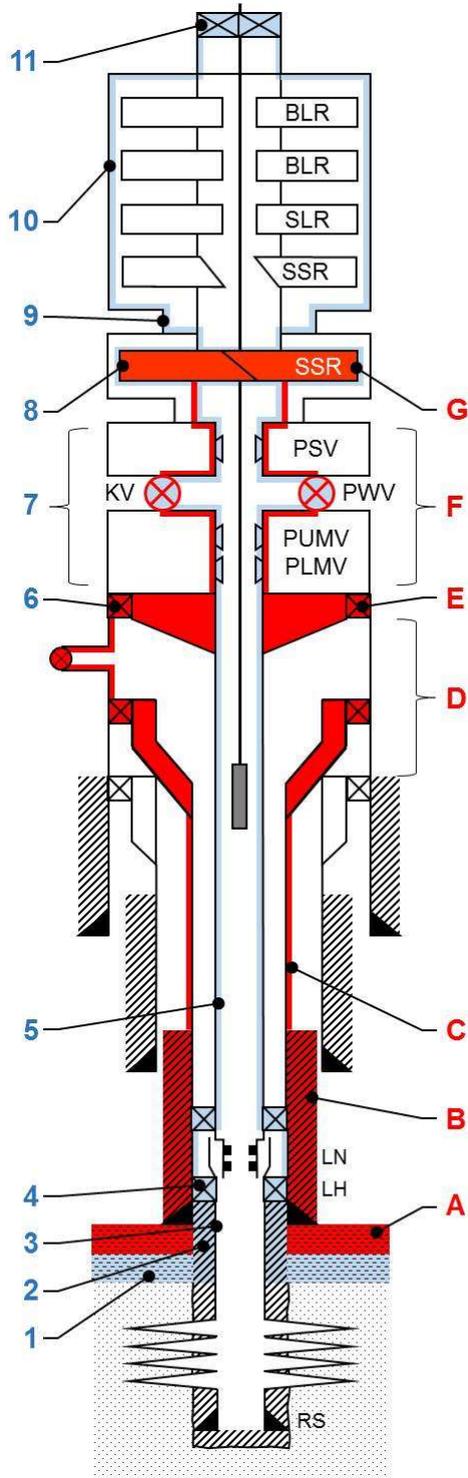


Well Barrier Elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	1	Geologische Barriere
Casing (below production packer)	2	Casing (unterhalb des Packers)
Loss prevention packer	3	Verlustpacker
LN with plug	4	Lande-nippel mit Stopfen
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	A	Geologische Barriere
Casing + cement (below production packer)	B	Casing + Zementation (unterhalb des Packers)
Casing + cement (above production packer)	C	Casing + Zementation (oberhalb des Packers)
Wellhead (with annulus valve)	D	Verflanschung (mit Ringraumanschluss)
Tubing hanger (body seals)	E	Tubing-Hänger
Surface tree	F	E-Kreuz

Abkürzungen nach NORSOK

- PSV : Production Swab Valve (Schwab-Schieber)
- KV : Kill Valve (Totpump-Seitenschieber)
- PWV : Production Wing Valve (Produktions-Seitenschieber)
- PUMV : Production Upper Master Valve (Oberer Hauptschieber)
- PLMV : Production Lower Master Valve (Unterer Hauptschieber)
- BPV : Back Pressure Valve Thread (Gewinde für BPV-Stopfen)
- LN : Landing Nippel (Lande-Nippel)
- LH : Liner Hanger
- RS : Rohrschuh

**Anlage 5: Barrieren bei Wireline Arbeiten**



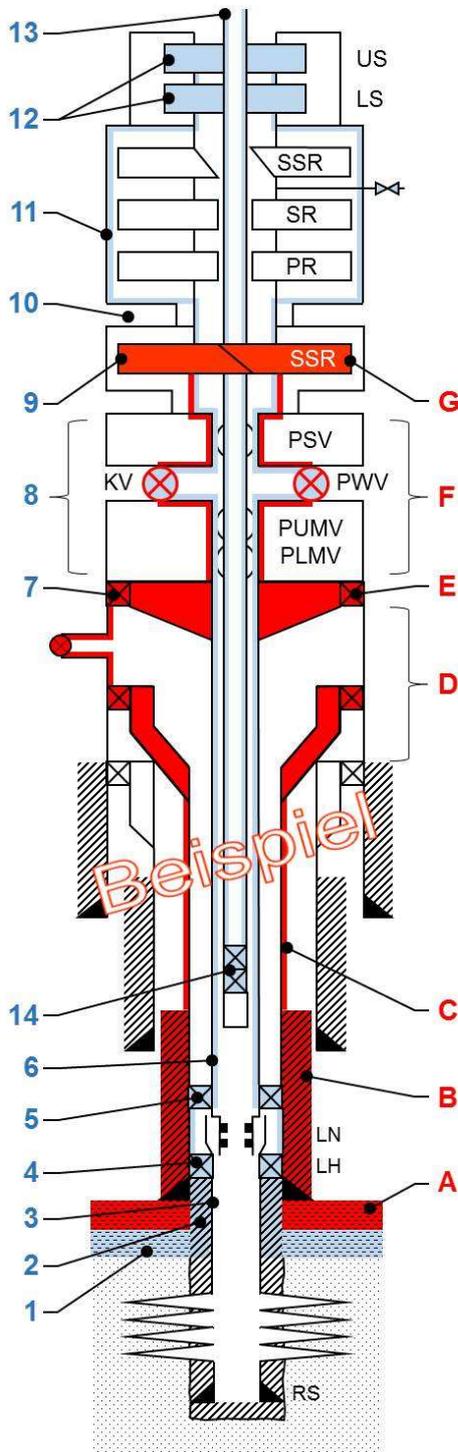
Well barrier elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	1	Geologische Barriere
Casing cement	2	Casing-Zement
Casing	3	Casing
Production Packer	4	Packer
Completion string	5	Tubing-Strang
Tubing hanger	6	Tubing-Hänger
Surface tree *	7	E-Kreuz
Wireline shear/seal (safety head) - body	8	Sicherheitspreventer (WL safety head)
Wireline lubricator	9	WL-Schleuse
Wireline BOP	10	WL-BOP
Wireline stuffing box / Grease injection head	11	WL-Stopfbuchse / WL-Fett-Dichtstrecke
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ Formation	A	Geologische Barriere
Casing cement	B	Casing-Zement
Casing	C	Casing
Wellhead	D	Bohrlochkopf
Tubing Hanger	E	Tubing-Hänger
Surface tree *	F	E-Kreuz
Wireline shear/seal (safety head) - body	G	Sicherheitspreventer (WL safety head)

\* Common WBE

Abkürzungen nach NORSOK

- BLR : Braided Line Ram (Backenpreventer mit Kerbe)
- SLR : Slick Line Ram (Backenpreventer mit kleiner Kerbe)
- SSR : Shear Seal Ram (Scher-/Blindbackenpreventer)
- PSV : Production Swab Valve (Swab-Schieber)
- KV : Kill Valve (Totopump Seitenschieber)
- PWV : Production Wing Valve (Produktions-Seitenschieber)
- PUMV : Production Upper Master Valve (Oberer Hauptschieber)
- PLMV : Production Lower Master Valve (Unterer Hauptschieber)
- LN : Landing Nippel (Lande-Nippel)
- LH : Liner Hanger
- RS : Rohrschuh

**Anlage 6: Barrieren bei Coiled Tubing Arbeiten**

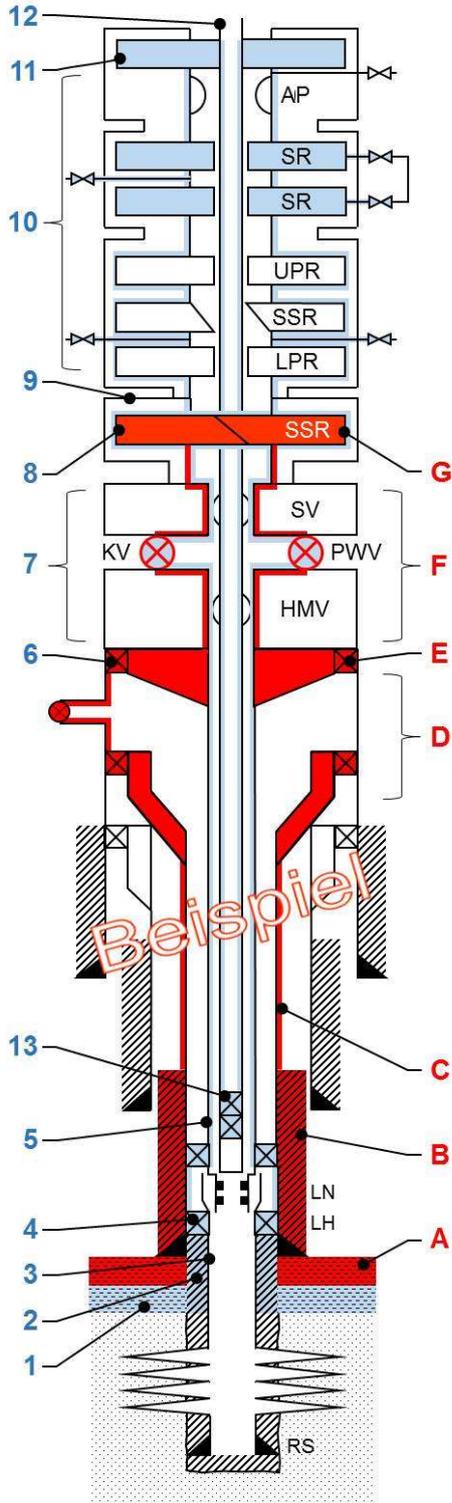


Well barrier elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	1	Geologische Barriere
Casing cement	2	Casing-Zement
Casing	3	Casing
Liner top Packer	4	Liner Packer
Production Packer	5	Packer
Completion string	6	Tubing-Strang
Tubing hanger	7	Tubing-Hänger
Surface production tree	8	E-Kreuz
Coiled tubing safety head	9	CT-Sicherheitspreventer
High pressure riser	10	Hochdruck Riser (ggf.)
Coiled tubing BOP	11	CT-BOP mit Totpumpanschluss
Coiled tubing strippers	12	CT-Stripper
Coiled tubing	13	CT-Rohr
Coiled tubing check valves	14	CT-Rückschlagventile
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ Formation	A	Geologische Barriere
Casing cement	B	Casing-Zement
Casing	C	Casing
Wellhead (Annulus valve and WH/XT connector)	D	Bohrlochkopf
Tubing Hanger	E	Tubing-Hänger
Surface production tree	F	E-Kreuz
Coiled tubing safety head	G	CT-Sicherheitspreventer

Abkürzungen nach NORSOK

- US : Upper Stripper (Oberer Stripper)
- LS : Lower Stripper (Unterer Stripper)
- SSR : Shear/Seal Ram (CT-Scher-/Blindbackenpreventer)
- SR : Slip Ram (CT-Abfang-Backenpreventer)
- PR : Pipe Ram (CT-Gestänge-Backenpreventer)
- PSV : Production Swab Valve (Swab-Schieber)
- KV : Kill Valve (Totopump Seitenschieber)
- PWV : Production Wing Valve (Produktions-Seitenschieber)
- PUMV : Production Upper Master Valve (Oberer Hauptschieber)
- PLMV : Production Lower Master Valve (Unterer Hauptschieber)
- LN : Landing Nipple (Lande-Nippel)
- LH : Liner Hanger
- RS : Rohrschuh

**Anlage 7: Barrieren bei Snubbing Unit Arbeiten**



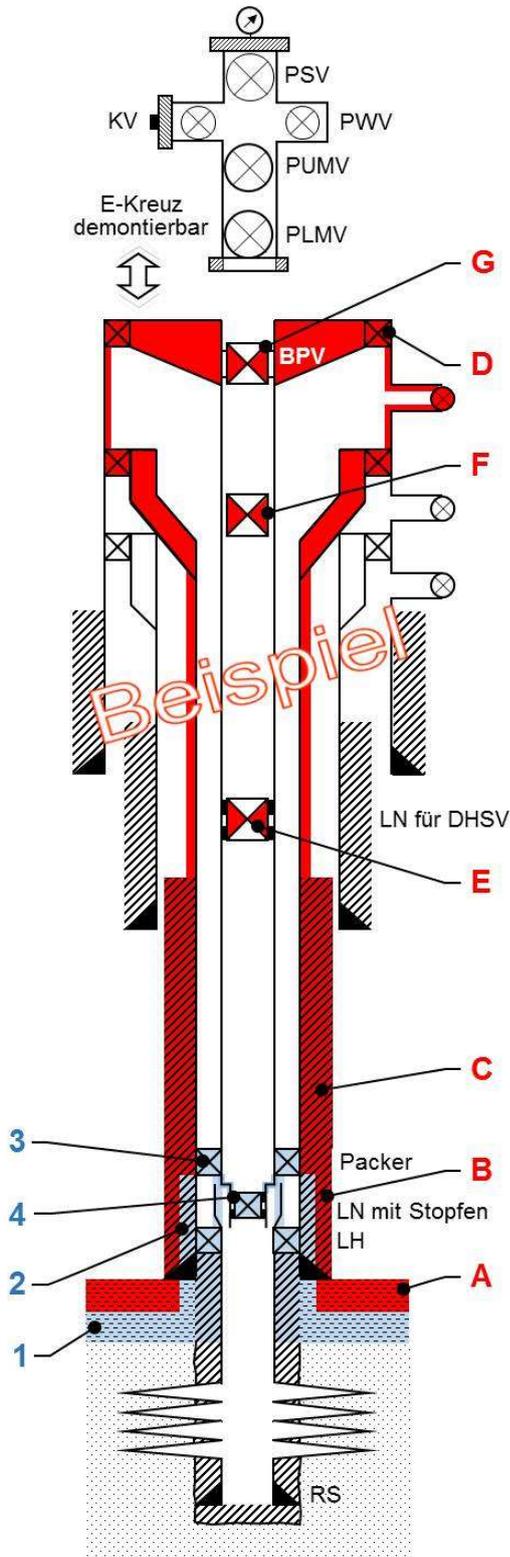
Well barrier elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	1	Geologische Barriere
Casing cement (below production packer)	2	Casing-Zement (unterhalb des Packers)
Casing (below production packer)	3	Casing (unterhalb des Packers)
Production Packer	4	Packer
Completion string	5	Tubing-Strang
Tubing hanger (body)	6	Tubing-Hänger
Surface production tree	7	E-Kreuz
Snubbing safety head	8	Schleusen-Sicherheitspreventer
High pressure riser	9	Hochdruck Riser (ggf.)
Snubbing BOP	10	Snubbing-BOP
Snubbing strippers	11	Snubbing-Stripper
Snubbing string	12	Snubbing-Arbeitsstrang
Snubbing check valves	13	Snubbing-Rückschlagventile
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ Formation	A	Geologische Barriere
Casing cement (above production packer)	B	Casing-Zement (oberhalb des Packers)
Casing (above production packer)	C	Casing (oberhalb des Packers)
Wellhead (Annulus valve and XT/WH connector seal)	D	Bohrlochkopf
Tubing Hanger	E	Tubing-Hänger
Surface production tree *	F	E-Kreuz
Snubbing safety head *	G	Snubbing-Sicherheitspreventer

\* Common WBE

Abkürzungen nach NORSOK

- AP : Annular Preventer (Ringpreventer)
- SR : Stripper Ram (Stripper-Backen-Preventer zum Einschleusen)
- UPR : Upper Pipe Ram (Oberer Gestänge-Backen-Preventer)
- SSR : Shear/Seal Ram (CT-Scher-/Blindbackenpreventer)
- LPR : Lower Pipe Ram (Unterer Gestänge Backenpreventer)
- SV : Swab Valve (Swab-Schieber)
- KV : Kill Valve (Totopump Seitenschieber)
- PWV : Production Wing Valve (Produktions-Seitenschieber)
- HMV : Hydraulic Master Valve (Hauptschieber)
- LN : Landing Nippel (Lande-Nippel)
- LH : Liner Hanger
- RS : Rohrschuh

**Anlage 8: Barrieren beim Auf- und Abbau des E-Kreuzes bei einer nicht totgepumpten Bohrung mit open-flow Potenzial**



Well barrier elements		Barriere-Elemente
<b>Primäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	<b>1</b>	Geologische Barriere
Casing + Cement (below production packer)	<b>2</b>	Casing + Zementation (unterhalb des Packers)
Production packer	<b>3</b>	Packer
LN with plug	<b>4</b>	Lande-Nippel mit Stopfen
<b>Sekundäre Bohrlochbarriere</b>		
In-situ formation	<b>A</b>	Geologische Barriere
Casing + Cement (below production packer)	<b>B</b>	Casing + Zementation (unterhalb des Packers)
Casing + Cement (above production packer)	<b>C</b>	Casing + Zementation (oberhalb des Packers)
Tubing Hanger	<b>D</b>	Tubing-Hänger
Plug in SSSV-LN	<b>E</b>	Stopfen im UTSV-LN
WL- retrievable BP	<b>oder F</b>	WL- ziehbarer Stopfen
BPV in tubing hanger nipple	<b>oder G</b>	Stopfen im Tubing-Hänger Nippel

Abkürzungen nach NORSOK

- PSV : Production Swab Valve (Schwab-Schieber)
- KV : Kill Valve (Totpump-Seitenschieber)
- PWV : Production Wing Valve (Produktions-Seitenschieber)
- PUMV : Production Upper Master Valve (Oberer Hauptschieber)
- PLMV : Production Lower Master Valve (Unterer Hauptschieber)
- BPV : Back Pressure Valve Thread (Gewinde für BPV-Stopfen)
- LN : Landing Nippel (Lande-Nippel)
- LH : Liner Hanger
- RS : Rohrschuh