

Kapitel 6

6 ERKUNDUNGS- UND GEWINNUNGSTECHNIKEN

Die Analyse der Erkundungs- und Gewinnungstechniken im Zusammenhang mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten hat sich im Wesentlichen an folgenden Leitfragen orientiert:

1. Welches ist der derzeit bekannte Stand der Technik, den die Betreiber in NRW einsetzen werden?
2. Dort, wo keine Erkenntnisse zu Frage 1 bestehen: welches ist der internationale Stand der Technik?
3. Aus Frage 2 ergibt sich: welche Besonderheiten ergeben sich bei der Situation in NRW für die einzusetzende Technik?
4. Welches sind die derzeit bekannten Gesamtkonzepte für die Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW?

6.1 Informationsgrundlagen

Im Rahmen der Informationssammlung für die in diesem Kapitel dargestellte Übersicht zu den eingesetzten Erkundungs- und Gewinnungstechniken wurden

- über 300 Literaturquellen (Fachbücher, Publikationen, Konferenzbeiträge) ausgewertet;
- Expertengespräche geführt mit
 - Wintershall Holding GmbH (Wintershall),
 - ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG),
 - BNK Deutschland GmbH (BNK);
- Fallbeispiele analysiert aus
 - Deutschland,
 - USA,
 - Kanada,
 - Australien;
- Arbeitsprogramme diverser Antragsteller in NRW ausgewertet;
- Expertengespräche mit BR Arnsberg sowie dem niedersächsischen LBEG geführt;
- diverse Fachkonferenzen, insbesondere im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses (im folgenden: Exxonprozess), besucht sowie
- vor-Ort-Besuche an Bohrstellen durchgeführt.

Die insgesamt identifizierte Literatur zu prüfen, übersteigt bei Weitem den Rahmen dieses Gutachtens. Insofern wurde Wert darauf gelegt, dass die zitierten Quellen im Sinne einer wissenschaftlich-fundierten Betrachtung des Themas belastbar und referenzierbar sind.

Hauptaugenmerk wurde auf die Bereiche gelegt, die für die Zielstellung des Gesamtgutachtens vorrangig sind. Hieraus ergibt sich auch die Grundlage für die Auswahl der ausgewerteten Informationen und Daten.

Da es sich insbesondere bei dieser Technikanalyse zwangsläufig um eine generische Betrachtung handelt, kann nicht auf alle technischen und verfahrenstechnischen Details in aller Tiefe eingegangen werden. Vielmehr muss und wird auf die grundlegende technische und verfahrenstechnische Ausgestaltung der einzelnen Prozessschritte eingegangen. Einzelne Techniken und Technologien werden tiefer durchleuchtet. Insbesondere wird der Hauptbetrachtungsgegenstand – die induzierte hydraulische Rissbildungstechnik (engl.: *induced hydraulic fracturing* oder auch „frac“) unter Tage im Bohrloch – sehr detailliert betrachtet und hier der Stand der Technik extensiv behandelt.

Da das Fracking jedoch nur im Kontext des übrigen Technik-Systems sinnvoll betrachtet werden kann und zumal im Sinne einer umfänglichen Technikanalyse auch die sonstigen technischen Prozesse relevant sind, ist das nachfolgende Kapitel in mehrere Unterkapitel unterteilt.

Das Kapitel Erkundungs- und Gewinnungstechniken gibt einen Überblick über den aktuellen Stand der Bohrtechnik, der Technik des Bohrlochausbaus sowie der Stimulationstechniken. Zudem werden die zurzeit in der Industrie eingesetzten Techniken für die Erdgasgewinnung und die Lagerstättenentwässerung dargestellt. Das Hauptkapitel ist in zehn Unterkapitel gegliedert. Dabei bilden die beiden Unterkapitel „Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Vorkommen“ und „Gesamtkonzept zur Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten“ den Rahmen für die Beschreibung der Erkundungs- und Gewinnungstechniken, die innerhalb von vier Unterkapiteln ausführlich dargestellt werden (siehe Abb. 6.1).

Die beiden Unterkapitel „Informationsgrundlagen“ und „Unsicherheiten/Wissensdefizite“ bilden einen übergeordneten Rahmen für die Kapitel, die die Erkundungs- und Gewinnungstechniken darstellen.

In den ersten beiden Unterkapiteln („Informationsgrundlagen“ und „Einleitung“) wird der generelle Aufbau des vorliegenden Kapitels beschrieben. Zudem werden die Informationsgrundlagen, auf denen das Kapitel „Erkundungs- und Gewinnungstechniken“ basiert, erläutert.

Nach der Beschreibung der Informationsgrundlagen erfolgen im dritten Unterkapitel eine Abgrenzung konventioneller und unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten sowie eine einleitende Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten. Dabei wird zwischen Kohleflözgas- und Schiefergas-

Lagerstätten unterschieden. Die dafür notwendigen Techniken werden im weiteren Verlauf des Hauptkapitels genauer ausgeführt und spezifiziert.

Im vierten Unterkapitel, das gleichzeitig das erste Technikkapitel darstellt, wird der aktuelle Stand der Bohrtechnik vorgestellt. In diesem werden die unterschiedlichen Bohrverfahren und Bohrlochgeometrien, die den generellen Verlauf eines Bohrlochs beschreiben, betrachtet.

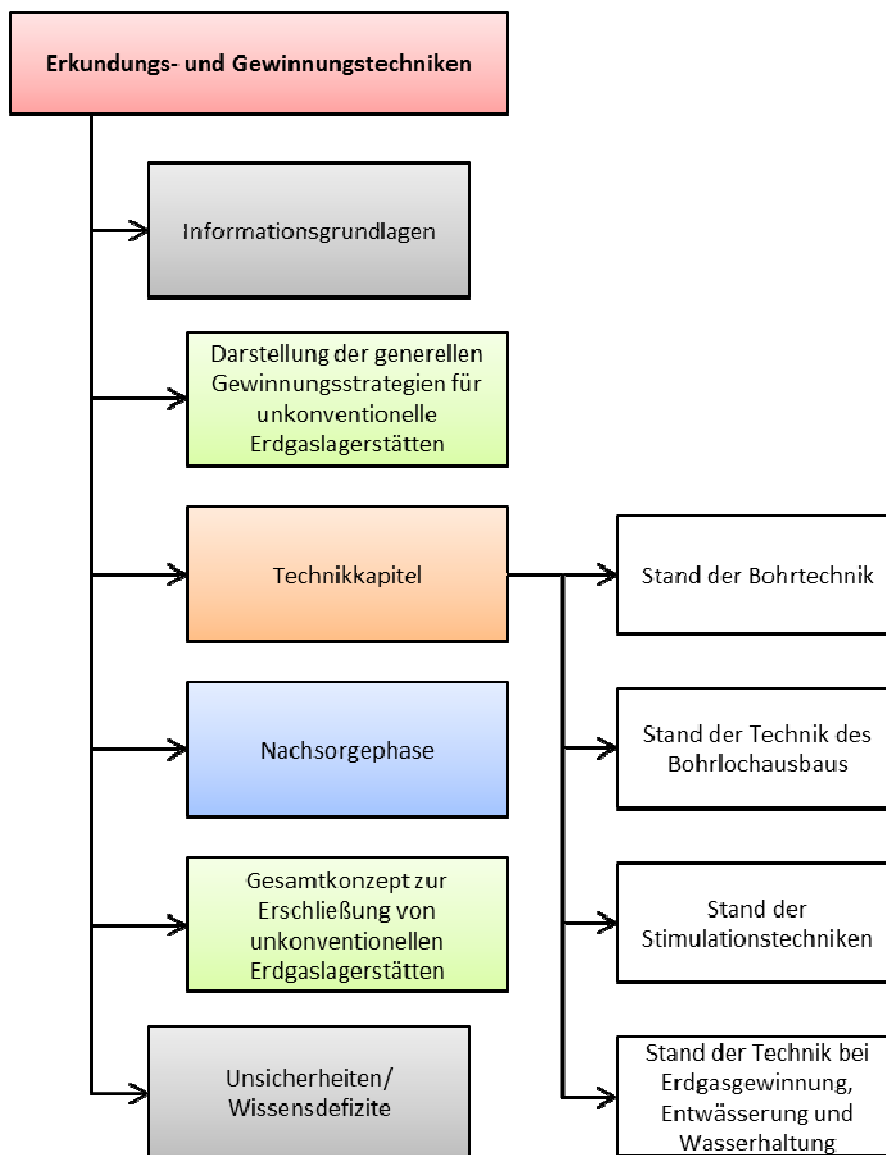


Abb. 6.1: Übersicht zum Kapitel 6 „Erkundungs- und Gewinnungstechniken“

Nach der Beschreibung wichtiger Einzelkomponenten, wie zum Beispiel Bohrplatz, Transportleitungen und Bohrstrang, wird zunächst auf

die drei generellen Möglichkeiten des Bohrlochverlaufs eingegangen. Die Bohrlochgeometrien werden in Vertikalbohrungen, Richt- und Horizontalbohrungen sowie Multilateralbohrungen unterteilt (siehe Abb. 6.2).

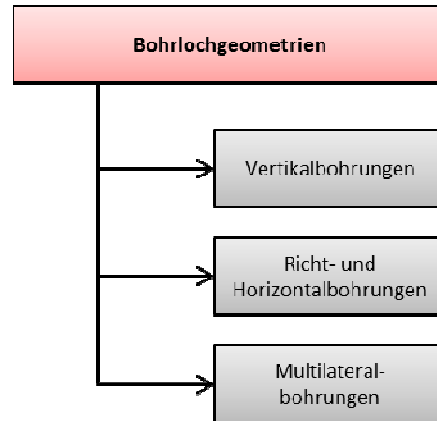


Abb. 6.2: Bohrlochgeometrien, die den generellen Bohrlochverlauf beschreiben

Die unterschiedlichen Bohrlochgeometrien müssen an die Lagerstätte angepasst werden, um eine optimale Erschließung des Erdgases zu gewährleisten. Für Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten bieten sich vor allem Richt- und Multilateralbohrungen an, da sich die unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten vor allem durch eine sehr geringe Permeabilität auszeichnen. Die Kontaktfläche von der Bohrung zur Lagerstätte sollte demnach maximiert werden, um eine größtmögliche Erdgasproduktion zu erreichen. Aufgrund des größeren Aufwands bei der Herstellung von Richt- und Multilateralbohrungen werden sie allerdings erst vermehrt in der Phase der Erschließung der Lagerstätte abgeteuft. Für Erkundungsbohrungen werden vor allem Vertikalbohrungen eingesetzt, um wichtige Lagerstättenparameter zu erfassen, die neben rechtlichen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Basis für das Erschließungskonzept bilden.

Im Rahmen der Beschreibung der Bohrverfahren werden sieben Techniken erläutert, die sich teilweise deutlich voneinander unterscheiden und in Abbildung 6.3 dargestellt sind. Das Rotary-Bohrverfahren wird hauptsächlich beim Abteufen von Vertikalbohrungen eingesetzt. Die Drehbewegung wird mithilfe eines Drehtisches und einer Kellystange unter Verwendung eines Diesel- oder Elektromotors auf das Bohrgestänge übertragen. Die Antriebseinheit befindet sich über Tage als fester Bestandteil des Bohrturms.

Eine Weiterentwicklung des Rotary-Bohrverfahrens ist der Einsatz eines sogenannten Top-Drive-Antriebs. Der Antrieb wird an einem Hebwerk im oberen Teil des Bohrturms installiert und treibt das Bohrgestänge direkt an. Die modernste Technik ist die sog. RSS-Technik (Rotary Steerable System). Bei dieser Technik verfügt das

Bohrwerkzeug über Rippen, die sich am Gebirge abdrücken. Das Werkzeug wird von über Tage gesteuert, d.h. es werden Daten an das Werkzeug hinuntergeschickt.

Ein weiteres grundlegendes Konzept für das Abteufen von Bohrungen basiert darauf, dass es im Verlauf des Bohrprozesses nicht unbedingt notwendig ist, den kompletten Bohrstrang permanent in Rotation versetzen zu müssen. Wichtig ist vor allem die Übertragung der Drehbewegung auf das Bohrwerkzeug, den sogenannten Bohrmeißel am unteren Ende des Bohrstranges. Dies kann mit einem Untertage-Antrieb realisiert werden. Dieser Bohrmotor befindet sich dabei hinter dem Meißel. Der Bohrstrang hat bei diesem Verfahren lediglich die Aufgabe, den Meißelvorschub und -andruck sowie die Zuführung der Bohrspülung zu gewährleisten. Der große Vorteil des In-Hole-Antriebes besteht darin, dass er sehr gut für gerichtete Bohrungen geeignet ist.

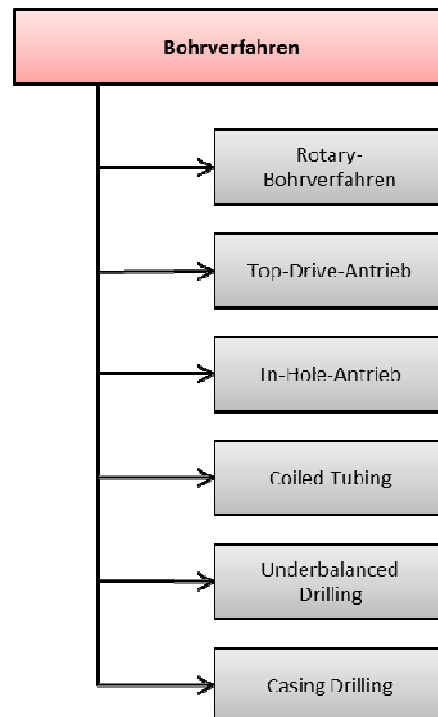


Abb. 6.3: Übersicht über die beschriebenen Bohrverfahren

Bei einem weiteren Verfahren, das mit einem Bohrmotor arbeitet, handelt es sich um das sogenannte Coiled Tubing. Im Rahmen der Entwicklung dieses Bohrverfahrens wurde der verhältnismäßig starre Bohrstrang durch ein sehr flexibles Stahlrohr ersetzt. Dadurch ist das Coiled Tubing für gerichtete Bohrungen geeignet, wird zurzeit jedoch eher für Bohrlochkomplettierungsmaßnahmen – hauptsächlich für Aufwältigungsarbeiten von bestehenden Bohrungen – genutzt.

Weiterentwicklungen im Bereich der Bohrverfahren sind das Underbalanced Drilling und das Casing Drilling. Beim Underbalanced Drilling übersteigt der Druck der Bohrspülung nicht den Formationsdruck wie bei den anderen Bohrverfahren, sondern liegt unter dem Formationsdruck um Permeabilitätseinbußen zu verhindern. Auch während des Bohrens gibt es Vorteile, wie höherer Bohrfortschritt (da das Bohrklein durch den leichten Formationsüberdruck nicht auf Sohle „gehalten“ wird), weniger Spülungsverluste sowie geringere Gefahr des Differential Sticking (da kaum Filterkuchen in der Bohrung aufgebaut wird). Verwendet wird das Underbalanced Drilling heutzutage hauptsächlich in Kombination mit dem Coiled Tubing. Beim Casing Drilling hingegen wird das Bohrgestänge durch die Verrohrung der Bohrung ersetzt. Das bedeutet, dass das Bohrloch bereits während des Bohrens verrohrt wird. Der Bohrkopf befindet sich hierbei am unteren Ende der Bohrlochverrohrung (Casing).

Im fünften Unterkapitel werden die verschiedenen Möglichkeiten des Bohrlochausbaus beschrieben (siehe Abb. 6.4). Zum Bohrlochausbau zählen die eigentliche Verrohrung (Casing) des Bohrlochs und die Komplettierung (Completion). Der Bohrlochausbau gewährleistet eine sichere Betriebsweise und standfeste Ausführung des Bohrlochs. Die Komplettierung der Bohrung dient der Vorbereitung für die Erdgasgewinnung sowie der Optimierung der Erdgasförderung.

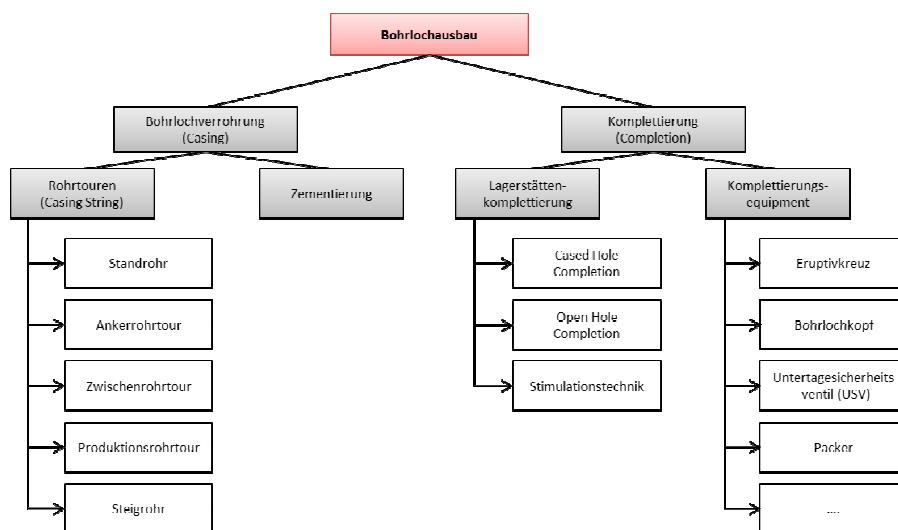


Abb. 6.4: Übersicht über die unterschiedlichen Bereiche des Bohrlochausbaus

Wichtige Bestandteile des Bohrlochausbaus (engl.: *completion*) sind die Verrohrung (engl.: *casing*) und die Zementation. Im Verlauf einer Bohrung übernimmt das Casing verschiedene Aufgaben. Zu Beginn einer Bohrung wird beim Abteufen das Standrohr eingebaut, um die ersten Meter / Dekameter Lockergestein zu sichern, sowie in der nächsten, ersten echten Bohrphase ein Unterspülen des Bohrkellers / Bohrplatzes zu verhindern und das oberflächennahe Grundwasser zu

schützen. Weitere verwendete Rohrtouren (Casing Strings) können abhängig von der Bohrlochgeometrie die sogenannte Ankerrohrtour, die Zwischenrohrtour, die Produktionsrohrtour und das Steigrohr sein. Die Produktionsverrohrung wird bis in oder kurz vor die zu erschließenden Lagerstättenhorizonte eingebaut und zementiert. Das Steigrohr dient als Förderrohr, es wird als zusätzliches Rohr in das Casing eingelassen.

Die Komplettierung (Completion) gliedert sich in die Bereiche der Bohrlochkomplettierung und des Komplettierungsequipments. Die Bohrlochkomplettierung beinhaltet alle Maßnahmen und Verfahren, um die Lagerstätte für eine zukünftige Erdgasförderung vorzubereiten. Hierunter fallen einerseits die Art und Weise, wie das Bohrloch in der Lagerstätte ausgebaut ist, und andererseits auch alle notwendigen Stimulationsmaßnahmen innerhalb der Lagerstätte. Zum Komplettierungsequipment zählen alle technischen Einrichtungen, die in beziehungsweise auf das bestehende Bohrloch installiert werden.

Bei den zwei generellen Möglichkeiten des Bohrlochausbaus innerhalb des Zielhorizontes handelt es sich um die Cased Hole Completion und die Open Hole Completion. Bei der Cased Hole Completion, dem in der Flözgasgewinnung am häufigsten eingesetzten Bohrlochkomplettierungsverfahren, wird die Bohrung im Bereich der kompletten Lagerstätte verrohrt und perforiert. Dagegen bleibt bei der Open Hole Completion der unterste Teil der Bohrung in der Lagerstätte unverrohrt. Um geringe Standsicherheit des unverrohrten Bohrloches zu kompensieren, wird dieser Bereich mit Filtern (z.B. geschlitzte Rohre) und z.B. Gravelpacks (Filterkiesausbau) ausgebaut. Das Verfahren ist wesentlich kostengünstiger als die Cased Hole Completion.

Der letzte Schritt im Bohrlochkomplettierungsvorgang ist eine mögliche Stimulation der Bohrung. Der Stand der Stimulationstechnik wird im sechsten Unterkapitel dargestellt. Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten zeichnen sich in der Regel durch eine sehr geringe Permeabilität aus, so dass durch Stimulationstechniken künstliche Wegsamkeiten für das Erdgas geschaffen werden müssen. Bei Schiefergas-Lagerstätten werden heutzutage 80 % aller Lagerstätten stimuliert. In Deutschland wird sogar davon ausgegangen, dass alle Schiefergas-Lagerstätten stimuliert werden müssen. Bei Kohleflözgas-Lagerstätten hingegen werden in den USA bei Horizontalbohrungen selten Stimulationsverfahren angewendet. In Deutschland wird allerdings von der Erdgasindustrie vermutet, dass bei mindestens 50 % aller Lagerstätten die Permeabilität künstlich erhöht werden muss. Die Basis für diese Abschätzung sind Flözgas-Gewinnungsprojekte in den USA und Australien. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens kann keine belastbare Aussage darüber getroffen werden, ob diese Erfahrungswerte direkt auf die Kohleflözgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen übertragbar sind. Eine Übersicht über die verschiedenen eingesetzten Stimulationstechniken ist in Abbildung 6.5 zu sehen.

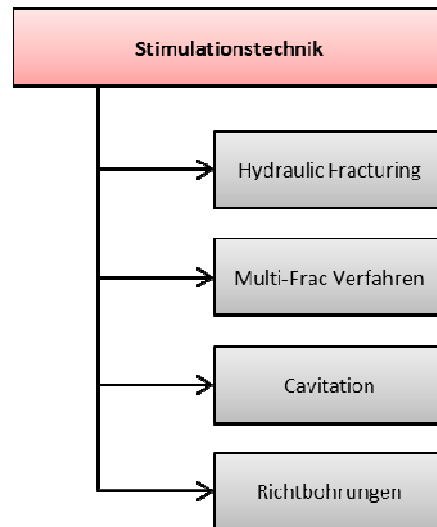


Abb. 6.5: Übersicht über die eingesetzten Stimulationstechniken

Bei dem gängigsten Stimulationsverfahren handelt es sich um das Hydraulic Fracturing. Es wird im verrohrten Bohrloch durchgeführt. Der Frack-Vorgang an sich besteht aus drei Schritten, zuerst werden unter hohem Druck Fluide in die Lagerstätte gepumpt um Risse in der Lagerstätte zu bilden oder bestehende Klüfte aufzuweiten. In einem zweiten Schritt wird dem Frack-Fluid ein Stützmittel beigemischt, um die Risse und Klüfte offen zu halten und so eine längerfristige Erdgasförderung realisieren zu können. Um den Bohrlochausbau zu reinigen und zu gewährleisten, dass sich das meiste Stützmittel in den Rissen und Klüften verbleibt, werden im dritten Schritt weitere Frack-Fluide in die Lagerstätte gepumpt.

Bei besonders tiefen Bohrungen mit sehr geringen Permeabilitäten und hohen Lagerstättendrücken wird auch das sogenannte Multi-Frack-Verfahren eingesetzt. Hierbei wird zum Beispiel eine horizontale Bohrung in mehreren Teilen der Lagerstätte hydraulisch stimuliert. Das Verfahren wurde in Deutschland bereits erfolgreich im Rahmen der Erdgasgewinnung aus Tight Gas-Lagerstätten angewendet.

Sowohl das Hydraulic Fracturing als auch das Multi-Frack-Verfahren werden im verrohrten Bohrloch durchgeführt, das perforiert wurde. Das einzige Stimulationsverfahren, welches im Zielhorizont im unverrohrten Bohrloch durchgeführt wird, ist die Cavitation-Methode. Die Methode ist für einen Einsatz in Kohleflözgas-Lagerstätten gedacht. Ähnlich wie beim Hydraulic Fracturing werden auch bei diesem Verfahren Fluide unter hohem Druck in die Lagerstätte gepumpt. Der wesentliche Unterschied ist, dass die Stimulation nicht über eine Druckbeaufschlagung mit resultierender Risserzeugung erfolgt, sondern dadurch, dass der Fluiddruck schlagartig auf Umgebungsdruck abgesenkt wird. Bedingt durch den Druckabfall wird die Löslichkeit des Erdgases im Fluid stark herabgesetzt und das Gas freigesetzt. Das Gas strömt anschließend zusammen mit dem Frack-Fluid und Kohleparti-

keln aus der Lagerstätte in das Bohrloch. Durch die Förderung der Kohlepartikel werden in den Gesteinsformationen Klüfte gebildet und im unverrohrten Bereich der Bohrung entsteht ein Hohlraum. Das hat den Vorteil, dass die Permeabilität der Lagerstätte durch langfristig stabilere Kluftsysteme erhöht werden kann.

Nachteilig an der Cavitation-Methode sind die erheblichen Lärm- und Staubemissionen, der erhöhte Platzbedarf und die deutlich geringeren Erfahrungswerte. Es wird heutzutage nur in den USA und Australien bei Kohleflözgas-Lagerstätten in geringen Teufen angewendet.

Die Entwässerungstechnik ist ein weiterer wichtiger Bestandteil der unkonventionellen Erdgasförderung, speziell bei der Kohleflözgas-Gewinnung, und wird daher im siebten Unterkapitel behandelt. Bei der Kohleflözgas-Gewinnung ist eine schnelle und effektive Entwässerung des Kohleflözes von großer Bedeutung, damit der Druck in der Lagerstätte absinkt und das Erdgas von der Kohle desorbieren kann, um gefördert zu werden. Die Entwässerung kann durch verschiedene Pumpenbauarten realisiert werden. Das Kapitel Entwässerungstechnik gibt einen Überblick über die verfügbaren Pumpenbauarten. Zudem beschäftigt es sich auch mit der Aufbereitung des Lagerstättenwassers.

Im Rahmen des achten Unterkapitels werden Ansätze zur Herangehensweise an die Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten gegeben.

Da für NRW bislang keine Erschließungskonzepte existieren, werden im neunten Unterkapitel zwei fiktive Szenarien A und B definiert. Aufsetzend auf konzeptionellen Bohrplatzmodellen für die einzelnen Lebenszyklusphasen A bis D kann eine Abschätzung der Umwelteinwirkungen und die Risikoanalyse in den Kapiteln 8 und 9 erfolgen.

Das vorliegende Kapitel schließt mit einer Übersicht über Wissensdefizite und Unsicherheiten innerhalb des vorliegenden Kapitels ab.

6.2 Einleitung

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass sich die technische Ausgestaltung von Produktionsverfahren ausrichtet an

- der technischen Machbarkeit,
- der rechtlichen Zulässigkeit,
- der Optimierung der Wirtschaftlichkeit und
- in jüngster Zeit an der öffentlichen Akzeptanz.

Insbesondere trifft dies auf die Gewinnung von Rohstoffen im Allgemeinen und die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Speziellen zu.

Die technischen Standards, die heute in Deutschland beispielsweise für die Ausgestaltung eines Erdgasbetriebes anzusetzen sind, ergeben sich nicht zuletzt aus den rechtlichen Vorgaben des Bundesberggesetzes (BBergG) und seiner untergesetzlichen Regelungen wie der Tiefbohrverordnung (Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Nordrhein-Westfalen – BVOT) sowie aus anderen in der Genehmigung solcher Betriebe relevanten umwelt- und wassergesetzlichen Regelungen.

Innerhalb dieses rechtlichen Rahmens gibt es jedoch eine Vielzahl an unterschiedlichen technologischen Varianten, die von Unternehmen zur Erdgasgewinnung eingesetzt werden können. Die Auswahl der verwendeten Variante ist vom Einzelfall abhängig und ergibt sich unter anderem aus

- der (lokal/national) verfügbaren oder zu vertretbaren Kosten importierbaren Technik,
- den grundlegenden und standortbezogenen geologischen und hydrogeologischen Lagerstätteneigenschaften,
- dem Geschäftsmodell des Unternehmens und nicht zuletzt aus
- der Erfahrung des Unternehmens im Erschließen solcher Lagerstätten (Unternehmensstandards).

Trotzdem bilden sich auch in der erdgasproduzierenden Branche gewisse Standards aus, die sich aus dem internationalen Wettbewerb der Unternehmen und dem daraus folgendem ständigen Kosten- und Innovationsdruck ergeben.

Dieser Kosten- und Innovationsdruck, gepaart mit national wie international steigenden umweltrechtlichen, politischen und gesellschaftlichen Ansprüchen führt jedoch auch zu einer rasanten Entwicklung in den eingesetzten Technologien, Frack-Fluiden und Erschließungskonzepten.

Die generische Betrachtung, die diesem Kapitel zu Grunde liegt, wird dort, wo etablierte Standards oder konkrete Aussagen von Unternehmen vorliegen, konkretisiert. Die übrigen Beschreibungen stellen den Stand der Technik dar, so wie er zum Zeitpunkt der Datenerhebung für dieses Gutachten vorherrschte. Spezielle Varianten von einzelnen Technik-Komponenten sind nur dort aufgeführt, wo sie aus Sicht der Gutachter für die anstehenden Fragestellungen in NRW relevant sein könnten.

Grundsätzlich wird von einem gängigen Ausführungs-Konzept für Förderbohrungen ausgegangen, so dass die Betriebe in übertägige und untertägige Anlagen unterteilt werden können.

Zu den übertägigen Anlagen werden im Rahmen dieses Gutachtens die Betriebsteile gezählt, die auf der Erdoberfläche angesiedelt sind („mit bloßem Auge sichtbar“). Hierzu sind im Wesentlichen alle auf dem Bohrplatz befindlichen Anlagen zu zählen; des Weiteren infrastrukturelle Ver- und Entsorgungseinrichtungen, die auf oder nahe der Oberfläche von und zum Bohrplatz führen (Straßen, elektrische Versorgung, Wasserzuleitung, Abwasserableitung, Gaspipeline etc.).

Die untertägigen Anlagen umfassen sämtliche für die unmittelbare Erschließung der Lagerstätte eingebauten oder errichteten Einrichtungen unterhalb der Erdoberfläche (Rasenerkante).

Zu unterscheiden ist diese Unterteilung von der Definition gemäß BVOT NRW, die den Bohr- (§ 2, 2. Punkt) oder Förderbetrieb (§ 2, 5. Punkt) als Gesamtheit der für die Durchführung der nach BVOT NRW geregelten Maßnahmen notwendigen Anlagen und Einrichtungen definiert.

Ausgehend von dieser Unterteilung lässt sich zunächst grundsätzlich festhalten, dass die Gestaltung der übertägigen Anlagen sich nach den Notwendigkeiten der untertägigen Arbeiten richten wird.

Offenkundigste Ausprägung dieser Abhängigkeit ist beispielsweise die Art und Größe des Bohrerüsts („Bohrturm“), der über Tage zu errichten ist. Die Abmaße des Bohrerüsts ergeben sich aus technischer Sicht maßgeblich aus der geplanten Endteufe der Bohrung und damit zusammenhängend aus der Gesamtlast, die der Bohrturm tragen muss. Analog zu dieser Abhängigkeit, werden das für die Bohrung notwendige Wasservolumen und die Menge an Zuschlagsstoff ebenfalls von der Bohrlochlänge (Teufe der Bohrung) abhängen.

Um jedoch eine systematische Beschreibung ermöglichen zu können, ist eine Unterscheidung nach den Prozessschritten bzw. Abschnitten im Lebenszyklus eines Erdgasförderbetriebs sinnvoll.

Der Lebenszyklus eines solchen Betriebs wird in diesem Gutachten wie folgt definiert:

1. Bohrplatzauswahl und -einrichtung
2. Bohrung
3. Bohrlochausbau und Komplettierung (1-3 = Phase A)
4. Stimulation der Lagerstätte (Fracking) (Phase B1 und B2)
5. Produktion (Phase C)
6. Rückbau und Schließung des Betriebes (Phase D plus Nachsorge)

Die nachfolgende Beschreibung der eingesetzten Techniken orientiert sich an diesem Lebenszyklusansatz. Dort, wo Varianten für einzelne Prozessschritte vorgestellt werden und kein expliziter Bezug auf die

zu erwartende Umsetzungsvariante in NRW genommen wird, kann auf Grundlage der vorliegenden Informationen keine belastbare Aussage getroffen werden. Es muss insbesondere in Bezug auf diesen letzten Punkt an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass nach Aussage der interviewten Betreiber, die Auswahl der einzusetzenden Variante in vielen Fällen von den konkreten Erkundungsergebnissen und der vorgefundenen Situation vor Ort abhängt.

6.3 Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Vorkommen

Im Kapitel 3 erfolgte eine ausführliche Beschreibung der Vorkommen an unkonventionellem Erdgas in NRW und deren Charakteristika.

Da allerdings nach Angaben des Geologischen Dienstes NRW aktuell nicht davon auszugehen ist, dass in Nordrhein-Westfalen förderbare Tight Gas-Lagerstätten existieren, werden die Gewinnungstechniken für Tight Gas-Lagerstätten im Rahmen dieses Kapitels nicht weiter behandelt (Geologischer Dienst NRW 2011).

Aus fördertechnischer Sicht bedeutet die geringe Ausgangspermeabilität der Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten, dass die Durchlässigkeit des Gebirges häufig mit entsprechenden Stimulationsmaßnahmen vor der Gewinnung künstlich erhöht werden muss. Dies ist einer der wesentlichsten Unterschiede zu konventionellen Erdgas-Lagerstätten, wobei auch Letztere in einigen Fällen bereits vor einer initialen Gewinnung oder nach einer gewissen Betriebszeit mit Stimulationsmaßnahmen behandelt werden.

Im Folgenden soll detaillierter auf die daraus resultierenden Anforderungen an die technische Erschließung dieser Lagerstätten eingegangen werden.

6.3.1 Kohleflözgas-Lagerstätten

Zur Erschließung von Kohleflözgas-Lagerstätten ist in der Regel ein mehrstufiges Erschließungskonzept erforderlich, auf das im Folgenden näher eingegangen werden soll.

Die für die Kohleflözgas-Förderung relevanten Steinkohlenflöze in NRW sind nach Angaben des GD NRW in einer Teufenlage von 1.000 m und mehr zu erwarten. Die Mächtigkeit der Flöze liegt in einem Bereich von maximal einem Meter (Geologischer Dienst NRW 2011). Daher muss in einem ersten Verfahrensschritt ein Zugang zur Lagerstätte von über Tage geschaffen werden. Hierzu kommen Bohrverfahren zum Einsatz, die die Lagerstätte entweder durch eine Vertikalbohrung oder durch eine oder mehrere abgelenkte Bohrungen, die über mehrere hundert bis tausend Meter in der Lagerstätte verlaufen

können, erschließen. Bei einer Abfolge von zu geringmächtigen Flözen, die eine wirtschaftliche Erschließung mit einfachen oder multilateralen Horizontalbohrungen nicht zulassen, kann auch eine Schrägbohrung abgeteuft werden, so dass einerseits ohne horizontale Bohrung die Kontaktfläche zwischen Bohrloch und Flözhorizonten erhöht wird und andererseits entlang der Bohrung einzelne Flöze gezielt erschlossen werden können (siehe Abb. 6.6). Laut Befragung von ExxonMobil wird diese Erschließungsvariante derzeit innerbetrieblich diskutiert.

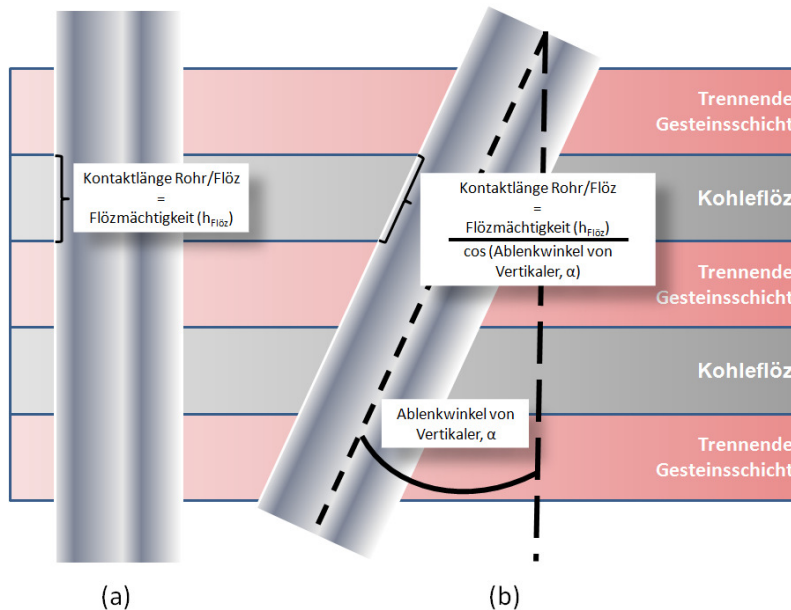


Abb. 6.6: Prinzipskizze zur Erläuterung der Vergrößerung der Kontaktfläche zwischen Rohr und Kohleflöz: Die Kontaktlänge und somit die Kontaktfläche wird im Falle einer Schrägbohrung (b) um den Faktor $1/\cos$ (Ablenkwinkel von Vertikaler, α) im Vergleich zu einer reinen Vertikalbohrung (a) vergrößert. Der Ablenkwinkel α kann hierbei Werte zwischen wenigen Grad und 90° (= Horizontalbohrung) haben.

Wie bereits angesprochen weisen unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten eine deutlich geringere Permeabilität auf als konventionelle. Die Permeabilität von Kohleflözgas-Lagerstätten liegt in der Größenordnung von unter 0,1 Millidarcy (Geologischer Dienst NRW 2011). Daher kann es erforderlich sein, diese natürliche Permeabilität durch Stimulationsverfahren wie Fracking zu erhöhen. Kohle weist jedoch ein ausgeprägtes natürliches Kluftsystem auf, das sich in Primär- und Sekundärschlechten untergliedert. Gelingt es, mit Hilfe geeigneter Bohrverfahren die Bohrung an dieses natürliche Kluftsystem anzuschließen, kann auf eine Stimulation der Lagerstätte weitgehend verzichtet werden. Nach Angaben von ExxonMobil ist dies in etwa der

Hälfte der Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW möglich¹ (ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2012a). Hierzu können beispielsweise Horizontal- oder Multilateralbohrungen niedergebracht werden, weil durch das Abteufen der Bohrung bereits eine Auflockerung der spröde reagierenden Kohle erfolgt. (Geologischer Dienst NRW 2011)

Auch wenn durch die Verwendung geeigneter Bohr- und Stimulationstechnik hinreichend Fließwege für das Kohleflözgas geschaffen werden, kommt es nicht unmittelbar zur Erdgasförderung. Dies hängt damit zusammen, dass das Kohleflözgas durch Adsorption fest an die Kohle gebunden ist. Adsorption ist die Anlagerung von Molekülen aus einer flüssigen oder gasförmigen Phase an die Oberfläche eines Festkörpers. Die gasförmige Phase wird als 'Adsorptiv' bezeichnet und ist im Fall der Kohleadsorption das Methan, wobei die Kohle selbst das Adsorbens darstellt, an welches das Methan angelagert wird. Die Methanmoleküle binden sich bei der Adsorption über Van-der-Waals-Kräfte an die Kohleoberfläche. Die Menge an gebundenem Gas ist dabei druckabhängig.

Der Wassergehalt der Kohle liegt nach Angaben des Geologischen Dienstes bei 1 bis 3 %. Dieses Wasser ist im Porenraum der Kohle eingeschlossen (Geologischer Dienst NRW 2011). Durch das Porenraumwasser herrscht ein erhöhter Lagerstättendruck. Daher muss zur Erdgasförderung eine Druckabsenkung in Form der Lagerstättenentwässerung erfolgen, wodurch nach und nach immer mehr Methan von der Kohleoberfläche desorbiert. Dieses Erdgas ist dann in der Lage, durch die natürlichen (und gegebenenfalls) künstlichen Kluftsysteme in Richtung Bohrloch zu migrieren und aufgrund seiner geringen Dichte im Bohrloch nach oben zu steigen. An der Austrittsstelle kann das Kohleflözgas aufgefangen und weiterverarbeitet werden.

In Deutschland besteht vor allem im Münsterland bereits großes Interesse von Seiten der Industrie an der Förderung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten. Firmen wie die Mobil Erdgas-Erdöl GmbH und die Wintershall Holding GmbH haben bereits Anträge an die zuständige Genehmigungsbehörde, die Bezirksregierung Arnsberg, gestellt (Grigo et al. 2010). In ihren dabei vorgestellten Arbeitsprogrammen mit einer Laufzeit von bis zu 5 Jahren steht eine geologische Untersuchung der jeweiligen Lagerstätten im Vordergrund (Grigo et al. 2010).

In einem ersten Arbeitsschritt sollen die bereits existierenden Daten und Bohrungen, die beispielsweise im Zusammenhang mit Steinkohlenbergbauexplorationen abgeteuft worden sind, analysiert und aus-

¹ Diese Einschätzung basiert auf Erfahrungen aus den USA und Australien. Es können aus Sicht der Gutachter keine belastbaren Aussagen über die Übertragbarkeit dieser Erfahrungswerte auf die Flözgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen gemacht werden. Vielmehr besteht in diesem Bereich Forschungsbedarf.

gewertet werden. Die Erhebung eigener geologischer Daten soll erst in einem nachfolgenden Schritt durch eine seismische Aufnahme der Zielregion erfolgen.

Nach der Erstellung eines geologischen 3-D-Modells ist geplant, erste Aufsuchungsbohrungen abzuteufen, um den Kohlenwasserstoffanteil und die genaue Zusammensetzung zu bestimmen und so auf das Erdgas-Vorkommen im gesamten Erlaubnisfeld zu schließen.

In einem abschließenden Schritt sollen weitere Explorationsbohrungen abgeteuft und Fördertests durchgeführt werden.

6.3.2 Schiefergas-Lagerstätten

Zur technischen Erschließung von Schiefergas-Vorkommen ist ebenfalls ein dreistufiges technisches Konzept erforderlich. Die bekannten mesozoischen Schiefergas-Vorkommen in NRW liegen in Teufen von 800 m und mehr. Die Tonsteine weisen Schichtmächtigkeiten von mehreren hundert Metern auf, die Schiefergas führenden Schichten sind in der Regel geringmächtig und erstrecken sich über große Gebiete. Eine wirtschaftliche Förderung wird daher erst aufgrund von Entwicklungen in der Horizontalbohrtechnik in Betracht gezogen, mit deren Hilfe ein großer Teil der Lagerstätte in einem ersten Schritt von der Erdoberfläche aus erschlossen werden kann. (Geologischer Dienst NRW 2011)

Die Permeabilität von Schiefergaslagerstätten ist noch geringer als bei den ebenfalls sehr undurchlässigen Flözgas-Lagerstätten. Sie liegt im Bereich von 1 bis 100 Nanodarcy (King 2011). Schiefergas-Lagerstätten werden zudem anders als Kohleflözgas-Lagerstätten, die ein dreidimensionales Klufnetz aufweisen, durch eine ausgeprägte Schieferung des Gesteins in nur einer Ebene charakterisiert. Daher ist heute davon auszugehen, dass eine Stimulationsbehandlung von Schiefergas-Lagerstätten für eine Gasgewinnung unerlässlich ist, um die Permeabilität der Lagerstätte zu erhöhen und einen Gasfluss aus dem gesamten Reservoir zur Bohrung zu ermöglichen.

Da Teile des Schiefergas analog zum Kohleflözgas an die organischen Bestandteile der Tonsteine gebunden vorkommen, kann auch hier zur Erhöhung des förderbaren Erdgasanteils eine Lagerstättenentwässerung sinnvoll sein. Zudem muss die Entwässerungstechnik in jedem Fall dafür eingesetzt werden, um mindestens den Flowback wieder aus der Lagerstätte zu fördern.

Die Wintershall Holding GmbH hat durch die Bergbehörde die Genehmigung erhalten, in Zusammenhang mit der Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen während der nächsten Jahren innerhalb der Erlaubnisfelder „Ruhr“ und „Rheinland“ Erkundungsmaßnahmen durchzuführen. Die beiden zuvor genannten Erlaubnisse haben jeweils eine

Laufzeit von drei Jahren. Dabei ist durch das Unternehmen geplant, die nah an der Oberfläche zu Tage tretenden Schieferhorizonte zu untersuchen. Das Arbeitsprogramm sieht eine umfassende obertägige Beprobung des Gesteins mit anschließender Laboranalyse vor, um die Lagerstätten genau zu charakterisieren, sowie eine Basis für weitere Erkundungsprogramme zu erarbeiten. Es sollen Parameter wie Gesteinspermeabilität und die Fähigkeit des Gesteins, Gas adsorptiv an seine Matrix zu binden, bestimmt werden, da sie entscheidend für die fördertechnische und wirtschaftliche Einstufung eines Erdgasreservoirs sind (Blum 2011). Aus den gewonnenen Daten kann in einem nächsten Schritt ein geologisches 3-D-Modell erstellt werden, das mit Hilfe von 2-D-Seismik und einer Erkundungsbohrung verifiziert und verdichtet werden soll, sofern die Testergebnisse aus den vorhergegangenen Laborversuchen ein förderbares Erdgasreservoir vermuten lassen. Derzeit sehen die Arbeitsprogramme der verliehenen Erlaubnisfelder keine Tiefbohrungen oder Stimulationsverfahren vor. (Wintershall 2011)

6.4 Stand der Bohrtechnik

6.4.1 Komponenten

6.4.1.1 Bohrplatz und Nebenanlagen

Zentrales Element eines Bohrplatzes ist der Bohrturm mit seinem Bohrkeller und den dazugehörigen Fundamenten. Zusätzlich werden noch weitere Anlagen sowie eine umfangreiche Infrastruktur benötigt. Hierzu gehören sowohl Speicherbecken und Lagerbehälter als auch Verkehrswege und Stellplätze für Lkw/Pkw sowie Wohn- und Sanitäranlagen (siehe Abb. 6.7).



Abb. 6.7: Bohrplatz mit Nebeneinrichtungen (Schneble et al. 2011)

Die wesentlichen Komponenten eines Bohrplatzes werden im Folgenden aufgeführt (Buja 2011):

- Bohrturm
- Bohrkeller und Bohrturmfundamente
- Abwasser- und Regenrückhaltebecken
- Wasseraufbereitungseinrichtungen
- Tanklager, Speicherbehälter und Materialsilos
- Transportleitungen
- Tank-, Misch- und Messeinrichtungen für Spülungssysteme
- Magazine und Materiallagerplätze
- Gestängelager
- Werkstatt
- Zufahrten für die Ver- und Entsorgungsfahrzeuge
- Sozialräume und Sanitäreinrichtungen
- Wohnlager
- Parkplätze

Die benötigte Größe des Bohrplatzes variiert abhängig von der eingesetzten Bohranlage, der geplanten Anzahl der Bohrungen sowie von möglichen Auflagen der Aufsichtsbehörden. Clusterbohrplätze haben einen wesentlich höheren Platzbedarf als Bohrplätze für eine einzelne Bohrung (7.000-10.000 m² für den Bohrplatz und 1.000-2.000 m² für Nebenanlagen, nach Angaben des InfoDialog Fracking). Kleine oder mobile Bohranlagen haben einen wesentlich geringeren Platzbedarf (ca. 3.000 m²) als die aktuell in der Tiefbohrtechnik eingesetzten stationären Anlagen (ca. 6.000 m²).

Heutzutage sind Onshore-Bohranlagen in Betrieb, deren zulässige Hakenlasten die 1.000 t-Grenze übersteigen. Für die klassischen Erdgas-Bohrungen, wie sie in NRW zu erwarten sind, werden Anlagen,

die sich im Bereich 450 Tonnen bis knapp 700 Tonnen maximale Hakenausnahmelast bewegen, zum Einsatz kommen. Für den Bohrplatz bedeuten die hohen Lasten, dass die Fundamente des Bohrturms entsprechend ausgelegt und bemessen werden müssen. So besteht der Wassergefährdungsklassenbereich (WGK-Bereich, s. nachfolgende Erläuterungen) der Bohrung Goldenstedt Z21 aus einem Sandunterbau und einer 15 cm dicken Schicht aus einem Mineralgemisch. Darüber wurde eine 0,3 mm starke PE-Folie verlegt. Den Abschluss bildet eine Stahlbetonschicht mit einer Stärke von 15 cm. Diese Angaben wurden vom Betreiber der Anlage bei einem Besuch der Gutachter gemacht. Die restliche Fläche des Bohrplatzes wird entsprechend ihren aufliegenden Lasten befestigt. Fundamente wie beim Bohrturm sind in der Regel nicht erforderlich. (Buja 2011)

Gesetzliche Bestimmungen und Vorschriften, unter die eine Einrichtung von Bohrplätzen fällt, werden unter anderem durch das Bundesberggesetz (BBergG), das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) sowie die Wassergesetze der Länder (LWG), das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und die Länderverordnungen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe, VAWS) definiert. Die konkreten Vorgaben für die Auslegung und den Bau des Bohrplatzes werden im Rahmen des Betriebsplanverfahrens durch die zuständigen Aufsichtsbehörden festgelegt. Weitere Vorgaben ergeben sich beispielsweise auch aus der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm).

Durch den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) wurden Richtlinien und Leitfäden erarbeitet, die die Mindestanforderungen an Bohrplätze beschreiben und die als Konkretisierungshilfe der bestehenden gesetzlichen Bestimmungen dienen. Besonderer Wert wird dabei auf den Gewässerschutz gelegt. Auch die Berücksichtigung von Flucht- und Rettungswegen ist von fundamentaler Bedeutung. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf den WEG-Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“, veröffentlicht im August des Jahres 2006 (WEG 2006a).

Im Rahmen der Bohr- und Frack-Arbeiten werden Flüssigkeiten eingesetzt, die als wassergefährdend eingestuft sind. Der Bohrplatz muss daher versiegelt werden, um zu gewährleisten, dass keine wassergefährdenden Flüssigkeiten mit dem Boden in Kontakt kommen können. Dazu wird der Bohrplatz hinsichtlich der Wassergefährdung in zwei unterschiedliche Bereiche unterteilt: Den Wassergefährdungsklassenbereich (WGK-Bereich) und die sonstigen Bereiche (siehe Abb. 6.8).

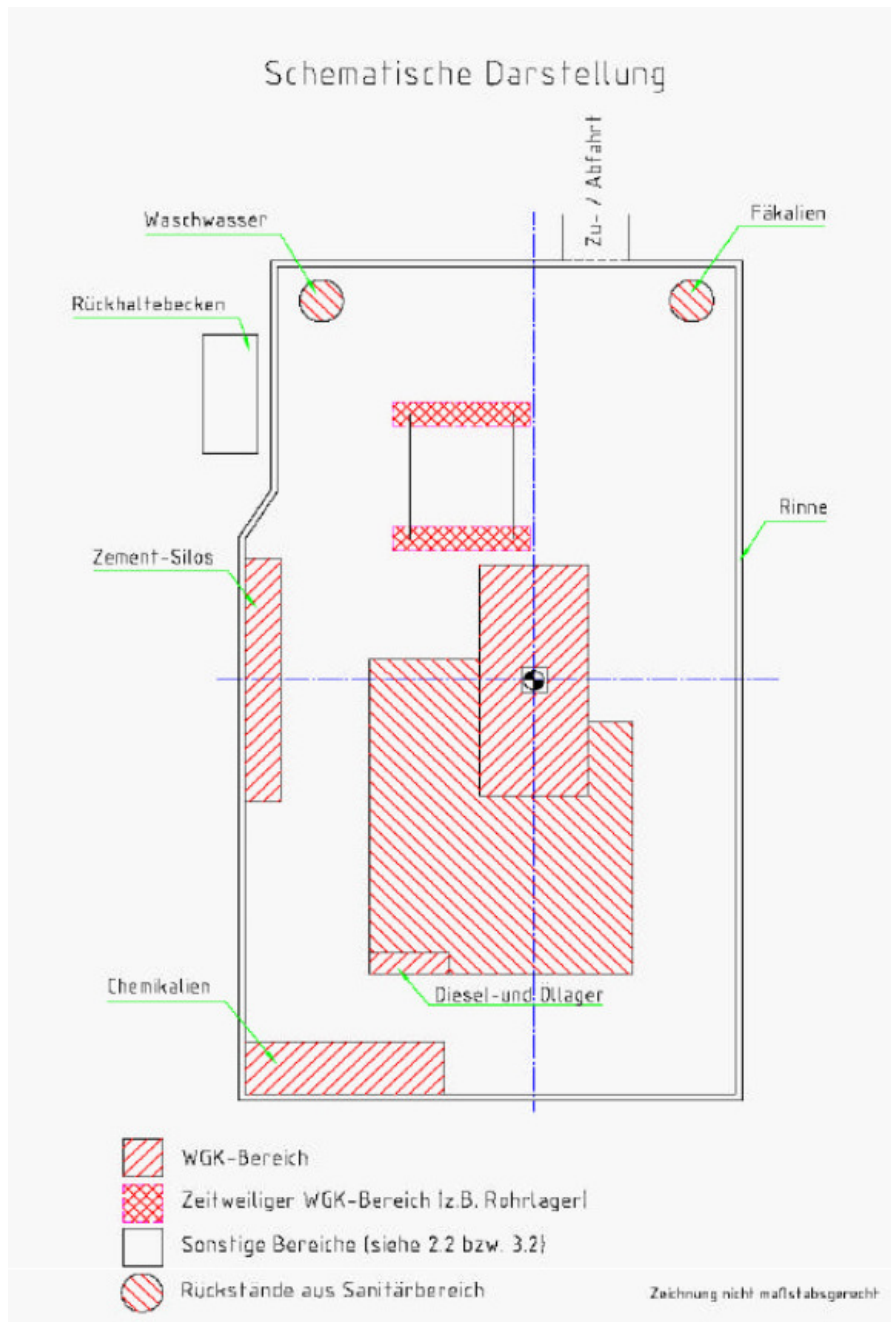


Abb. 6.8: Gestaltung des Bohrplatzes (WEG 2006a)

Zu dem WGK-Bereich werden unter anderem der Bohrturmunterbau mit Bohrkeller und die Maschinenstellfläche gezählt, aber auch das Dieselöllager und die Lagerbereiche für die beim Fracking eingesetzten Stoffe und Gemische. Im WGK-Bereich wird der Bohrplatz betoniert und mit einem separaten Rinnen- und Kanalsystem ausgestattet, um das Niederschlagswasser und sonstige Flüssigkeiten aufzufangen und in ein separates Auffangbecken abzuleiten. Die Regenrückhaltebecken sollten mit einer HDPE-Folie ausgelegt und in ihrer Gesamtheit aus Beton sein. Das Auffangbecken für die sonstigen Bereiche sollte baulich von dem Regenrückhaltebecken getrennt sein. Die Be-

messung der Größe der Regenrückhaltebecken basiert auf dem DWA-Regelwerk „Arbeitsblatt DWA-A 117: Bemessung von Regenrückhalteräume“ (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.). Zudem sollten die Regenrückhaltebecken mit entsprechenden Filtern in ihren Zuläufen ausgestattet sein, wie zum Beispiel Ölabscheider und Aktivkohlefiltern. Die anfallenden Wässer werden durch Fachunternehmen entsorgt. Dabei erfolgen bei jedem Abtransport eine Analyse der Wässer sowie die Einlagerung einer Rückstellprobe.

Maßnahmen zur Begrenzung von Störfällen durch Überschwemmung, Grundwasseranstieg, Hagelschlag, Schnee- und Eislasten und damit Vermeidung von Schadstoffausbreitung werden in der technischen Regel für Anlagensicherheit (TRAS 310) vorgestellt. Die durch die Kommission für Anlagensicherheit (KAS) erstellte TRAS 310 dient der Konkretisierung der Eigenverantwortung von Betreibern für Betriebsbereiche auf Basis der Störfall-Verordnung (StörfallV). Zudem werden in der TRAS 310 Maßnahmen beschrieben, die sich aus der Auslegung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) ergeben. Beispielsweise wird auf einem Bohrplatz das Maschinenfundament zusätzlich abgesenkt, um sicherzustellen, dass bei einem Starkregenereignis keine Flüssigkeiten in die anderen Bereiche fließen können. Zudem stellt es eine zusätzliche Sicherheit zum Speichervolumen des Regenrückhaltebeckens dar. Von der Kommission für Anlagensicherheit wurden noch weitere Leitfäden zur Verbesserung der Anlagensicherheit erstellt. Mit dem KAS-20 wird zum Beispiel ein Leitfaden zur Verhinderung von Störfällen und zum Sicherheitsmanagement gegeben. Dieser Leitfaden ersetzt die Leitfäden SFK-GS-23 und SFK-GS-24 des Vorgängergremiums Störfall-Kommission (SFK).

Um im Fall eines Brandes eines Lagers für wassergefährdende Stoffe zu gewährleisten, dass das verwendete und dadurch verunreinigte Löschwasser zurückgehalten und ordnungsgemäß entsorgt werden kann, sollten Bohrplätze mit einer Löschwasser-Rückhalteinrichtung ausgestattet sein, die nach der Löschwasser-Rückhalte-Richtlinie (Lö-RüRL) bemessen wurde. Boden und Wände von Löschwasser-Rückhalteinrichtungen müssen bis zum Zeitpunkt der Entsorgung ausreichend dicht sein. Dies gilt als erfüllt, falls beispielsweise Stahl oder wasserundurchlässiger Beton nach DIN 1045 mit einer Materialdicke von 20 cm verwendet wird. Alternativ zu einer separaten Löschwasser-Rückhalteinrichtung könnten auch die Regenrückhaltebecken dementsprechend größer dimensioniert werden.

Bei einer Tiefbohrung handelt es sich in der Regel um eine Maßnahme, die weniger als sechs Monate in Anspruch nimmt, daher müssen die technischen Regeln zur VAwS nicht angewendet werden. Bei einer längeren Nutzung des Bohrplatzes, zum Beispiel als Clusterbohrplatz, muss geprüft werden, ob die technischen Regeln zur VAwS angewendet werden müssen. Allerdings wird im WGK-Bereich die

Fläche hinsichtlich der DafStb-Richtlinie „Wasserundurchlässige Bauwerke aus Beton“ beziehungsweise der DafStb-Richtlinie „Betonbau beim Umgang mit wassergefährdenden Stoffen“ als wasserundurchlässige Fläche angelegt (siehe Abb. 6.9).



Abb. 6.9: Bohrplätze mit Fundament für den Bohrturm (Geothermische Kraftwerksgesellschaft Traunreut mbH 2012, ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2011a)

In den sonstigen Bereichen, zu denen unter anderem die Verkehrsflächen, die Stellflächen für die diversen benötigten Container (Büro, Werkstatt) und das Rohrlager zählen, ist eine komplette Betonierung nicht erforderlich. Es sollte allerdings eine der geplanten Nutzung entsprechende, ausreichende Befestigung der Flächen erfolgen. In diesem Bereich reicht meist eine Asphaltdecke für die Aufnahme der Auflasten (Lkw, Werkstatt-Container) aus. Die sonstigen Verkehrswege und die Parkplätze sind oft nur geschottert. In Abbildung 6.9 (rechts) sind deutlich die zuvor beschriebenen Bereiche zu erkennen. Der WGK-Bereich mit seiner Stahlbetondecke erscheint sehr hell, ihn umgibt ein dunkler Bereich, der asphaltiert ist. Die Zufahrt, Parkplätze und peripheren Verkehrswege sind geschottert.

Werden bei den sonstigen Bereichen ebenfalls Flächen wasserundurchlässig angelegt, so muss gewährleistet werden, dass das Niederschlagswasser abfließen kann. Die technische Realisierung erfolgt über ein Gefälle, bestenfalls zum Bohrplatzrand hin, von wo es dann über ein Rinnensystem in weiteres separates Rückhaltebecken geleitet wird. Bei einer kompletten Versiegelung der sonstigen Bereiche verhindert eine Kombination aus Rinnensystem und Rückhaltebecken zusätzlich ein Unterspülen des Platzes beziehungsweise ein Böschungsabspülen.

Nach Einleitung in das Rückhaltebecken kann das unbelastete Oberflächenwasser der sonstigen Bereiche über einen Absperrschieber in einen vorhandenen Vorfluter abgeleitet werden. Bei geeigneten Bodenverhältnissen ist auch eine Versickerung vor Ort möglich. Jegliche Ableitung beziehungsweise Versickerung ist mit der Bergbehörde abzuklären und gegebenenfalls wasserrechtlich zu genehmigen. Ist eine entsprechende Einleitung beziehungsweise Versickerung nicht möglich, muss ein Fachbetrieb die anfallenden Wässer entsorgen.

Wird im Bereich des Rohrlagers mit wassergefährdenden Stoffen gearbeitet (zum Beispiel Fetten von Muffen und Zapfen), muss gewährleistet werden, dass die Stoffe nicht in den Boden eindringen können. Dieses erfolgt beispielsweise über den Einsatz von Wannen und Folien.

Es kann vorkommen, dass in den sonstigen Bereichen zusätzliche Maschinen installiert oder Lagerbereiche geschaffen werden, die zu einer Gefährdung des Grundwassers führen. Diese Bereiche müssen als WGK-Bereiche betrachtet und dementsprechend konstruktiv gestaltet werden.

Weiterhin ist bei der Bohrplatzgestaltung zu berücksichtigen, dass Schmutzwässer (Waschwasser, Fäkalien etc.) aus den Wohn- und Arbeitscontainern entweder in die Abwasserkanalisation geleitet oder in Auffangbehältern gesammelt und anschließend durch Fachunternehmen entsorgt werden. Bei Anwendung ölbasischer Spülung kann durch den Einsatz zusätzlicher Öl-Wasser-Abscheider die Menge an zu entsorgenden, ölkontaminierten Flüssigkeiten reduziert werden. (WEG 2006a)

Der Bohrplatz sollte so dimensioniert sein, dass auch die Anlagen für eine mögliche Stimulation der Lagerstätte im WGK-Bereich installiert werden können (siehe Abb. 6.10).



Abb. 6.10: Bohrplatz mit Neben- und Frack-Einrichtungen (Osterath 2011)

Die Herstellungszeit eines Bohrplatzes ist stark von seiner Größe und späteren Funktion abhängig. Für die Herrichtung eines Standard-Bohrplatzes werden nach Angaben von ExxonMobil circa zwei bis drei Monate gebraucht. Die Bauarbeiten erfolgen im Ein- oder Zweischichtbetrieb von Montag bis Samstag. Nach Fertigstellung des Bohrplatzes erfolgen eine technische Abnahme der Fundamente des zukünftigen Bohrturms sowie eine wasserrechtliche Abnahme des gesamten Bohrplatzes inklusive einer Dichtigkeitsprüfung der Rohr-

leitungen (Druckprüfung) und des Kanalsystems. Für das Aufstellen des Bohrturms werden weitere zehn Tage benötigt. Am Bohrturm ist immer ein Windsack angebracht, um die aktuelle Windrichtung und –stärke abschätzen zu können. Weitere Windsäcke sollten an exponierten Stellen aufgestellt werden, damit im Notfall immer eine Flucht entgegen der Windrichtung möglich ist.

Im Rahmen der aktuellen Technikentwicklung kristallisiert sich die vermehrte Installation von elektrischer Leistung auf dem Bohrplatz heraus, so dass der Einsatz von Verbrennungsmotoren und somit auch der Transport und die Lagerung von Treibstoff zum beziehungsweise auf den Bohrplatz in Zukunft minimiert werden kann.

6.4.1.2 Verkehrswege

Neben dem Bohrplatz selbst sind auch die Verkehrswege um den Bohrplatz herum von hoher Bedeutung. Alle Zuwege zum Bohrplatz sollten eine ausreichende Breite und eine hohe Standfestigkeit aufweisen, da mit einem erheblichen Verkehrsaufkommen an Lkw zu rechnen ist. Die Zuwege sollten daher mindestens 5,50 m breit sein, davon 3,50 m mit einer Asphaltdecke befestigt (Buja 2011). Sollten die Zuwege nicht entsprechend ausgebaut werden können, muss wenigstens eine angemessen große Anzahl von Ausweichbuchten gebaut werden, um eine reibungslose Verkehrsführung um den Bohrplatz sicherzustellen.

Die befahrenen Bereiche sind außerdem für die zu erwartenden Beanspruchungen auszulegen. Diese Beanspruchungen sind aufgrund der Tatsache, dass für jede Bohrung inklusive Stimulationsbehandlung bis zu 1300 Lkw zum Bohrplatz und zurück fahren müssen, sehr hoch. Zusätzlich handelt es sich bei vielen der Transporter um Schwerlastkraftwagen, die besonders hohe Ansprüche an die Fahrbahnbeschaffenheit stellen (ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2011b). Für den Aufbau des Bohrplatzes handelt es sich um (Buja 2011):

- Tieflader (Baustelleneinrichtung, Aufbau von Containern und Maschinen, etc.)
- Sattelzüge (An- und Abtransport von Sand, etc.)
- Sonstige Lkw (An- und Abtransport von Baustoffen, Betonpumpe, Müll, etc.)
- Spezialfahrzeuge (Autokran, Kehrmaschine, Saugwagen)
- Mannschaftsfahrzeuge, Pritschen, Pkw

In der Regel werden zwei Zufahrten an der Längsseite des Bohrplatzes eingerichtet. Im Bereich dieser Zufahrten sollten Ausweich- und Haltemöglichkeiten verbreitert werden, damit Versorgungsfahrzeuge dort abgestellt werden können. Dadurch wird eine reibungslose An- und Abfahrt sichergestellt, da bei einem Frack-Vorgang oftmals mehrere hundert Lastwagenfahrten in einem verhältnismäßig kurzen Zeitintervall benötigt werden. (Buja 2011)

Nach den Richtlinien für integrierte Netzgestaltung (RIN 2008) empfiehlt sich für die Verkehrswege im Bereich des Bohrplatzes eine Landstraße der Kategorie LS IV (Nahbereichsstraße) oder LS V (Anbindungsstraße). Die Querschnitte der Straßen werden in Entwurfsklassen (EKL) gegliedert. Es gibt vier verschiedene Entwurfsklassen, von 2-spurigen Landstraßen der EKL 1 bis zu 1-spurigen Straßen der EKL 4. Für die Zufahrt zum Bohrplatz empfiehlt sich eine Straße der Entwurfsklasse 4. Es handelt sich dabei um eine einspurige Straße mit einer Breite von 9 Metern, wovon 6 Meter asphaltiert sind. Dies ist genug Platz für den aufkommenden Lkw-Verkehr und behindert gleichzeitig nicht den landwirtschaftlichen Betrieb um den Bohrplatz.

Bei der Planung der Verkehrswege muss eine geeignete Abfahrtsmöglichkeit vom öffentlichen Straßen- und Wegenetz gesucht werden, die nicht unbedingt in optimaler Nähe zum Bohrplatz liegen muss. Die Verkehrswege sollten beispielsweise die landwirtschaftliche Nutzung nicht beeinträchtigen. Das hat zur Folge, dass die Straßen nicht immer geradlinig verlaufen, da Felder umfahren werden. Bei der Planung der Straßenführung sollte außerdem die Gemeinde mit einbezogen werden, um eine spätere öffentliche Nutzung der Verkehrswege zu ermöglichen. Oftmals wird die Straßenführung direkt von der Gemeinde vorgegeben. Durch diese Umstände können die Zufahrtswege zum Bohrplatz eine erhebliche Länge erreichen. (Buja 2011)

Parkplätze für die Mitarbeiter und Besucher der Bohrung sollten in der Nähe der Zufahrt am Rande des Bohrplatzes in ausreichender Anzahl vorgehalten werden. Auch müssen Flucht- und Rettungswege geschaffen werden, so dass jeder Punkt auf dem Bohrplatz jederzeit für das Rettungsfachpersonal frei zugänglich ist. (Buja 2011)

6.4.1.3 Speicherbecken vor Ort und Lagerbehälter

Wichtiger Teil der Infrastruktur von Bohrplätzen sind Speicherbecken und Lagerbehälter (siehe Abb. 6.11). Zum einen muss die Bohrspülung in ausreichender Menge vorgehalten werden, um einen störungsfreien Betrieb der Bohranlage garantieren zu können. Zum anderen müssen die diversen Additive für die Bohrspülung und die Frack-Flüssigkeit sicher auf dem Bohrplatz gelagert werden. Auch das für den Frack-Prozess benötigte Wasser muss vor der Weiterbehandlung zwischengelagert werden.

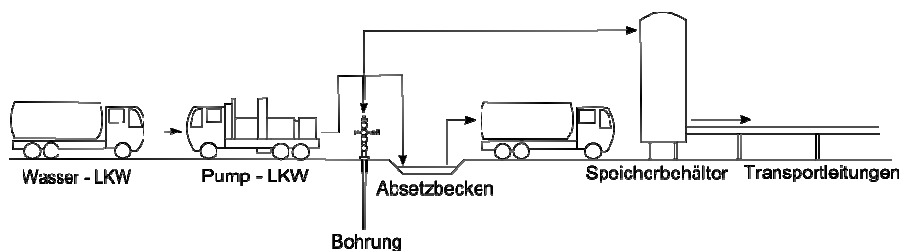


Abb. 6.11: Speicherbecken und Lagerbehälter

Die Bohrspülung zirkuliert während des Bohrvorganges in einem geschlossenen Kreislauf (siehe Abb. 6.12). Die Spülung wird in den Bohrstrang eingepumpt, nimmt am Bohrwerkzeug das Bohrklein, die sogenannten Cuttings auf, und steigt anschließend mit den Cuttings beladen durch den Ringraum wieder nach oben auf. Über Tage wird die Spülung wieder aufbereitet, also von allen unerwünschten Bestandteilen gereinigt und für den nächsten Spülvorgang mit den entsprechenden Zusätzen konditioniert, bevor sie wieder in das Bohrloch eingeleitet wird. Teil dieses Spülkreislaufes sind Speicherbehälter, in denen die mit Bohrklein (Cuttings) beladene Spülung zwischengelagert wird, bis sich das Bohrklein abgesetzt hat und Spültanks, in denen die Spülung vorgehalten wird. (Sauter et al 2011)

Die Absetzbecken können in Abhängigkeit der zirkulierten Spülmengenmenge entweder als Spülteich oder als Teil einer Separationsanlage ausgeführt werden. Bei großen Spülvolumina werden sehr große Spülteiche benötigt, die auf dem begrenzten Bohrplatz viel Fläche beanspruchen. Anstelle der Spülteiche kann auch eine Separationsanlage, bestehend aus Kombinationen von Sieben als Vorabscheider und Hydrozyklonen sowie Zentrifugen und Flockungsstationen für die Abtrennung feiner Bestandteile, verwendet werden. Diese Anlage verfügt über mehrere Zwischenspeicher, in denen die Spülflüssigkeit gelagert werden kann, bevor sie dem nächsten Verfahrensschritt zugeführt wird. Diese Zwischenspeicher dienen genau wie die Spülteiche der Sedimentation. (Elbe 2003)

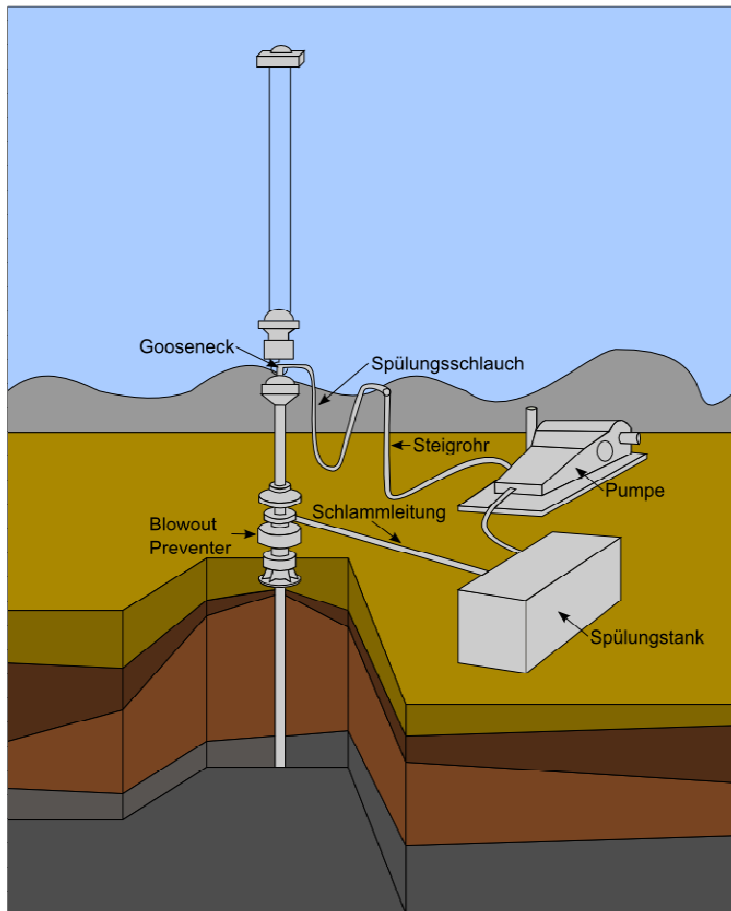


Abb. 6.12: Spülungskreislauf (Moore 1981)

Hat die Spülflüssigkeit die Separationsanlage durchlaufen, wird sie wieder in die Spültanks und damit in den Spülungskreislauf eingeleitet. Zum Bohren wird in der Regel eine Spülung auf Wasserbasis verwendet. Zur Wirksamkeitsverbesserung können der Spülung aber Zuschlagstoffe beigesetzt werden, um beispielsweise die Dichte oder auch die Viskosität zu erhöhen.

Die Zuschlagstoffe werden teilweise zu den wassergefährdenden Stoffen gezählt. Daher fallen die Speicheranlagen unter § 62 des Wasserhaushaltsgesetz (WHG): „Anlagen zum Lagern wassergefährdender Stoffe im Bereich der gewerblichen Wirtschaft und im Bereich öffentlicher Einrichtungen müssen so beschaffen sein und so errichtet, unterhalten, betrieben und stillgelegt werden, dass eine nachteilige Veränderung der Eigenschaften von Gewässern nicht zu besorgen ist (WHG 2009).“ Werden die Tankbehälter (siehe Abb. 6.13) zudem länger als ein halbes Jahr an einem Ort zu einem bestimmten Zweck genutzt, so müssen sie auch den Anforderungen der Länderverordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS) genügen. Dazu gehört, dass erstens die Anlagen dicht, standsicher und gegen die zu erwartenden mechanischen, thermischen und chemischen Einflüsse hinreichend widerstandsfähig sind, zweitens die Undichthei-

ten aller Anlagenteile, die mit wassergefährdenden Stoffen in Berührung stehen, schnell und zuverlässig erkennbar sind und drittens austretende wassergefährdende Stoffe schnell und zuverlässig erkannt und zurückgehalten werden. Sind die Anlagen nicht doppelwandig und mit einem Leckanzeigegerät versehen, so müssen sie mit einem dichten und beständigen Auffangraum ausgerüstet werden. (Länderverordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen 2004)



Abb. 6.13: Speicherbehälter nach DIN 6618 (http://www.barth-tank.de/img/content/used_products/1211_1_.jpg)

Die Sicherheitsvorkehrungen variieren je nach Wassergefährdungsklasse von eins (schwach wassergefährdend), der niedrigsten, bis drei, der höchsten Wassergefährdungsklasse. Wurden vom Hersteller bezüglich der Gefährdung der jeweiligen Stoffe keine Angaben gemacht, so müssen die Anlagen auf die Wassergefährdungsklasse 3 hin ausgelegt werden. (Umweltbundesamt 2011)

Gemäß DIN 6616 können für die oberirdische Lagerung wassergefährdender, brennbarer und nichtbrennbarer Flüssigkeiten ohne besondere Schutzmaßnahmen sowohl einwandige als auch doppelwandige liegende zylindrische Behälter aus Stahl verwendet werden. Der Inhalt kann von 1 bis 100 m³ variieren. Die Standarddurchmesser liegen bei 1.600, 2.000, 2.500 und 2.900 mm (Deutsches Institut für Normung e.V.(b)). Für ein- und doppelwandige stehende zylindrische

Behälter aus Stahl kommt die DIN 6618 zu tragen (Deutsches Institut für Normung e.V.(c)). Die Angaben zu Inhalt und Durchmesser entsprechen denen in der DIN 6616 (Deutsches Institut für Normung e.V.(b)).

Nach Abschluss der Bohrarbeiten wird die Produktionsverrohrung eingebracht und im Bereich der Erdgaslagerstätte perforiert. Zu Stimulationszwecken wird unter Druck ein Fluid eingepumpt. Das Frack-Fluid besteht vor allem aus Wasser und Sand. Es werden aber auch noch andere Additive benötigt, um einen erfolgreichen Frack-Vorgang zu gewährleisten. Die häufigsten Zusätze sind BTEX Chemikalien, Methanol, Propylalkohol, Aromate, Benzene, Naphthalene, Säuren, Chloride und Biozide (US EPA 2011). Die für das Fracking benötigten Additive werden in der Regel in Tankbehältern auf dem Bohrplatz gelagert (Umweltbundesamt 2011). Da die Additive zu den wassergefährdenden Stoffen gezählt werden, fallen die Speicheranlagen ebenfalls unter § 62 des Wasserhaushaltsgesetz (WHG).

Aus dem Einsatz der Frack-Technik resultiert ein hoher Wasserbedarf. Das Tyndall Centre for Climate Change Research mit Sitz in Norwich, UK, schätzt, dass der Wasserbedarf pro Bohrloch von 9 bis 29 Millionen Litern variieren kann (Tyndall Centre 2011). Diese großen Wassermengen müssen am Bohrplatz vorgehalten werden. In ländlichen Gegenden können dazu Speicherbecken verwendet werden, um Frischwasser für das Bohren und Fracking bereitzustellen. Speicherbecken sind offene Becken, die zur Wasserspeicherung künstlich angelegt werden. Die Größe variiert je nach benötigter Wassermenge. In eher urbanen Gegenden sind derart großflächige Speichermöglichkeiten nicht realisierbar, daher muss auf alternative Speichermöglichkeiten wie zum Beispiel Speichertanks ausgewichen werden (Umweltbundesamt 2011). In den USA werden für das Frack-Wasser in der Regel Stahltanks mit einem Fassungsvermögen von 75.000 l verwendet, die mehrfach während des Frack-Vorgangs wieder befüllt werden. (US EPA 2011)

Zusätzlich zu den Additiven und dem benötigtem Frischwasser muss auch der Flowback vor Ort vor einer anschließenden Weiterbehandlung gespeichert werden. Der Flowback besteht aus dem Frack-Fluid, das aus der Lagerstätte zurückgepumpt wird, sowie aus Lagerstättenwasser. Er wird zusammen mit dem Erdgas gefördert und über Tage durch Trocknung vom Erdgas abgetrennt (ExxonMobil 2011). Das Volumen des Flowback hängt von der Art der Lagerstätte ab. In den USA beläuft sich das Volumen des Flowback bei Schiefergas-Lagerstätten auf 9 – 35 % der eingepressten Flüssigkeit. Das entspricht einer Wassermenge von 1 bis 10 Millionen Litern pro Frack. (European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011)

Bei Kohleflözgas-Lagerstätten ist das Erdgas anders als in konventionellen Erdgas-Lagerstätten zum größten Teil an die Oberfläche der

Kohle adsorbiert. Um eine Erdgasförderung zu ermöglichen, ist eine Druckabsenkung durch Entwässerung erforderlich. Daher werden in der Regel zu Beginn große Wassermengen gefördert, bis der Druck in der Lagerstätte abgebaut ist (ExxonMobil 2012). In den USA beläuft sich das Volumen des Flowback in Kohleflözgas-Lagerstätten auf durchschnittlich 45.500 Liter pro Tag und Bohrloch (Flynn 2004). Es können bis zu 61 % des Frack-Fluids wieder zutage gefördert werden (EPA 2004).

Der Flowback ist in der Regel hoch mineralisiert und kann lagerstättenspezifisch auch natürlich vorkommende radioaktiven Stoffe (NORM) enthalten. Es muss daher als wassergefährdender Stoff betrachtet werden und dementsprechend gelagert und weiterbehandelt werden (Umweltbundesamt 2011). Zum Zwecke der Lagerung muss, ebenso wie bei den Additiven und Zuschlagstoffen für die Bohrspülung, § 62 des Wasserhaushaltsgesetzes und bei entsprechend langer Lagerung die Länderverordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen eingehalten werden.

In den USA werden durchschnittlich von jedem Kubikmeter Lagerstättenwasser etwa 0,5 ml als radioaktiver Sondermüll entsorgt (European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011). Die Verfahrensweisen bei natürlich vorkommenden radioaktiven Stoffen in Deutschland sind im Kapitel 3 der „Verordnung über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlen“ (StrlSchV) geregelt. (StrlSchV 2001)

6.4.1.4 Transportleitungen

Auf dem Bohrplatz sind Transportleitungen für die beim Bohren und beim Fracking benötigten Fluide und Additive vorhanden. Des Weiteren werden für den späteren Gewinnungsbetrieb Erdgastransportleitungen und ggf. auch Lagerstättenwassertransportleitungen vom Bohrplatz zu Sammeleinrichtungen außerhalb des Bohrplatzes errichtet.

Für den Transport von Additiven auf dem Bohrplatz zum Bohrloch gelten, genau wie für die Lagerung, die Vorgaben des § 62 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) für den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen: Transportleitungen „(...) müssen so beschaffen sein und so errichtet, unterhalten, betrieben und stillgelegt werden, dass eine nachteilige Veränderung der Eigenschaften von Gewässern nicht zu besorgen ist“ (WHG 2009).

In Nordrhein-Westfalen ist die Beförderung von wassergefährdenden Stoffen durch § 3 Abs. 3, 5-13 der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (VAwS) Nordrhein-Westfalen geregelt. Es gibt zurzeit noch keine einheitliche bundesweite Regelung. „Bei oberirdischen Rohrleitungen

zur Beförderung von Stoffen der WGK 1 (...) mit einem Anlagenvolumen bis einschließlich 50 m³ werden an die Befestigung und Abdichtung der Bodenflächen sowie an das Rückhaltevolumen keine Anforderungen gestellt. Für oberirdische Rohrleitungen zur Beförderung von Stoffen der WGK 2 und 3 können die Anforderungen an die Befestigung und Abdichtung von Bodenflächen sowie an das Rückhaltevolumen (...) durch Anforderungen an Maßnahmen organisatorischer und/oder technischer Art ersetzt werden, die aus einer Gefährdungsabschätzung hervorgehen. Einwandige unterirdische Rohrleitungen sind nur zulässig, wenn sie in Schutzrohren verlegt, als Saugleitung ausgebildet sind oder einen gleichwertigen technischen Aufbau besitzen“ (Länderverordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen 2004).

Um bei dem Transport wassergefährdender Medien zu gewährleisten, dass Austritte erkannt und zurückgehalten werden, bietet sich der Einsatz von doppelwandigen Kunststoffrohrsystemen an (Kaul 2007). Vorteile von Kunststoffrohrleitungen liegen vor allem in ihrer hohen mechanischen Belastbarkeit, ihrer sehr guten chemischen Widerstandsfähigkeit, ihrer hohen Korrosionsbeständigkeit und ihrer sehr guten Abrasionsbeständigkeit. Rohrleitungen aus traditionellen Rohrleitungswerkstoffen wie zum Beispiel Edelstahl sind wesentlich korrosionsanfälliger und weniger beständig gegenüber Chemikalien. Auch in der Installation sind Kunststoffrohre durch ihre schnelle und einfache Montagemöglichkeit vorteilhafter. (Lesch 2010)

Allerdings ist darauf zu achten, dass PET-Rohrleitungen für den Transport von BTEX-haltigen (Lagerstätten-)Fluiden nicht geeignet sind. So ist es zum Beispiel in Niedersachsen zum Austritt von BTEX-Aromaten und Quecksilber aus einer PET-Feldleitung gekommen, weil die chemischen Verbindungen durch das PET-Rohr diffundiert sind. Nach einer Stellungnahme der Bezirksregierung Arnsberg zur Öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 31.05.2011 (Drucksache 15/1190) zu diesen Vorkommnissen, kommen zurzeit in NRW nur Stahlverrohrungen für den Transport von Lagerstättenwasser zum Einsatz.

Für den Erdgastransport auf dem Bohrplatz kommen Rohrleitungssysteme sowohl aus Stahl als auch aus Polyethylen (PE) in Frage. Die Anforderungen an PE-Rohre für den Erdgastransport werden durch die DIN EN 1555 und die DIN 8074 festgelegt. Der maximale Betriebsdruck (MOP) darf 10 bar nicht überschreiten (Deutsches Institut für Normung e.V.(d)). Mit der DIN EN 10216, der DIN EN 10217 sowie der DIN 2470 werden Gasleitungen aus Stahl genormt. Speziell für die Anwendung von Stahlrohren für Rohrleitungstransportsysteme in der Erdöl- und Erdgasindustrie gilt weiterhin noch die DIN EN ISO 3183. Rohre und sonstige Rohrleitungsteile müssen nach den anerkannten Regeln der Technik berechnet, hergestellt und geprüft werden (Deutsches Institut für Normung e.V.(a)).

Mit den Technischen Regeln für Rohrfernleitungsanlagen (TRFL) ist eine weitere Grundlage für die Errichtung, den Betrieb, die Änderung sowie die Prüfung von Rohrfernleitungsanlagen gegeben. Die technischen Regeln gelten zwar nicht für Rohrleitungen, die dem bergrechtlichen Betriebsplanverfahren unterliegen. Sie sollten jedoch als allgemein anerkannte Regel der Technik im Sinne des Bundesberggesetzes (BBergG) angesehen und bei den Planungen berücksichtigt werden. Gemäß den TRFL müssen die Wandungen der Rohre und der sonstigen Leitungsteile den zu erwartenden mechanischen, thermischen und chemischen Beanspruchungen standhalten können und gegen die Fördermedien und deren Dämpfe undurchlässig und beständig sein. Dies sind nicht die einzigen Anforderungen, die an die Rohrleitungen gestellt werden. Sie müssen zusätzlich aus Werkstoffen bestehen, die bei der niedrigsten betriebsbedingten Temperatur eine ausreichende Zähigkeit aufweisen. Außerdem müssen die Leitungen alterungsbeständig sein.

Sofern die Feldleitungen oberirdisch verlegt sind und nicht gegen Flammeneinwirkung geschützt sind, muss der Werkstoff einen ausreichenden Schutz gegen Flammeneinwirkung aufweisen. Diese Anforderungen, die sich auf nichtkorrosive Medien für betriebsbedingte oder witterungsbedingte Temperaturen über 0 °C beziehen, gelten als erfüllt, wenn Rohre nach DIN EN ISO 3183 verbaut werden. Weiterhin dürfen nach TRFL Rohre und Rohrleitungen, die nicht aus Stahl bestehen, nur dann verwendet werden, wenn ihre Eignung für den Einsatz durch ein Gutachten belegt ist. Sofern für ihren Verbau keine technischen Baubestimmungen gelten, darf der Nachweis über ihre Eignung wieder durch ein Gutachten eines Sachverständigen erbracht werden. In diesem Gutachten muss insbesondere bestätigt werden, dass die Rohre und Rohrverbindungen in Hinblick auf Festigkeit und Zeitstandverhalten ausreichend bemessen worden sind.

6.4.1.5 Bohrgestänge

Bohrstrang für vertikale Bohrungen

Der Bohrstrang (siehe Abb. 6.14) hat die Aufgabe, das Bohrwerkzeug mit der übertägigen Bohranlage zu verbinden, um das Drehmoment und die -bewegung zu übertragen, den Meißel zu belasten, die Spülung zu- und abzuleiten, Informationen zu übertragen und um den Wechsel des Bohrwerkzeuges zu ermöglichen. Der Bohrstrang für eine vertikale Bohrung variiert je nach Antriebsart. Die wichtigsten Komponenten sind das Bohrgestänge an sich, die Schwerstangen und der Meißel.

Der Bohrstrang wird durch die Eigenmasse auf Zug, durch die Abweichung der Bohrlochachse aus der Vertikalen auf Biegung und über das vom Drehtisch beziehungsweise Top-Drive übertragene Drehmoment auf Torsion beansprucht. Zusätzlich wird das Bohrgestänge durch die

Spülung mit einem hohen Innendruck belastet und es entstehen Reibkräfte zwischen Bohrlochwand und Bohrgestänge. Die Belastung erfolgt sowohl statisch als auch schwellend und schwingend (dynamisch). Auch wechselnde Belastungen sind nicht unüblich. (Bunger 2007)

Die Antriebseinrichtungen haben die Aufgabe, den Strang anzutreiben und in Rotation zu versetzen, die wiederum auf den Bohrmeißel übertragen wird. Bei der früher gängigsten Rotationseinrichtung handelt es sich um Rotary-Anlagen mit Drehtisch und Kellystange, heutzutage werden insbesondere in der Richtbohrtechnik eher Top-Drive Anlagen oder Direktantriebe verwendet. Teilweise enthalten heutzutage Bohrstränge für vertikale Bohrungen bereits einen Bohrmotor und ein MWD, damit Richtungskorrekturen während des Bohrens vorgenommen werden können. Als Alternative kann auch ein selbststeuerndes Vertikalbohrsystem, das sich mittels Inclinometer selbstständig immer wieder ins Lot korrigiert, verwendet werden.

Auf die Antriebe wird in Abschnitt 6.4.3 noch genauer eingegangen.

Das Bohrgestänge besteht aus nahtlosen Stahlrohren, den sogenannten Drillpipes, mit Verdickungen an den Enden, die als Ansatzpunkte für die Verbinder und Zangen für die Verschraubung dienen. Die Herstellung und Ausführung der Bohrgestänge erfolgt gemäß der American Petroleum Institute (API)-Spezifikationen. Die Länge beträgt in der Regel 30 Fuß (entspricht etwa neun Metern) (Hatzsch 1991). Die einzelnen Bohrgestänge werden untereinander verschraubt.

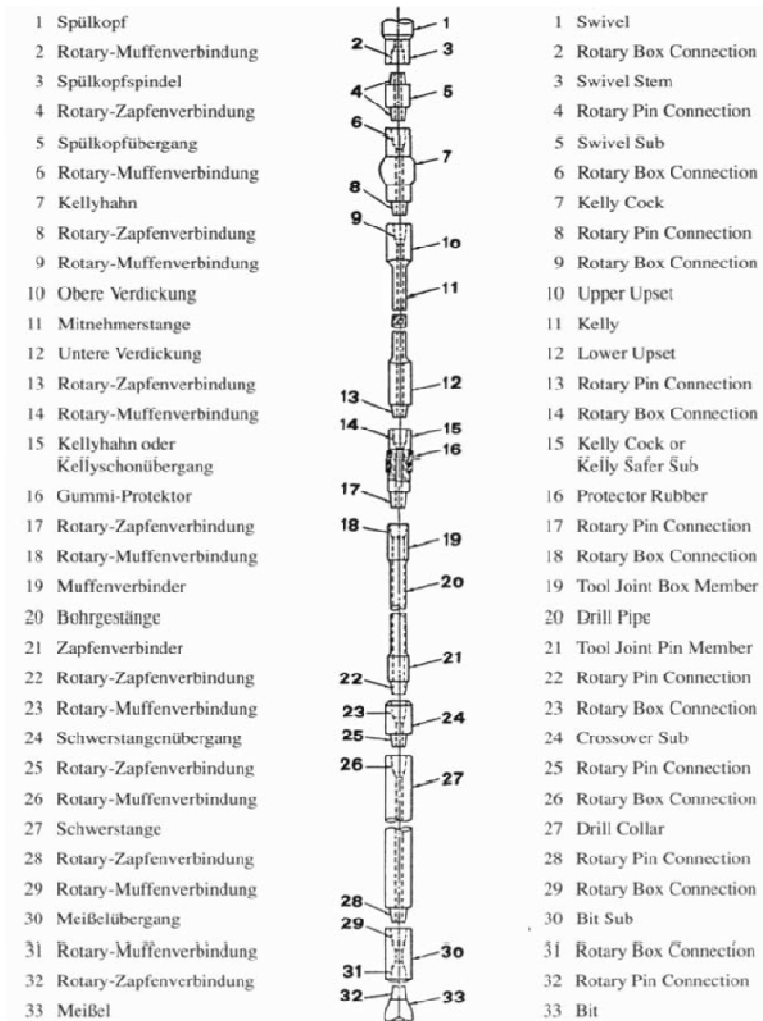


Abb. 6.14: Bohrstrang (Hatzsch 1991)

Um zu gewährleisten, dass der Meißel ausreichend belastet wird, werden Schwerstangen verwendet. Sie zeichnen sich durch sehr hohes Gewicht, bedingt durch eine wesentlich größere Wanddicke, aus, das abhängig vom Durchmesser von 35 – 450 kg/m variieren kann. Die Schwerstangen befinden sich in der Regel direkt über dem Meißel. Zusätzlich zur Belastung des Meißels dienen die Schwerstangen der Zugbelastung des Gestänges, um das Ausknicken des Bohrstrangs zu vermeiden. Daher befindet sich in den Schwerstangen auch der sogenannte neutrale Punkt, an dem die Zugbelastung in die Druckbelastung übergeht. Im Gegensatz zu den normalen Bohrstangen sind die Schwerstangen an ihrem Außendurchmesser nicht glatt, sondern besitzen spiralförmige Einkerbungen, die die Gefahr des Festsetzens des Bohrstrangs in der Bohrung reduzieren. (Bunger 2007)

Gestängeverbinder dienen der Verbindung der einzelnen Drillpipes. Das gebräuchlichste Verfahren, um die Verbinder am Gestänge zu befestigen, ist das Reibschweißverfahren (EN ISO 4063). Die zu ver-

schweißenden Teile werden hierbei relativ zueinander bewegt. Durch die daraus resultierende Reibung wird das Material stark erwärmt, bis es plastifiziert und die beiden Teile zusammengefügt werden können. Der Querschnitt wird durch das Verfahren nicht verändert. Weitere Befestigungsarten sind das Aufschrauben der Verbinder an einem Gestängeende mit Gewinde oder das Aufschumpfen des Verbinders.

Um eine ruhige Betriebsweise zu realisieren und um zu gewährleisten, dass beim Bohrvorgang die gewünschte Richtung beibehalten wird, werden in der Regel im Bereich der Schwerstangen Stabilisatoren eingesetzt. Sie sind in der Lage, auftretende Querschwingungen abzufangen und den Bohrstrang sowohl zu zentrieren als auch zu stabilisieren. (Buja 2011)

Es werden drei grundsätzliche Stabilisatortypen verwendet:

- Rollenstabilisatoren (siehe Abb. 6.15, 2 links)
- Muffen- oder Rotationsstabilisatoren (siehe Abb. 6.15, 2 Mitte)
- Stabilisatoren mit integrierten Stabilisierungselementen (siehe Abb. 6.15, 3 rechts)

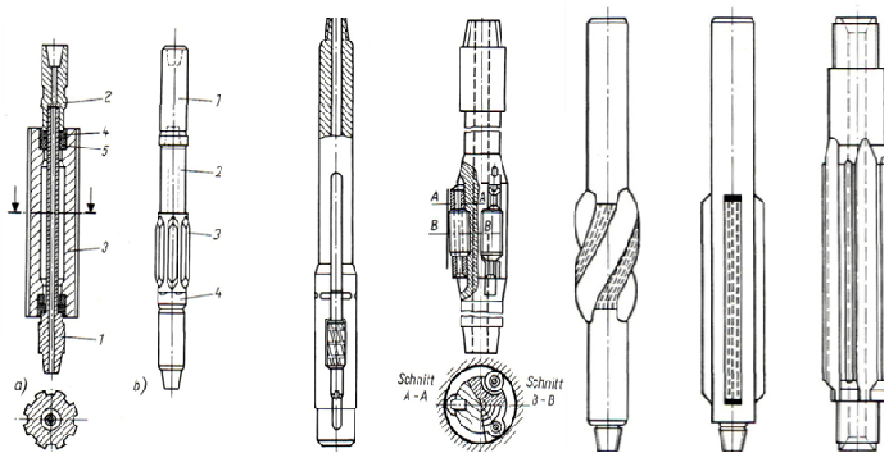


Abb. 6.15: Stabilisatortypen (Buja 2011)

Bohrstrang für gerichtete Bohrungen

Der Bohrstrang für eine gerichtete Bohrung entspricht in den wesentlichen Komponenten dem Bohrstrang einer Vertikalbohrung. Es werden allerdings spezielle Geräte wie beispielweise Steuerköpfe, MWD- und LWD-Systeme (Measurement While Drilling, Logging While Drilling) verwendet, auf die in Kapitel 6.4.1.10 genauer eingegangen wird.

Des Weiteren unterscheidet sich der Einsatz von Schwerstangen bei gerichteten Bohrungen und vertikalen Bohrungen wesentlich voneinander. Bei Horizontalbohrungen ist es nicht möglich, Schwerstangen direkt über dem Bohrmeißel einzusetzen, da sie eine Vorwärtsbewe-

gung in der Horizontalen und damit die Druckbelastung auf den Meißel stark behindern würden. Die Schwerstangen befinden sich daher bei gerichteten Bohrungen im vertikalen Abschnitt der Bohrung, um den Bohrstrang auch weiterhin auf Zug belasten zu können. In stark abgelenkten bzw. horizontalen Bohrungen werden nur im horizontalen Bereich sogenannte Heavy Weight Drill Pipes (HWDP-Stangen) vor dem Meißel eingesetzt. HWDP-Stangen können als leichte Schwerstangen verstanden werden. (Reich 2009)

6.4.1.6 Bohrmeißel

Der Bohrmeißel hat die Aufgabe, das Gestein am Bohrlochtiefsten (Bohrlochsohle) abzutragen und so die Bohrung in die Tiefe voranzutreiben. Die Auswahl des Meißels hängt von mehreren Faktoren ab. Die Härte des Gesteins, die von weich bis hart variieren kann, ist von signifikanter Bedeutung für die Meißelauswahl. Bei weichen Formationen ist beispielsweise eine spanende Arbeitsweise des Meißels erwünscht, wohingegen die Gesteinszerstörung bei harten Formationen hauptsächlich über Druck erfolgt. Des Weiteren sind bindige Schichten wie beispielsweise Ton oder Lehm, bei denen es leicht zum Verkleben des Meißels kommen kann, schwieriger zu durchbohren als feste Gesteine. Auch die Abrasivität, die die Eigenschaft des Gesteins beschreibt, einen Werkzeugverschleiß hervorzurufen, ist zu berücksichtigen. Die Abrasivität variiert hauptsächlich in Abhängigkeit des Quarzgehaltes. Ein letzter wichtiger Faktor ist die Abriebfestigkeit des Gesteins, die einen Kennwert für den Widerstand gegen schleifende und reibende Beanspruchung darstellt. (Thuro 2011)

Die Bohrwerkzeuge für das Spülbohren können prinzipiell in zwei Kategorien unterteilt werden: die Diamant- und die Rollenbohrwerkzeuge. Diese sollen im Folgenden mit Ihren Besonderheiten sowie Vor- und Nachteilen vorgestellt werden.

Rollenmeißel

Rollenmeißel (siehe Abb. 6.16) zeichnen sich durch eine drückende und scherende Gesteinszerstörung aus. Sie bestehen aus einem Grundkörper mit einem Anschlussgewinde an das Bohrgestänge und besitzen zwei oder mehr mit Schneidelementen besetzte Kegelrollen (gängig sind drei Kegelrollen). Die Klassifikation der Rollenmeißel erfolgt über den von der „International Association of Drilling Contractors“ festgelegten IADC-Code. (Buja 2011)



Abb. 6.16: Rollenmeißeltypen (Grzebiela 2008)

Rollenmeißel können sowohl als Zahnmeißel mit hartmetallgepanzerten Zähnen wie auch als Warzenmeißel mit Hartmetalleinsätzen in den Schneidrollen ausgeführt werden (COMDRILL 2007). Eine wichtige Größe bei der MeißelAuslegung ist die Länge der Meißelzähne beziehungsweise der Meißelwarzen. Zur Zerstörung des Gesteins müssen die Zähne belastet werden, bis sie den Gesteinswiderstand überwinden. Für Anwendungen in weichen Formationen werden die Zähne der Meißel daher entsprechend länger und spitzer gestaltet, um eine möglichst grabende Arbeitsweise zu realisieren. Bei harten Formationen muss eine drückende Arbeitsweise mit wesentlich größerer Belastung auf die Gesteine realisiert werden, die Zähne sind dementsprechend kürzer und stumpfer. (Bunger 2007)

Konstruktiv unterscheiden sich die verschiedenen Rollenmeißeltypen auch in der Art der Spülführung und der Lagerung der Schneidrollen. Die Spülung kann sowohl durch ein Loch im Zentrum des Meißels zugeführt werden als auch über Düsen in den Zwischenräumen der Meißel. Die verschiedenen Lagertypen variieren von offenen oder geschlossenen Rollenlagern bis hin zu geschlossenen Gleitlagern (Comdrill 2007). Die Lager sind die anfälligsten Komponenten von Rollenmeißeln. Daher werden bei Lagern, die sehr stark belastet werden, heutzutage meistens geschlossene Gleitlager verwendet. Rollenlager werden in der Regel nur noch zur Fixierung der Kegelrollen verwendet. (Bunger 2007)

Rollenmeißel sind für nahezu alle Gesteinstypen geeignet. Dies hängt im Wesentlichen mit dem sogenannten Offset der Rollenmeißel zusammen. Der Offset wird durch die Lage der Achsen der drei Kegelrollen definiert. Diese Achsen schneiden sich nicht im Meißelzentrum, sondern bilden ein Dreieck (siehe Abb. 6.17). Aus dem Offset der Rotationsachsen der Rollen resultiert die spanende Arbeitsweise der Meißel. Wird der Rollenmeißel in weichen Formationen verwendet, so wird das Offset entsprechend groß dimensioniert, bei harten Formationen wiederum wird ohne Offset gearbeitet. (Buja 2011)

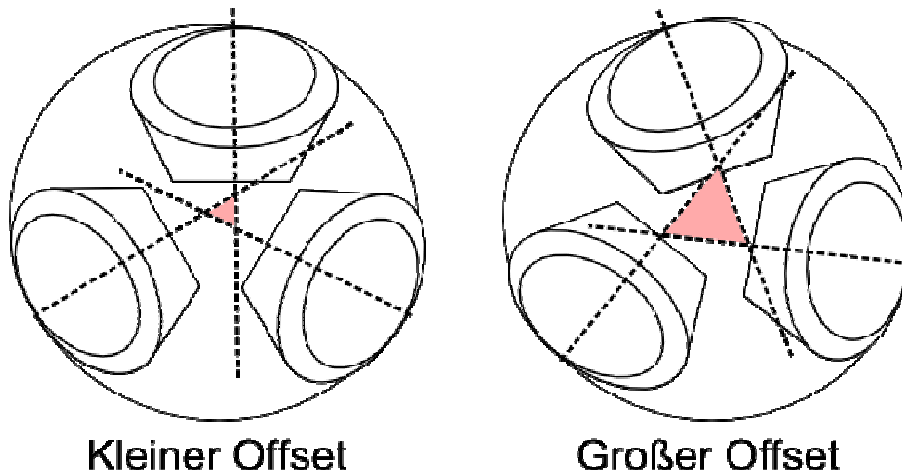


Abb. 6.17: Offset von Rollenmeißeln, schematische Darstellung

Problematisch bei der Anwendung von Rollenmeißeln in weichen Formationen ist vor allem, dass sie wesentlich leichter verschmieren. Um dieses Problem zu umgehen, greifen die inneren Zahnreihen der jeweiligen Rollen so weit wie möglich in die inneren Zahnreihen der anderen Rollen ein und ermöglichen so eine Selbstreinigung. Dies wird über die Konstruktion der Meißelrollenachsen in einem bestimmten Winkel, dem sogenannten Achsenwinkel, zur Vertikalen des Meißels realisiert. Bei weichen Formationen beträgt der Winkel 33° , bei mittelharten 36° und bei harten Gesteinen 39° . (Bunger 2007)

Diamantmeißel

Der andere wichtige Meißeltyp sind die Diamantmeißel (siehe Abb. 6.18), die in mittelharten bis harten, nicht abrasiven Formationen eingesetzt werden. Die Gesteinszerstörung erfolgt hauptsächlich scheidend, da bei harten Gesteinen die Scherfestigkeit geringer ist als die Druckfestigkeit, kann aber auch zermahlend oder abschleifend erfolgen. (Bunger 2007)

Die verschiedenen Diamantmeißeltypen lassen sich in vier Gruppen einteilen:

- Oberflächenbesetzt
- Imprägniert (Diamantsplitter werden einem Wolfram-Karbid-Pulver beigemischt und anschließend eingesintert)
- Polikristalline Diamantbohrwerkzeuge (PKD)
- Thermisch Stabile Diamanten (TSD)

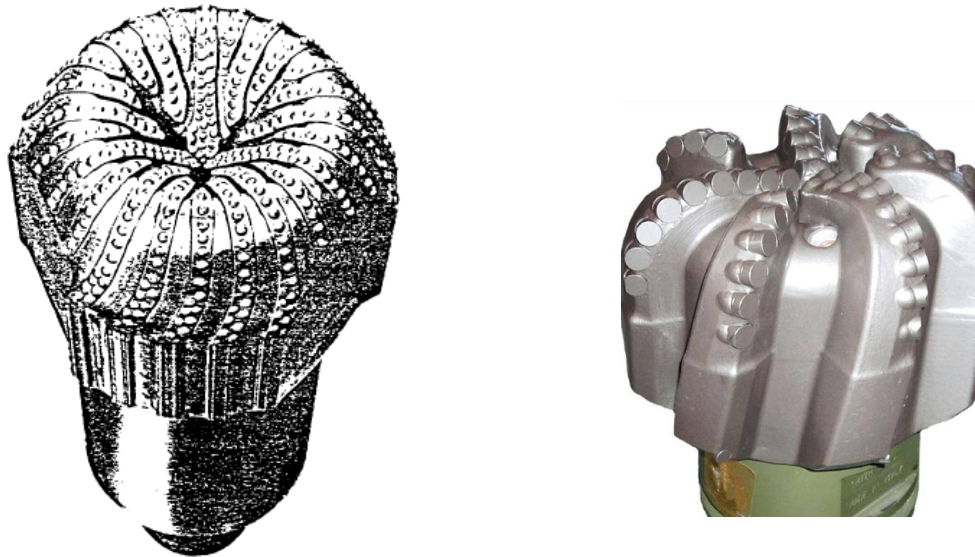


Abb. 6.18: links: Oberflächenbesetzter Diamantmeißel (Hatzsch 1991), rechts: PKD-Meißel (Foralith Drilling Support AG 2012)

Bei den oberflächenbesetzten Diamantmeißeln berühren ausschließlich die Diamanten die Bohrlochsole. Sie stehen bis zu $1/3$ ihres Durchmessers aus der Matrix heraus. Der Überstand wird auch als Exposure bezeichnet. Die Schnitttiefe beträgt $1/30$ und die Spurbreite $1/3$ des Durchmessers. Um den „Exposure“ auch bei imprägnierten Diamantmeißeln während des Bohrvorganges konstant zu halten, ist der Verschleiß der Matrix dem Verschleiß der Diamanten angepasst. (Bunger 2007)

Die Größe der Diamanten hängt von der zu bohrenden Formation ab. Bei weichen Formationen werden wenige, jedoch große Diamanten verwendet, bei harten Formationen wiederum werden viele kleine Diamanten eingesetzt. Die Spülungsführung erfolgt über Kanäle und seitliche Schlitzlöcher oder über Düsen, um zu gewährleisten, dass die Spülflüssigkeit über die komplette Meißeloberfläche geführt werden kann.

Der große Vorteil der Diamantmeißel gegenüber den Rollenmeißeln ist, dass keine beweglichen Teile verwendet werden. Das erlaubt den Einsatz von Diamantmeißeln auch bei hohen Drehzahlen, wie sie zum Beispiel bei Arbeiten mit Downhole-Motoren erforderlich sind. Nachteilig sind die aus dem Einsatz von künstlichen oder natürlichen Diamanten resultierenden Kosten. (Buja 2011)

6.4.1.7 Bohrspülung

Die Bohrspülung wird bei allen gängigen Verfahren kontinuierlich durch das Bohrgestänge hindurch zur Bohrlochsohle und dann zurück durch den Ringraum geleitet. Diese Spülführung wird auch Rechtsspülung genannt.² (Buja 2011)

Die Bohrlochspülung erfüllt eine Vielzahl von Aufgaben. Wesentliche Funktion der Bohrspülung ist der Transport des Bohrkleins an die Oberfläche und damit die Reinigung der Bohrsohle. Hierdurch wird ein kontinuierlicher Bohrfortschritt überhaupt erst möglich, da sonst der Bohrvorgang immer wieder unterbrochen werden müsste, um das Bohrklein aus dem Bohrlochtiefsten zu entfernen. Weitere Aufgaben der Bohrspülung sind:

- Bohrlochstabilisierung gegenüber den durchbohrten Formationen
- Schmierung zwischen Bohrgestänge und Casing bzw. Bohrlochwand
- Halten des Bohrkleins in der Schwebe bei Unterbrechung des Spülungskreislaufes durch die Thixotropie der Spülung
- Kühlung des Bohrmeißels auf der Bohrlochsohle
- Sicherstellung einer besseren Bohrlochkontrolle/Bildung eines Filterkuchens. Die Bohrspülung kann so eingestellt werden, dass sie dem in der Formation herrschenden hydraulischen Druck entgegenwirkt oder eine Beschädigung der Formationen vermeidet.
- Kontrolle der Korrosion am Bohrstrang
- Übertragung von Messdaten der Measurement While Drilling (MWD)-Einheit mittels Druck-Puls-Verfahren

Aus den vielseitigen Anforderungen resultiert, dass Bohrspülungen in ihrer Zusammensetzung hoch komplex und vielseitig sind. Im Wesentlichen ist die Bohrspülung eine Emulsion oder Suspension, die je nach Anwendungsfall aus Wasser, Öl oder Polymeren besteht und mit verschiedenen Additiven versetzt wird. Laut Flottweg AG können als Additive der Bohrspülung zum Beispiel Stabilisatoren, Flockungsmittel, Korrosionsinhibitoren, Entschäumer, Netzmittel, Detergentien, Schmiermittel verwendet werden. (Flottweg AG 2012)

² In Ausnahmefällen, zum Beispiel bei großkalibrigen Bohrungen, kann die Spülung durch den Ringraum zwischen dem Bohrstrang und der Bohrlochwand eingeleitet und durch den Bohrkopf und das Bohrgestänge zurückgeleitet werden. Dieses Verfahren wird als Linksspülung bzw. Lufthebeverfahren bezeichnet, da im Innern des Bohrstranges mittels eines Einblasrohrs Luft eingepumpt wird und sich dadurch die Dichte der Spülung im Bohrstrang verringert und der Spülkreislauf links herum funktioniert.

6.4.1.8 Bohrspülungszusätze

Hauptbestandteile

Die klassischen Bohrspülungen sind **Tonsuspensionen** und stellen eine Mischung aus Süßwasser und speziellen Spülungstonen (üblicherweise plättchenförmige Bentonite) dar. Diese Spülungen sind empfindlich gegenüber Elektrolyten, können jedoch durch die Zugabe von Polymeren stabilisiert werden. Während des Bohrvorgangs adsorbieren die im Wasser vorhandenen Kationen an die Kanten der Tonminerale. Die Schichtflächen der Tonminerale sind allerdings permanent negativ geladen. So kommt es im Ruhezustand der Spülung mittels elektrostatischer Anziehung zwischen den Kanten und Flächen der unterschiedlichen Bentonitplättchen zur Gelbildung. Solange noch äußere Kräfte einwirken (z.B. Pumpendruck, Fließbewegung), kommt eine Gelbildung nicht zustande, da die Tonpartikel aneinander vorbei bewegt werden und die elektrostatische Anziehungskraft überwunden wird (Buja 2011).

Heute werden oft feststofffreie, biologisch abbaubare oder synthetische **Polymerspülungen** eingesetzt, welche lediglich aus Wasser und Polymeren bestehen (Buja 2011). Polymerspülungen kommen überall dort zum Einsatz, wo die Verwendung von Bentonit nicht erwünscht oder seine Funktionalität eingeschränkt ist (Phrikolat 2012).

Als **flüssige Phase** kommt aus Kostengründen üblicherweise Wasser zum Einsatz, wobei zwischen Süß- und Salzwasser bzw. Sole zu unterscheiden ist. Als weiterer Spülungszusatz ist Öl zu nennen, wobei diese Phase den Vorteil hat, inert gegenüber Laugung von Salzen sowie dem Quellen von Tonen zu sein. Auf der anderen Seite ist Öl nicht umweltfreundlich, grundwassergefährdend und teilweise gesundheitsgefährdend, wenn es sich um Mineralöle handelt. In den letzten Jahren hat allerdings eine Umstellung stattgefunden, indem statt der Mineralöle biologische Öle, Esther, künftig auch Äther bzw. Alkohole Verwendung finden (Buja 2011).

Additive

Als **Viskositätsbildner** oder **Filtratsenker** werden anionische Polymere eingesetzt. Typische Eigenschaften sind das sehr hohe Wasserbindevermögen, die Verbesserung des Filterkuchens und der Fließigenschaften bei Bentonitsuspensionen, die Stabilisierung der Bentonitsuspension bei Salzkontakt, Reduzierung von Quellung und Zerfall erbohrter Tone und die Bohrlochstabilisierung in wasserempfindlichen Formationen. Als weitere viskositätsregulierende Stoffe sind Phosphate, Tannate, Huminate und Lignosulfonate zu nennen, die allerdings zur Verflüssigung eingesetzt werden. Hierbei handelt es sich um Elektrolyte, die z.B. Feinstfeststoffe zum Ausflocken bringen, so dass

der Feinstfeststoffgehalt reduziert wird und die Spülung nicht eindickt (Buja 2011).

Als **oberflächenaktive Stoffe** werden hauptsächlich Tenside verwendet. Deren Haupteigenschaft besteht darin, die Oberflächen- bzw. Grenzflächenspannungen von Flüssigkeiten herabzusetzen. So kommt es zu einer besseren Benetzung (und dadurch Reibungsreduktion zwischen den beteiligten Oberflächen), Emulgier- und Dispergierbarkeit. Zu den oberflächenaktiven Stoffen zählen auch die Entschäumer sowie Schäumer für belüftete oder Schaumspülungen, Emulgatoren für Ölspülungen, Desemulgatoren und Netzmittel, welche den Filterkuchen ölbenetzbar machen sollen (Buja 2011).

Weiterhin können einer Spülung inerte **Beschwerungsstoffe** wie Schwerspat (BaSO_4), Kalk (CaCO_3), Siderit (FeCO_3), Dolomitmehl ($\text{CaMg}[\text{CO}_3]_2$) und Hämatit (Fe_2O_3) zugesetzt werden. Diese Stoffe werden eingesetzt, um die Dichte der Spülung mit dem Ziel zu erhöhen, einen höheren hydrostatischen Druck im Bohrloch zu erzeugen (Buja 2011).

Gelstärkebildner auf Polymerbasis (z.B. Biopolymere aus der Familie der Polysaccharide) werden verwendet, um die Gelstärke der Bohrspülung zu erhöhen und gleichzeitig einen Viskositätsanstieg zu vermeiden. Eine weitere Eigenschaft ist die verbesserte Austragsfähigkeit der erbohrten Cuttings (Phrikolat 2012).

Toninhibitoren haben die Aufgabe, quellfähige Tonminerale zu inhibieren. Weiterhin sollen diese Produkte den Nachfall und eine Bohrlochverengung verhindern, Tonverklebungen reduzieren, die Viskosität von feststofffreien Spülungen erhöhen und die Dispersion erbohrter Feststoffe verzögern. Als Toninhibitoren werden beispielsweise Kaliumchlorid, Kaliumcarbonat, aber auch synthetische Polymere verwendet (Phrikolat 2012).

Akalinitätsagenzien werden verwendet, um Wasser zu enthärten und um den pH-Wert anzuheben mit dem Ziel, den Wirkungsgrad der Bentonit- bzw. Polymerspülung zu erhöhen. Verwendet wird beispielsweise Natriumcarbonat (Phrikolat 2012).

Verstopfungsmittel kommen zum Einsatz, wenn Spülungsverluste zu bekämpfen sind. Verwendet werden Zellstoffschnitzel, Hobelspäne, Glimmer, Holzfasern, Asphalt, Perlite, Trass o.Ä. (Buja 2011).

Korrosionsinhibitoren haben die Aufgabe, saure Gase zu neutralisieren, Ausfällungen zu verhindern und der Korrosion beispielsweise des Bohrgestänges entgegenzuwirken. Korrosionsinhibitoren werden häufig auf Amin- und Phosphorbasis produziert. Die Wahl von geeigneten Korrosionsinhibitoren hängt hauptsächlich von der Grundwasserche-

mie und den erwarteten Temperaturen im Bohrloch ab (M-I SWACO 2012).

Konservierungsmittel (z.B. Biozide wie Glutaraldehyd) werden verwendet, um die Verkeimung der Spülung zu verringern (Phrikolat 2012).

Wie beschrieben, kommen Polymere als Additive, aber auch als Hauptbestandteil der Bohrspülung zum Einsatz. Es wird allgemein unterschieden zwischen nativen, halbsynthetischen oder chemisch modifizierten und vollsynthetischen Polymeren. Tab. 6.1 gibt einen Überblick der handelsüblichen, für Bohroperationen verwendeten Polymere.

Tab. 6.1: Verschiedene Polymere und deren Funktionen (Buja 2011)

Polymertyp	Funktion
Native Polymere	
XC Polymer	Viskositätsregulierung/Thixotropie
Guar Gum	Viskositätsregulierung
Stärke	Filtratreduzierung
Halbsynthetische (chemisch modifizierte) Polymere	
Modifizierte Stärke	Filtratreduzierung
Na-CMC	Viskositätsregulierung/Filtratreduzierung/Schutzkolloid
CMHEC	Viskositätsregulierung/Filtratreduzierung/Schutzkolloid
HEC	Viskositätsregulierung/Filtratreduzierung/Schutzkolloid
Vollsynthetische Polymere	
Polyacrylat	Viskositätsregulierung/Filtratreduzierung/Flockungsmittel
Polyacrylamid	Viskositätsregulierung/Filtratreduzierung/Flockungsmittel/Toninhibierung
Polyvinylsulfonate	Filtratreduzierung/Viskositätsstabilisierung
Copolymere	Dispergiermittel

Native Polymere sind sehr temperaturempfindlich, wobei z.B. Guar Gum bis ca. 90° C, XC-Polymer bis etwa 120° C eingesetzt werden können. Bei höheren Temperaturen verlieren die Polymere ihre viskositätssteigernden Eigenschaften und werden durch den irreversiblen Prozess der Depolymerisation in sehr korrosive Produkte umgewandelt. Die nativen Polymere sind jedoch ungiftig und vollständig biologisch abbaubar (Buja 2011).

Hinsichtlich der halbsynthetischen Polymere ist das bekannteste Produkt die Carboxymethylcellulose (CMC), welche schon seit Jahrzehnten mit großem Erfolg in der Spülungstechnik eingesetzt wird. Die genannten Polymere sind thermostabil bis in den Temperaturbereich von etwa 140 – 160° C (Buja 2011).

Die synthetischen Polymere sind bis ca. 250° C thermostabil und haben allgemein gute physikalische Eigenschaften (Buja 2011).

Tabelle 6.2 zeigt Produktbeispiele für moderne Bohrspülungen bzw. Additive.

Tab. 6.2: Produktbeispiele für moderne Bohrspülungen und ihre Eigenschaften

Produktname	Eigenschaften
Viskositätsbildner Puregold Gel von CETCO	Unbehandelter Bentonit; enthält keinerlei organische Stoffe und wird verwendet wenn eine Beeinflussung der Grundwasserbeschaffenheit unerwünscht ist
Viskositätsbildner Guamol von Phrikolat	Biologisch abbaubares Mischpolymer zur Viskositätserzeugung in bentonitfreien Süß- oder Salzwasserspülungen. Kann als alleinige Bohrspülungsgrundlage verwendet werden. Bei hohen Temperaturen kann es zur Verzögerung der biologischen Abbaubarkeit kommen und der Einsatz eines Bakterizides notwendig werden
Benetzungsmittel CON DET von Halliburton	Biologisch abbaubare Mischung anionischer Tenside welche mit Süß- oder Salzwasser verwendet werden kann. Hauptaufgabe des Produktes ist der Verklebung des Bohrmeißels durch Tonminerale entgegenzuwirken
Dispersionsmittel AQUA-CLEAR PFD von Halliburton	Dieses Produkt auf Polymerbasis wird benutzt um beispielsweise Schlamm oder Tonmineralsuspensionen zu dispergieren
Alkalinitätsagens Soda Ash von Halliburton	Natriumcarbonat-Pulver zum Aufbereiten und Enthärten von Wasser sowie zum Anheben des pH. Erhöht so den Wirkungsgrad von Bentonit- und Polymerprodukten
Gelstärkebildner Modivis 900 von Phrikolat	Hochmolekulares Biopolymer (Polysaccharid). Verbessert die rheologischen Eigenschaften von süß- und salzwasserbasischen Spülungen
Toninhibitor Argipol P von Phrikolat	Hochviskoses, anionisch modifiziertes synthetisches Polymer auf Polyacrylamidbasis. Wirkt quellenden Tonmineralen entgegen und hat eine reibungsreduzierende und schmierende Wirkung auf den Bohrstrang
Reibungsminderer Modidet von Phrikolat	Oberflächenaktives Additiv, das durch seine benetzende Wirkung in klebrigen, tonigen Formationen ein Anhaften von Ton am Gestänge/Meißel verhindert. Weiterhin führt es zur Reduzierung des Bohrstrangdrehmoments und der Reibung
Spülungsverlustminderer Modiseal von Phrikolat	Teilpelletierte Mischung aus faserigen Materialien auf Cellulosebasis zur Bekämpfung von Spülungsverlusten. Das Produkt dringt in die Verlustzonen ein und dichtet diese durch Brückenbildung der Fasern über dem Porenquerschnitt ab
Bakterizid MODICIDE von Phrikolat	Konservierungsmittel, reduziert die Verkeimung der Bohrspülung und wirkt gegen gram-positive sowie gram-negative Bakterien
Korrosionsinhibitor CONQOR 101 von M-I SWACO	Wasserlösliches Amin, legt einen Schutzfilm auf alle Metalloberflächen um die Korrosion durch O ₂ , CO ₂ oder H ₂ S zu inhibieren

Abbildung 6.19 zeigt eine beispielhafte Bohrspülungszusammensetzung für Erdgasbohrungen von ExxonMobil (Exxon Mobil Production Deutschland GmbH 2012a). Deutlich wird hier auch die tiefenabhängige Zusammensetzung der Bohrspülung.

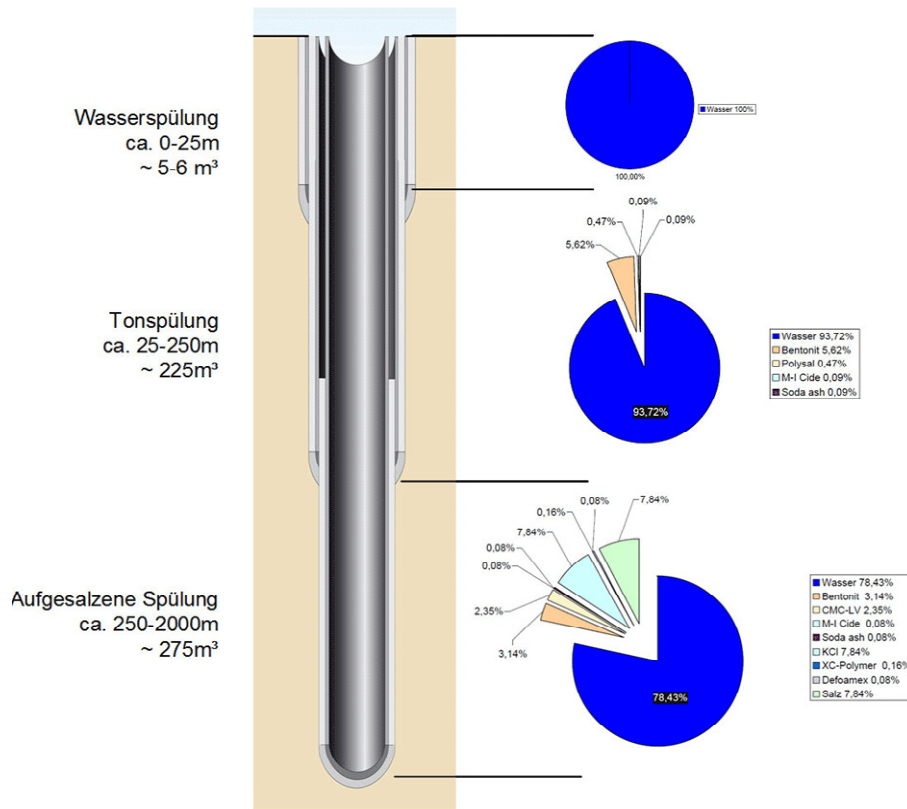


Abb. 6.19: Beispielhafte Darstellung einer von ExxonMobil verwendeten Bohrspülung

Zusammenfassend ist festzustellen, dass eine breite Produktpalette an Bohrspülungen bzw. Additiven existiert. Die verwendeten Chemikalien der Zusätze werden von den Herstellern oftmals (auf den jeweiligen Webseiten) nicht angegeben. Falls die Chemikalien angegeben sind, fehlen jedoch die Konzentrationsangaben der jeweiligen Substanzen in den Produkten.

Hinsichtlich des Grundwasserschutzes vor einer eventuellen Belastung durch die Bohrspülung werden durch den Bohrlochausbau entsprechende Vorkehrungen getroffen. Der heutige Stand der Technik des Bohrlochausbaus ist in Abschnitt 6.5 beschrieben, auf welches an dieser Stelle verwiesen wird.

6.4.1.9 Entsorgungswege für Bohrspülung und Bohrklein

Nach der dem Berufsgenossenschaftlichen Regel 128 (HVBG 2006) muss das bei Bohrarbeiten anfallende Bohrklein (Cuttings) an der Austrittsstelle abgesaugt oder sedimentiert werden. Die separierten Cuttings sind in geeigneten Behältern aufzufangen, abzutransportieren und zu entsorgen. Die Bohrspülung ist in einem geschlossenen Kreislauf zu führen und gefährliche Gase/Dämpfe sind abzusaugen. Überflüssige Bohr- und Spülflüssigkeit muss gesondert aufgefangen und

im Falle einer Kontamination mit Gefahrstoffen fachgerecht entsorgt werden.

In der Praxis geschieht die Aufbereitung des Bohrschlamm häufig mittels einer ausreichenden Anzahl von Absetzbecken, welche den anfallenden Bohrschlamm und austretendes Grundwasser zwischenspeichern und eine Sedimentation der Cuttings unter Schwerkrafteinfluss bewirken. Abhängig von den Bodenarten ist dieser Vorgang sehr zeitintensiv und bedarf einer großen Anzahl von Absetzmulden. Das Überstandwasser wird (unter Beachtung der entsprechenden Grenzwerte) anschließend unter Einhaltung der Vorgaben der örtlichen Entwässerungssatzung in die Schmutz- oder Mischwasserkanalisation eingeleitet (ITE GmbH 2012).

Allgemein existiert heute eine Vielzahl unterschiedlicher Aufbereitungssysteme. Üblicherweise bestehen diese aus dem Schüttelsieb, den Desandern, den Desiltern und einer Zentrifuge. In speziell dafür vorgesehenen Tanks werden der Spülung Zuschlagstoffe zugegeben, ehe sie wieder in den Saugtank und damit zurück in den Kreislauf gelangt (Buja 2011).

Nach dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) werden bei Erdöl- und Erdgasbohrungen (NORM-enthaltende) anfallende Schlämme in der Regel thermisch behandelt. Durch den Entzug von Wasser und die Entfernung von Kohlenwasserstoffen erfolgt eine Volumenreduzierung von rund 40 %. Nach der thermischen Behandlung überbleibende mineralische Rückstände werden in zugelassenen Deponien entsorgt (WEG 2012). Das Tyndall Centre (2011) hat Überlegungen zu den anfallenden Bohrkleinmengen bei Schiefergas-Bohrungen angestellt. Bei einer Vertikalbohrung bis in eine vertikale Tiefe von 2 km und einer horizontalen Ablenkung von 1,2 km würden ca. 120 m³ Bohrklein gefördert. Bei einem Sondenfeld mit sechs Förderstrecken würden entsprechend ca. 830 m³ Bohrklein gefördert. Hinsichtlich der **Wiederverwendung** des Bohrkleins gibt es mehrere Möglichkeiten. In den USA wird öliges Bohrklein (wenn eine entsprechende Genehmigung vorliegt) beispielsweise zu Straßenbelag verarbeitet. Weiterhin kann entsprechend aufbereitetes Bohrklein für Bauzwecke benutzt werden (z.B. als Füllmaterial, Deckmaterial auf Deponien, Zementzuschlag) (Drilling Waste Information System 2012).

ExxonMobil plant, die Bohrspülung ihrer Erdgasbohrungen in einem geschlossenen System zirkulieren zu lassen. Ein Teil der Bohrspülung soll in Kavernen entsorgt werden, der übrige Teil wird für andere Bohrungen eingesetzt (Exxon Mobil Production Deutschland GmbH 2012a).

Wintershall plant die Entsorgung der Bohrspülungsflüssigkeiten durch ihre Wiederaufarbeitung. Das getrennte Bohrklein wird zur Kavernenverfüllung verwendet (Wintershall GmbH 2012).

6.4.1.10 Measurement While Drilling/Logging While Drilling

Das Logging While Drilling (LWD) stellt ein Verfahren dar, bei dem eine in die Bohrgarnitur integrierte Messeinheit Lagerstättenparameter erfasst und aufzeichnet. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um die folgenden Komponenten (Buja 2011):

- Widerstandsmessungen zur Bestimmung der Gesteinsart anhand des spezifischen elektrischen Widerstandes
- Messungen der Lagerstättenporosität, beispielsweise unter Einsatz von akustischer Laufzeitmessung
- Gammastrahlenmessung zur Bestimmung der natürlichen Radioaktivität zur Gesteinscharakterisierung

Die gespeicherten Daten können dann nach dem Ziehen des Bohrgestänges ausgelesen und ausgewertet werden, um wichtige Informationen für das einzubauende Casing (Bohrlochausbau) oder die folgende Produktion zu erhalten.

Die Einführung der Richtbohrtechnik brachte neue Anforderungen an die Bohrlochüberwachung mit sich. Hier kam der kontinuierlichen Überwachung des Bohrfortschritts sowie wichtiger Randparameter wie Temperatur und Druck eine essentielle Bedeutung zu. Daher stellt gerade im Bereich der Richtbohrtechnik die Measurement While Drilling (MWD-)Überwachung einen wichtigen Teil der Bohrausstattung dar. Hierbei handelt es sich um ein Sensormodul, das in der Steuereinheit oder hinter dem Meißel installiert wird und ständig wichtige Bohrlochparameter überwacht (siehe Abb. 6.20). Hierzu werden die folgenden Hauptkomponenten verwendet (Buja 2011):

- Beschleunigungsaufnehmer und Magnetometer zur Bestimmung von Neigung, Richtung und Azimut der Bohrung
- Drehzahlmesser zur Bestimmung der Rotationsgeschwindigkeit des Bohrstranges
- Sensoren zur Überprüfung der Laufruhe der Rotation
- Sensoren zur Überprüfung von Art und Stärke von Schwingungen und Erschütterungen im Bohrloch
- Temperatursensoren zur Bestimmung der Lagerstätten- sowie der Bohrkopf-Temperatur

sowie teilweise:

- Drucksensoren zur Überwachung des Anpressdrucks des Bohrkopfes auf die Bohrsohle
- Drucksensoren zur Überwachung des umlaufenden Bohrspülvolumens und der vorherrschenden Lagerstättendrucke



Abb. 6.20: MWD-Einheit (Catedral 2008)

Konventionelle Logging While Drilling-Einheiten speichern in der Regel die gemessenen Daten nur intern, so dass diese erst ausgelesen werden können, wenn der Bohrabschnitt beendet und die LWD-Einheit zurück an die Erdoberfläche gezogen wird. Anders ist dies bei den MWD-Einheiten, bei denen die ermittelten Daten nur zwischengespeichert werden, um dann zeitnah an die Erdoberfläche übermittelt zu werden, wo sie zur Steuerung der Bohrung genutzt werden. Zur Datenübertragung gibt es eine Reihe von Verfahren mit unterschiedlichen Entwicklungs- und Verbreitungsstand.

Das am weitesten verbreitete und erprobte Verfahren stellt das Druck-Puls-Verfahren dar. Dabei werden als Druckimpulse verschlüsselte und umgewandelte Messwerte über die Bohrspülung an die Erdoberfläche gesendet (Schlumberger 2007). Die Druckimpulse können im weitesten Sinne mit Morsezeichen verglichen werden. Sie bestehen aus positiven, negativen oder vollständigen Sinuskurven. Diese Drucksignale werden mit Hilfe von Ventilen durch kurze Verengungen des Spülkanales erzeugt und können an der Erdoberfläche von hochempfindlichen Drucksensoren registriert werden. Nach der Entschlüsselung der Signale werden die gewonnenen Bohr-, Bohrloch- und Lagerstättenparameter digital aufbereitet. So kann nahezu eine Echtzeitüberwachung des Bohrvorgangs beziehungsweise des Bohrfortschritts erfolgen. Die Verzögerungen liegen im Bereich von wenigen Sekunden bis zu einer Minute. (Devereux 1998)

Die zweite Variante ist die Elektromagnetische Puls Telemetrie, bei der elektromagnetische Wellen geringer Frequenz in Echtzeit durch die Gebirgsformation statt durch das Bohrloch selbst gesendet werden.

An der Erdoberfläche werden die elektromagnetischen Impulse von einer Antenne aufgefangen und dekodiert. Dieses Verfahren kommt immer dann zum Einsatz, wenn die Verwendung des Druck-Puls-Verfahrens unmöglich ist, beispielsweise bei einem hohen Bohrspülungsverlust in die Lagerstätte. (Catedral 2008)

Eine moderne Übertragungsalternative sind elektrische Leitungen, die im Bohrgestänge eingebaut sind. Aktuell forschen mehrere Firmen an solchen verkabelten Bohrgestängen und erzielen übertragene Datenraten von bis zu 1 Megabit pro Sekunde (Buja 2011). Die Hauptproblematik liegt hier noch in der Leitungswiederverbindung nach dem Round Trip, also wenn das Bohrgestänge beispielsweise zum Bohrkopfwechsel vollständig gezogen, demontiert und wiedereingebaut werden muss.

Das MWD-Verfahren hat den großen Vorteil, dass die Datenübertragung ohne Beeinflussung oder gar Unterbrechung des Bohrprozesses erfolgt und es somit zu einer deutlichen Verkürzung der Gesamtbohrdauer kommt. Außerdem kann nahezu in Echtzeit auf Abweichungen der Bohrung vom geplanten Bohrverlauf reagiert werden, was eine möglichst gute Anpassung des Bohrverlaufs an den Idealverlauf mit sich bringt.

Die Hauptlimitation der MWD-Technologie liegt in der maximalen Übertragungsrates. Hier befindet sich die Forschung im Bereich der verkabelten Bohrgestänge auf einem guten Weg, allerdings gibt es zur Serienreife noch einige technische Hürden zu überwinden. Die gesteigerten Übertragungsrates bieten die Möglichkeit, neben den Bohrlochparametern der MWD-Einheit auch Lagerstättenparameter, die von der LWD-Einheit gemessen werden, in Echtzeit an die Erdoberfläche zu übermitteln. Auf diese Weise ist ein noch präziserer Bohrverlauf möglich und es kann best- und schnellstmöglich auf Besonderheiten in der Lagerstätte oder den darüber liegenden Gesteinshorizonten, wie beispielsweise nicht erkannte Störungen, reagiert werden.

Eine große Herausforderung für die MWD-Technik war lange Zeit die Haltbarkeit der Sensor- und Übertragungstechnik. Diese war mit wenigen zehn Stunden sehr begrenzt, da in der Lagerstätte extreme Bedingungen in Hinblick auf Temperatur, Druck und Erschütterungen herrschen können. Die Lebensdauer wurde indes schon soweit verbessert, dass die MWD-Einheiten über mehrere hundert Stunden im Bohrloch verbleiben und störungsfrei Daten übermitteln können. (Buja 2011)

6.4.1.11 Blowout Preventer (BOP)

Mithilfe des Blowout Preventers (BOP) kann die Bohrung für die Dauer des Bohrvorgangs gegenüber der Umgebung abgeschlossen werden. Bei einem plötzlichen Austreten von Gas durch das Bohrloch riegelt der BOP die Bohrung gasdicht ab. Der BOP stellt somit den kontrollierten Zugang zur Bohrung dar und ist eine der wichtigsten Sicherheitseinheiten der Bohranlage, die die Bohrmannschaft, die Umwelt und die Bohranlage selbst schützt. (Reich 2009)



Abb. 6.21: Blowout Preventer (Densley 2012)

Mit einem BOP können die entsprechenden Rohrtouren (siehe Abschn. 6.5.1.3) separat gasdicht über hydraulische Backen abgeschlossen werden. Zudem ist eine temporäre Versiegelung der am Bohrlochkopf ankommenden Ringräume möglich. Durch Druckleitungen, die über den BOP an das Bohrloch angeschlossen sind, kann die Bohrmannschaft den Druck auf die Bohrspülung erhöhen und so einem Druckanstieg innerhalb des Bohrlochs entgegenwirken. Im Extremfall kann mit Hilfe der sogenannten Scherbacken das Bohrgestänge gekappt werden und so das Bohrloch gasdicht versiegelt werden. Der BOP kann von mehreren Stellen auf dem Bohrplatz, wie zum Beispiel der Arbeitsbühne der Bohranlage, aktiviert werden. Die Funktionsweise der BOP wird üblicherweise einer 14-tägigen Kontrolle unterzogen. (Reich 2009) Gemäß Anhang der BVOT NRW sind Absperranlagen beim Niederbringen von Bohrungen „nach dem erstmaligen Aufbau, nach jedem Umbau, nach jeder Instandsetzung und nach jedem Backenwechsel“ einer Druckprüfung und Prüfung auf Funktionssicherheit zu unterziehen sowie „weitere Funktions- und

Druckprüfungen in den vom Unternehmer festzusetzenden Fristen“ durchzuführen. (BVOT NRW, Teil 10 – Anhang, Punkt 5 „Absperreinrichtungen beim Niederbringen von Bohrungen“) Der bei der Prüfung anzulegende Druck muss dabei „dem höchsten am Bohrlochkopf zu erwartenden Druck entsprechen.“ Für Annularpreventer darf „mit einem um 30% niedrigeren Druck geprüft werden.“ Die Funktionssicherheit bezieht auch die zugehörigen Steuereinrichtungen mit ein. Druckprüfungen können nur entfallen, wenn sie beim Aufwältigen von Förderbohrungen „nur mit unverhältnismäßigem Aufwand durchgeführt werden“ könnten (BVOT NRW, Teil 10 – Anhang, Fußnote 6 zu Punkt 5 „Absperreinrichtungen beim Niederbringen von Bohrungen“). Des Weiteren ist eine „Druckprüfung [...] für Absperreinrichtungen [...] nicht erforderlich“, die auf dem Bohrlochkopf eingebaut werden müssen, um einen Verschluss und gleichzeitig eine gefahrlose Entlastung des Bohrlochs zu ermöglichen (bspw. sog. Diverter), wenn „mit dem Anbohren oberflächennahen Erdgases zu rechnen ist, bevor die Ankerrohrfahrt eingebaut werden kann.“ (BVOT NRW, Teil 10 – Anhang, Fußnote 7 zu Punkt 5 „Absperreinrichtungen beim Niederbringen von Bohrungen“ i.V.m. § 20 Abs. 4)

Die Arbeitsdrücke eines BOP können nach API-Klassifikation zwischen 35 bar (API-Klassifikation 0.5 M) und 1400 bar (API-Klassifikation 20 M) betragen (Buja 2011). Mit Beginn der Produktionsphase übernimmt das Eruptionskreuz die Aufgaben des Blowout Preventers, das auf die Bohrung aufgesetzt und verflanscht wird. Im Abschnitt 6.5.4.2 wird die Funktion des Eruptionskreuzes beschrieben.

6.4.2 Bohrlochgeometrien

Mit dem Begriff Bohrlochgeometrie wird der generelle Verlauf eines Bohrlochs umschrieben. Bei dem heutigen Stand der Bohrtechnik ist das gerichtete Niederbringen von Bohrungen mit teils komplexen Geometrien möglich. Es gibt grundsätzlich drei verschiedene Typen von Bohrlochgeometrien, die zurzeit genutzt werden:

- Vertikalbohrungen
- Richt- und Horizontalbohrungen
- Multilateralbohrungen

Für ein Bohrloch werden zudem der Bohransatzpunkt (Lage- und Höhenkoordinaten), die Richtung einer möglichen gewollten beziehungsweise ungewollten Ablenkung (Azimut), der Winkel der Ablenkung aus der Vertikalen (Inklination) sowie die Bohrlochlänge und -tiefe angegeben.

6.4.2.1 Vertikalbohrungen

Die Vertikalbohrung ist das älteste Bohrverfahren, um Tiefbohrungen niederzubringen. Vertikalbohrungen sind senkrechte Bohrungen, die durch die verschiedenen Gesteinsschichten bis in den zu erschließenden Lagerstättenhorizont reichen. Der Durchmesser von Vertikalbohrungen variiert abhängig von der zu erschließenden Lagerstätte und dem an die Bohrung gestellten Anspruch. Die Vertikalbohrungen haben in Relation zur Richtbohrtechnik geringere Kosten. Jedoch haben sie den großen Nachteil, dass im Bereich der Lagerstätte nur eine kleine Kontaktfläche der Bohrung zur Lagerstätte besteht. Somit ist eine hohe Ausgangspermeabilität innerhalb des Zielhorizontes notwendig. Nur dann ist eine wirtschaftliche Förderung von Erdgas überhaupt möglich. Der Kostenunterschied kann jedoch fallweise auch sehr gering sein. Wie bereits schon erwähnt, muss auch der Bohrlochverlauf bei einer Vertikalbohrung überwacht werden. Hierfür wird spezielles Equipment benötigt. Die Kosteneinsparung ergibt sich im Wesentlichen durch das kürzere Bohrloch und einem höheren Bohrfortschritt, also Meter pro Stunde, einer Vertikalbohrung.

6.4.2.2 Richt- und Horizontalbohrungen

Der Begriff Richtbohrung umfasst alle Bohrungen, die gezielt aus der Vertikalen abgelenkt werden. Richtbohrungen werden angewendet, um eine möglichst große Kontaktfläche zwischen Bohrung und zu erschließendem Lagerstättenbereich herzustellen, indem die Bohrung dem Verlauf der Lagerstätte folgt. Die Richtbohrtechnik ermöglicht es, eine Lagerstätte mit einer geringeren Anzahl von Bohrungen zu erschließen, da von einem Bohrstandort ein größerer Lagerstättenbereich erschlossen oder gezielt Erdgas aus den produktivsten Bereichen einer Lagerstätte gefördert werden kann. (Schlumberger Limited 2011b)

Durch die Richtbohrtechnik können somit effektiv Bohrkosten eingespart werden, da die Anzahl der benötigten Bohrungen gesenkt werden kann. Darüber hinaus können in bestimmten Fällen sonst notwendige und sehr aufwändige Stimulationsbehandlungen des Zielhorizontes ersetzt werden. Durch eine Horizontalbohrung erfolgt neben der Entstehung einer großen Kontaktfläche zwischen Bohrloch und Lagerstätte vor allem eine begrenzte Rissbildung innerhalb des Zielhorizontes. Dadurch werden unter bestimmten Bedingungen zusätzliche Stimulationsverfahren überflüssig.

Die Erdoberfläche wird durch gerichtete Bohrungen deutlich weniger beeinträchtigt. Der sogenannte „footprint“ wird kleiner, da zur Erschließung einer Lagerstätte nur ein Bruchteil der Bohransatzpunkte im Vergleich zu vertikalen Bohrungen notwendig ist. Werden beispielsweise zur kompletten Erschließung einer Erdgaslagerstätte auf einer Fläche von etwa 2,6 km² sechzehn konventionelle Vertikalbohrungen benötigt, reduziert sich diese Zahl auf acht Richtbohrungen,

die häufig sogar noch von einem Bohrplatz (Clusterbohrplatz) aus abgeteuft werden können. Dies führt neben einer administrativen Vereinfachung im Bereich des Genehmigungsverfahrens, beim großflächigen Aufschluss einer Lagerstätte vor allem auch zu einer erheblichen Kostenreduktion. (Zurich American Insurance Company 2011)

Ein weiterer Vorteil gerichteter Bohrungen bei der Erschließung von Flözgas-Lagerstätten ist die deutlich schnellere Entwässerung des Kohleflözes. Aufgrund der vergrößerten Kontaktfläche zwischen Bohrloch und Lagerstätte kann das Lagerstättenwasser deutlich schneller abgepumpt werden, was zu einer rascheren Druckabsenkung und damit zu einem früheren Peak bei der Flözgas-Produktion führt. Im Anschluss an diesen Peak kann die Erdgasproduktion für eine horizontale Flözgas-Bohrung weitgehend der einer konventionellen Erdgaslagerstätte entsprechen. (Bybee 2006)

Das Anlegen von Richt- und Horizontalbohrungen ist teilweise zweibis dreimal so kostenintensiv wie das einer herkömmlichen vertikalen Bohrung. Die Kosten können jedoch durch eine erhöhte Produktion ausgeglichen werden, unter anderem weil durch eine Richtbohrung mehrere Zielhorizonte so erschlossen werden können, so dass die Produktivität der einzelnen Bohrung weiter gesteigert werden kann. Die mögliche Erhöhung der Produktivität ist abhängig von der Ablenkung, der Geometrie und den geologischen Parametern der Zielhorizonte sowie von der Anzahl der erschlossenen Zielhorizonte.

6.4.2.3 Multilateralbohrungen

Multilaterale Bohrungen besitzen mehrere aus einem horizontalen Ursprungsbohrloch, dem sogenannten „Main (Mother) borehole“, abgelenkte Laterale (Bohrlocharme). Die Gestaltungsmöglichkeiten von multilateralen Bohrungen sind sehr vielseitig und hängen primär von den Eigenschaften der Lagerstätte ab (siehe Abb. 6.22). Ein Unterscheidungsmerkmal für multilaterale Bohrlochgeometrien ist die Zahl der horizontalen Laterale pro Vertikalbohrung. So wird zwischen Dual Laterals, also zwei Horizontalbohrungen, Trilaterals, die aus drei zusammenhängenden abgelenkten Bohrungen bestehen, Quadlaterals aus vier Lateralen sowie sogenannten Multilaterals mit mehr als vier horizontalen Bohrabschnitten unterschieden. (Bybee 2006)

Auch in Hinblick auf die Lage der Laterale zueinander gibt es zahlreiche Variationsmöglichkeiten. So können die entsprechenden Horizontalbohrungen in verschiedenen Tiefen (Stockwerke) von der Ausgangsbohrung abzweigend werden, um beispielsweise Lagerstätten mit Sprüngen zu erschließen. Des Weiteren können die Laterale parallel, senkrecht oder in beliebigen Winkeln zueinander stehen (Bosworth et al. 1998).

Die Multilateralbohrungen sind eine Weiterentwicklung der Horizontalbohrtechnik und besitzen wesentliche Vorteile gegenüber konventionellen Horizontal- und Vertikalbohrungen. Ein Vorteil ist die erhöhte Produktivität der einzelnen Bohrung, da die Kontaktfläche mit der Lagerstätte größer ist. Des Weiteren kann durch die größere Kontaktfläche eine schnelle Entwässerung und damit ein geringer Lagerstättendruck erzeugt werden, was zu einem schnellen Peak in der Flözgas-Gewinnung führt (Wight 2004).

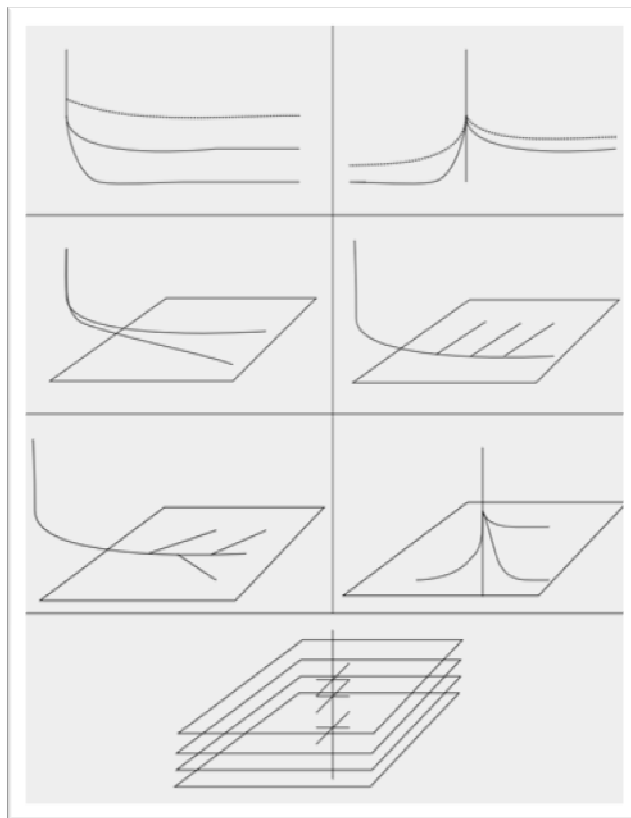


Abb. 6.22: Beispielgeometrien für multilaterale Bohrungen

Die Lagerstätte kann mithilfe von Multilateralbohrungen zudem effektiver genutzt werden. Zum einen wird bei der Erschließung der Erdgaslagerstätte unter Verwendung der Multilateralbohrtechnik nur ein Bruchteil der Tagesoberfläche im Gegensatz zu den konventionellen Bohrverfahren in Anspruch genommen. Zum anderen ist der Bohrspülungsbedarf beim Niederbringen von multilateralen Bohrungen geringer als bei einer vergleichbaren Anzahl einzelner Bohrungen. Ein weiterer Vorteil ist das Einsparen von Zeit und Kosten beim Erschließen einer Lagerstätte. (Husain et al. 2011)

Die größte Herausforderung beim Abteufen von Multilateralbohrungen ist die Konstruktion und die Komplettierung der Bohrung sowie

die Vorhersagbarkeit und Modellierung von Zuflüssen zu der Bohrung. Hier war in den vergangenen Jahren aber eine große Entwicklung im Bereich der Bohr- und Komplettierungstechnik zu beobachten, so dass Multilateralbohrungen aktuell als Stand der Technik angesehen werden können. Eine mögliche Klassifizierung der Completion von multilateralen Bohrungen kann auf der Basis des TAML Code (Technology Advancement of Multilaterals) erfolgen (TAML 2012).

Falls in Nordrhein Westfalen die unkonventionellen Erdgas-Vorkommen in größeren Teufen vorliegen, können multilaterale Bohrungen aus technischer wie auch betriebswirtschaftlicher Sicht einen möglichen Lösungsansatz für die Umsetzung eines Fördervorhabens darstellen. (Husain et al. 2011)

6.4.3 Bohrverfahren

6.4.3.1 Rotary-Bohrverfahren

Beim Rotary-Bohrverfahren wird das gesamte Bohrgestänge in Rotation versetzt, um den Bohrkopf und somit den Bohrmeißel anzutreiben. Hierzu sind der sogenannte Drehtisch sowie die Kellystange notwendig (siehe Abb. 6.23). Das Drehmoment wird zunächst mit Hilfe eines Diesel- oder Elektromotors erzeugt und auf den Drehtisch übertragen (NaturalGas.org 2004). Für die Drehbewegung und Drehmomentübertragung werden nur einige 100 kW benötigt. Der Großteil der Energie (80 %) wird für den Spülungskreislauf verwendet. Je nach Pumprate und -druck werden bis zu 2.000 kW installierte Antriebsleistung an den Spülpumpen benötigt. Das Bohrgestänge wird mit der Kellystange, einem teleskopierbaren Gestänge mit quadratischem oder sechseckigem Querschnitt, verbunden. An der Kellystange wird auch der Zufluss für die Bohrspülung angeschlossen. Am Drehtisch befindet sich die sogenannte Kellybuchse, eine Aussparung in Form der Kellystange, die diese aufnimmt. Diese formschlüssige Verbindung zwischen Kellybuchse und Kellystange ermöglicht die Übertragung eines Drehmoments auf das Bohrgestänge, welches im Bohrlochtieften zum Antrieb des Bohrmeißels verwendet wird. Durch die Teleskopierbarkeit der Kellystange beziehungsweise durch die Befestigung dieser an einer Seilwinde kann sich der Bohrstrang ungestört drehen und vertikal in das Bohrloch hinein bewegen.

Der Bohrstrang selbst besteht aus circa neun Meter langen Stahlrohren, die miteinander verschraubt werden. Zum Verlängern des Bohrgestänges wird die Verbindung zwischen Kellystange und Bohrstrang gelöst, nachdem dieser im Bohrloch verkeilt wurde. Danach wird die Kellystange mit einem neuen Bohrrohr, das am Bohrturm im sogenannten Gestängelager bereit steht, verbunden. Die Kellystange und das neue Bohrrohr werden nun mittels Seilwinde gemeinsam über den festgekeilten Bohrstrang gehoben und mit diesem verbunden. Anschließend kann ein weiterer Abschnitt erbohrt werden (Lloydminster

OTS. 2008). Dieses Verfahren erfordert einen erheblichen Zeitaufwand, da zum Einbau jedes neuen Gestängeabschnitts der Bohrvorgang unterbrochen werden muss. Dies führt dazu, dass das Abteufen einer 1.000 m tiefen Bohrung bis zu einem Monat in Anspruch nehmen kann (Inaudi 2003).

Als besonders problematisch erweist sich beim Rotary-Verfahren der Wechsel des Bohrwerkzeugs. Hierzu muss das gesamte Bohrgestänge aus dem Bohrloch gezogen und in, von der Größe des Bohrturms abhängige, handhabbare Abschnitte von in der Regel 27 Metern auseinandergebaut werden. Der Aus- und Wiedereinbau, der sogenannte Round Trip, kann, je nach bereits erbohrter Teufe, mehrere Tage dauern. Daher ist es empfehlenswert, bei besonders tiefen Bohrungen in teurere, aber haltbarere Bohrmeißel zu investieren, weil so die durchschnittlichen Kosten pro Bohrmeter verringert werden können.

Das Haupteinsatzfeld der Rotary-Bohrtechnik liegt im Abteufen von Vertikalbohrungen. Allerdings ist der Einsatz dieses Verfahrens auch mit Einschränkungen für die Richtbohrtechnik möglich. Hierzu wird das Bohrgestänge mittels besonderer Vorrichtungen aus der zentralen Bohrachse gedrückt und so der Bohrkopf aus der bestehenden Bohrrichtung abgelenkt. Bei diesem Verfahren sind allerdings nur große Ablenkungsradien möglich.

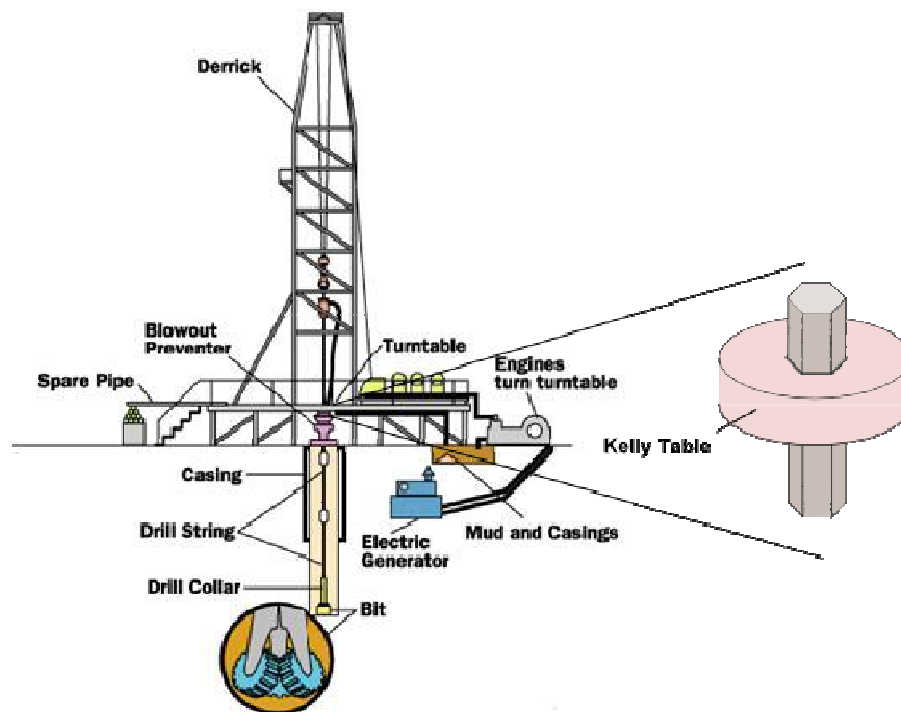


Abb. 6.23: Schematische Darstellung einer Rotary-Bohranlage (Energy Capital Group 2008)

6.4.3.2 Top-Drive-Antrieb

Der Top-Drive-Antrieb stellt eine Weiterentwicklung des klassischen Rotary-Bohrverfahrens dar. Hier wird eine elektrische oder hydraulische Antriebseinheit an einer Seilwinde oben im Bohrturm installiert, die das Bohrgestänge direkt antreibt (siehe Abb. 6.24). Somit wird bei diesem Verfahren die Antriebseinheit direkt mit dem Bohrgestänge verbunden. Die Installation eines Drehtisches mit Kellystange entfällt, da die Drehmomentübertragung unmittelbar vom Antrieb auf den Bohrstrang erfolgt (Schlumberger 2007).

Beim Top-Drive-Antrieb ist es, anders als beim Rotary-Verfahren, nicht notwendig, die Bohrung alle 9 Meter zur Installation eines neuen Bohrstrangsegments zu unterbrechen. Vielmehr können, aufgrund der Bauweise, immer 27 Meter am Stück gebohrt werden, bevor eine neue Rohr-Kolonne, bestehend aus drei Teilrohren, installiert werden muss. Dies bedeutet eine erhebliche Zeitersparnis. Zudem ist der Einsatz von sogenannten steuerbaren Rippensystemen (engl.: *Rotary Steerable System*) (siehe Abb. 6.25) in Kombination mit dem Top-Drive-Antrieb Stand der Technik für gerichtete Bohrungen. Bei Steering Ribs handelt es sich um hydraulisch verstellbare Steuerungseinheiten, die durch das Druck-Puls-Verfahren aktiviert werden. (Wirt 2000)

Im Rahmen der aktuellen Technikentwicklung kristallisiert sich eine Kombination aus Top-Drive-Antrieb mit installierten Steuerungselementen am Bohrstrang, den sogenannten Steering Ribs, als sicherstes und wettbewerbsfähiges Bohrverfahren heraus. Beide Elemente, der Top-Drive-Antrieb und die Steering Ribs, sind ausgereifte und erprobte Techniken.



Abb. 6.24: Top-Drive-Antrieb (Thue Drilling 2007)

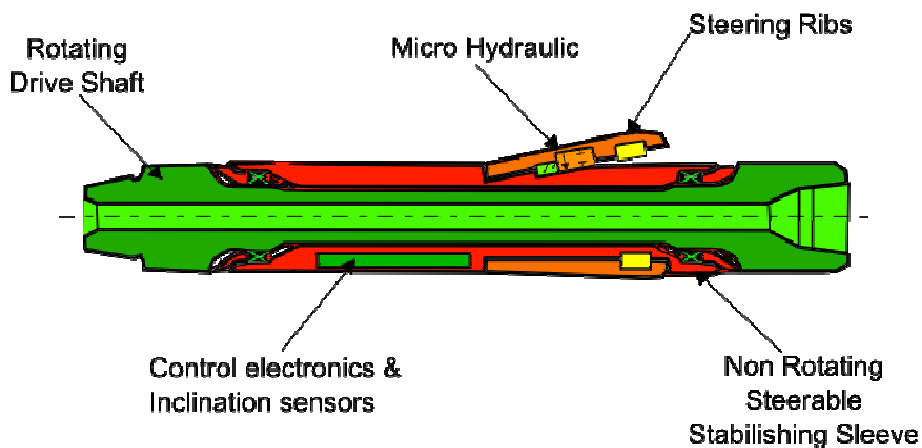


Abb. 6.25: RSS, schematisch

6.4.3.3 In-Hole-Antrieb

Der In-Hole-Antrieb unterscheidet sich in seiner Arbeitsweise grundlegend vom Rotary- und Top-Drive-Verfahren. Anstatt das gesamte Bohrgestänge in Rotation zu versetzen, wird beim In-Hole-Verfahren lediglich der Bohrmeißel von einem Bohrmotor angetrieben, der sich unmittelbar hinter dem Meißel im Bohrloch befindet. Das übrige Gestänge wird nicht in Rotation versetzt. Das Bohrgestänge dient bei diesem Verfahren lediglich dem Meißelvorschub (Meißelndruck) sowie der Zuführung von Bohrspülung.

Der Bohrmotor besteht aus einem Verdrängermotor, der den Druck der Bohrspülung zur Erzeugung eines Drehmomentes nutzt. Je nach Ausführung des Bohrmotors sind installierte Leistungen bis zu 750 Kilowatt und Drehzahlen von theoretisch bis zu 1.200 Umdrehungen pro Minute möglich, wobei im normalen Bohrbetrieb deutlich niedrigere Umdrehungszahlen gefahren werden (Wirt 2000).

Bestandteile eines Verdrängermotors sind Rotor und Stator. Sie weisen ein spiralförmiges Vielzahnprofil auf, bei dem der Stator einen Zahn mehr als der Rotor besitzen sollte. Der Stator hat die Aufgabe, mechanische Kräfte mithilfe eines Trägerrohrs, dem sogenannten Statorrelastomer aufzunehmen. Verdrängermotoren verfügen über einen großen Arbeitsbereich. (Regener 2007)

Vorkonturmotoren mit konstanter Elastomer-Wandstärke stellen eine Weiterentwicklung der herkömmlichen Verdrängermotoren dar. Bei gleicher Leistung haben die Vorkonturmotoren im Vergleich zu den Verdrängermotoren eine kürzere Baulänge. Daher ermöglichen die Vorkonturmotoren eine bessere Kurvengängigkeit mit kleineren Kurvenradien. (Regener 2007)

Das In-Hole-Verfahren bietet eine Vielzahl von Vorteilen gegenüber den herkömmlichen Bohrantrieben. Bei herkömmlichen Verfahren, bei denen das gesamte Bohrgestänge in Rotation versetzt wird, geht gerade in großen Teufen ein Teil des Drehmomentes verloren, da das Bohrgestänge tordiert wird und so das Drehmoment nicht vollständig überträgt. Hierbei ist die mechanische Beanspruchung des Bohrstrangs extrem hoch, was im Extremfall zum Bruch des Gestänges führen kann. (Reich 2009)

Beim In-Hole-Antrieb hingegen wird das Bohrgestänge kaum rotiert. Das Bohrloch wird abwechselnd mit und ohne Strangrotation abgeteuft. Im sog. Sliding-Mode wird nur der Bohrmeißel über den Bohrmotor angetrieben (durch das Knickstück am Bohrmotor wird die Neigung im Bohrloch aufgebaut), wobei im sog. Rotary-Mode der gesamte Strang von über Tage rotiert wird. Im Wechsel entsteht letztendlich ein Polygonzug und kein glattes Bohrloch. Dies führt zu deutlich geringeren Materialbeanspruchungen. Darüber hinaus wird das gesamte Drehmoment direkt vom Antrieb auf den Bohrmeißel übertragen, so dass Übertragungsverluste minimiert werden. Die Nutzung der Bohrspülung zum Antrieb des In-Hole-Motors spart zusätzliche Energie, da es zur Reinigung und Stabilisierung des Bohrlochs ohnehin notwendig ist, die Bohrspülung unter hohem Druck in das Bohrloch zu verpumpen.

Das In-Hole-Verfahren ist besonders für sehr tiefe Bohrungen und für Richtbohrungen geeignet. Von hoher Wichtigkeit ist hierbei der sogenannte Stabilisator, der eine relativ genaue Einhaltung der gewünschten Bohrrichtung ermöglicht. Dazu werden sogenannte Steering Ribs

verwendet, die rund um den Bohrmotor angebracht sind und diesen mechanisch oder hydraulisch in die Mitte des Bohrlochs zurückdrücken, sobald sich der Bohrmotor aus dem Zentrum des Bohrlochs heraus bewegt. So ist eine möglichst exakte Einhaltung der gewünschten Bohrrichtung möglich (Reich 2009).

Um eine Bohrung mit In-Hole-Antrieb in die Horizontale zu neigen, kann auch eine sogenannte Gelenkwelle verwendet werden (siehe Abb. 6.26). Diese sitzt hinter dem Bohrkopf und ist geknickt. Für Vertikalbohrungszwecke wird das Bohrgestänge mit einem geringen und gleichmäßigen Drehmoment beaufschlagt und so in Rotation versetzt, dass die Bewegung des Bohrkopfes in der Summe vertikal verläuft. Sobald sich die Bohrung in die Horizontale neigen soll, wird die Rotation des Bohrgestänges gestoppt, der Vorschub erfolgt nun Strangrotation. So folgt der Bohrkopf der Bahn, die von der geknickten Gelenkwelle vorgegeben wird. Soll eine gerichtete Bohrung mit einem mittleren Radius niedergebracht werden, ist die Gelenkwelle nur mäßig geknickt, während sie bei einem kleinen Radius eine starke Knickung aufweist. Das Bohrgestänge wird, sobald der gewünschte Neigungswinkel erreicht ist, wieder in Rotation versetzt, wodurch gewährleistet wird, dass die nun eingestellte Inklinations über die gesamte Länge der Bohrung eingehalten wird. In großen Teufen stellt ein Richtungswechsel bei dieser Technologie allerdings große Probleme dar, da das Bohrgestänge zu diesem Zeitpunkt viele Tonnen wiegt und beim Stillstand des Gestänges sehr leicht verkantet. Ein erneutes Rotieren des Bohrstrangs ist in diesen Fällen kaum oder gar nicht mehr möglich. (Reich 2009)



Abb. 6.26: Geknicktes Bohrgestänge zum Abteufen von Richtbohrungen

Eine weitere Alternative zur Ablenkung von Bohrungen ist die Verwendung sogenannter Rotary Steerable Tools (RST). Die RST sind Werkzeuge, die mit permanenter Strangrotation betrieben werden und das kontinuierliche Steuern ermöglichen. Der Bohrkopf wird dazu beweglich am Bohrmotor installiert, der Einsatz einer Gelenkwelle entfällt. Der Bohrloch-Verlauf wird zeitnah unter Verwendung einer MWD-Einheit nachverfolgt und mit dem vorgegebenen Kurs verglichen. Bei Abweichungen wird der Verlauf mit Hilfe eines Zwei-Wege-Kommunikationsmodul von Über Tage angeglichen. Vorteile der RST sind (Regener 2007):

1. die permanente Rotation des Bohrstrangs, was eine gute Reinigung der Bohrlochsohle zur Folge hat,
2. die Erhöhung des Bohrfortschritts,

3. die Verringerung der Gestängereibung an der Bohrlochwand sowie
4. die erleichterten Einbaubedingungen für die spätere Verrohrung der Bohrung.

6.4.3.4 Coiled Tubing

Das Coiled Tubing Drilling arbeitet, wie auch das In-Hole-Verfahren, mit einem hydraulisch angetriebenen Bohrmotor, der direkt hinter dem Bohrkopf installiert ist (siehe Abb. 6.27). Der Unterschied zwischen beiden Verfahren besteht darin, dass für das Coiled Tubing anstelle des starren Bohrstranges ein flexibles Stahlrohr verwendet wird, durch welches die Bohrspülung ins Bohrlochtiefe verpumpt wird. Hierdurch ist das Coiled Tubing Drilling besonders für abgelenkte Bohrungen geeignet, da auf eine aufwändige Anordnung mit flexiblen Bohrgestänge verzichtet werden kann.

Das verwendete Tubing hat in der Regel einen Durchmesser von 2,5 bis 9 Zentimetern und eine Maximallänge von bis zu sechs Kilometern. Es besteht aus einer speziellen Stahllegierung und wird aufgewickelt auf einer Rolle mit einer Breite von 4,5 Metern und einem Durchmesser, der mindestens dem 48-fachen des Tubingdurchmessers entspricht, geliefert. Dieser große Durchmesser der Rolle ist notwendig, um eine Knickung oder Überdehnung des Tubings im aufgerollten Zustand auszuschließen. Die maximale Breite von 4,5 Metern darf nicht überschritten werden, um einen Straßentransport der Verrohrungen in Europa problemlos gewährleisten zu können. Die Coiled Tubings können bis zu 50-mal auf- und abgewickelt werden, ohne die Eigenschaften des Schlauches negativ zu beeinflussen. (National Energy Technology Laboratory 2005)

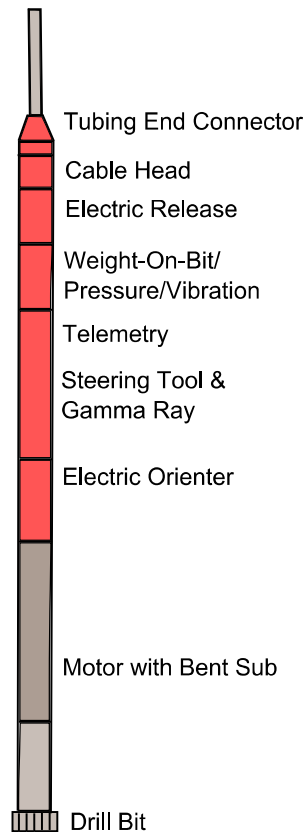


Abb. 6.27: Coiled Tubing Drilling Einheit

Über dem Bohrloch wird der sogenannte Injector Head aufgestellt, der bei diesem Verfahren den Bohrturm ersetzt und zum Abwickeln des Bohrschlauchs in die Bohrung hinein verwendet wird (siehe Abb. 6.28). So werden beim Coiled Tubing Drilling im Gegensatz zu konventionellen Verfahren Kosten und Platz für die übermäßige Bohrplatzinfrastruktur eingespart.

Ein weiterer Vorteil des Coiled Tubing Drilling ist der Wegfall der verfahrensbedingten Pausen, die bei herkömmlichen Methoden zur Verlängerung des Bohrstrangs benötigt werden. Zudem ist auch ein Wechsel des Bohrmeißels deutlich einfacher zu vollziehen als bei herkömmlichen Bohrungen, da eine Demontage des Bohrgestänges entfällt.

Eine Weiterentwicklung der herkömmlichen Coiled Tubings stellen sogenannte PDT-Bohrschläuche dar, in deren flexibles Stahlrohr Glasfaserkabel integriert werden (siehe Abb. 6.29). Damit wird es möglich, Messergebnisse der LWD- und MWD-Einheiten in großen Mengen und quasi in Echtzeit an die Erdoberfläche zu übermitteln. Dies ist ein entscheidender Vorteil im Vergleich zu konventionellen Bohrausrüstungen, bei denen nach wie vor hauptsächlich das Druck-Puls-

Verfahren mit sehr begrenzten Übertragungsraten zum Einsatz kommt. (Schlumberger Limited 2011a)



Abb. 6.28: Übertägige Einheit einer Coiled Tubing Drilling Unit mit Injector Head (Schlumberger 2007)

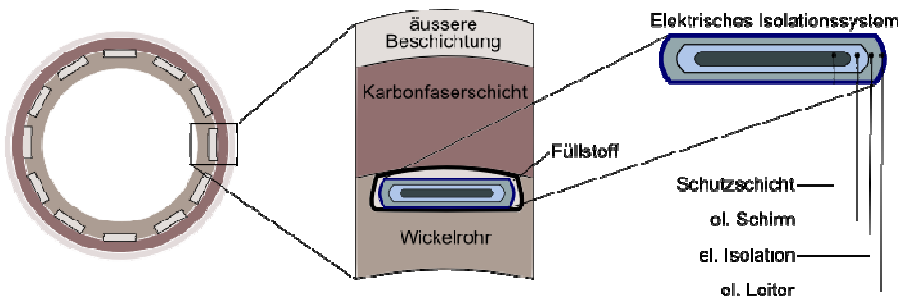


Abb. 6.29: PDT-Bohrschlauch mit integriertem Glasfaserleiter

Das Coiled Tubing wird gegenwärtig primär für das Einbringen der Komplettierung in die Bohrung und für die Stimulation des Produktionshorizonts eingesetzt. Jedoch verschiebt sich der Anwendungsbereich des Coiled Tubing in der Bohrindustrie vermehrt zum Einsatz beim Abteufen beziehungsweise beim Verlängern und Ablenken von Bohrungen. Im Rahmen der Befragungen von Unternehmen im Bereich der Erdgasindustrie durch die Gutachter wurde festgestellt, dass der Einsatz des Coiled Tubing Drilling zurzeit nur zum Säubern des Bohrlochs nach einer Stimulationsmaßnahme beziehungsweise zum Anliften von Bohrungen geplant ist. Anliften ist ein Verfahren zur Steigerung der Produktionsrate einer Erdgasbohrung durch Verpumpen von Erdgas in den Ringraum. In Tab. 6.3 werden abschließend wichtige Vor- und Nachteile des Bohrverfahrens Coiled Tubing Drilling aufgelistet.

Tab. 6.3: Vor- und Nachteile des Coiled Tubing Drillings

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - flexibles Rohr - keine Schraubverbindungen - Zeiteinsparung beim Austausch vom Bohrstrang und -meißel - geringerer Platzbedarf - Echtzeitmessungen in der Bohrung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - nur anwendbar mit Untertagebohrmotoren - kann nicht so viel Andruck auf die Bohrlochsohle erzeugen wie eine herkömmliche Bohrgarnitur - kann nicht rotiert werden, d.h. Einschränkungen hinsichtlich möglichem Bohrlochverlauf (bspw. Shape-Bohrungen sind schwieriger)

6.4.3.5 Underbalanced Drilling

Beim Underbalanced Drilling handelt es sich um ein spezielles Spülverfahren für Tiefbohrungen. Bei allen zuvor beschriebenen Bohrverfahren wird der Druck der Bohrspülung so hoch eingestellt, dass er den Formationsdruck um etwa 1 bis 5 bar übersteigt (Leading Edge Advantage 2002). Dies führt zur Bildung des sogenannten Filterkuchens an den Bohrlochwänden, der das Bohrloch während des Bohrvorgangs gegenüber der umgebenden Gesteinsformation abdichtet und abstützt (siehe Abb. 6.30). Dieser Vorgang während des Bohrprozesses kann auch negative Auswirkungen auf die Permeabilität des Zielhorizontes haben. Der entstehende Filterkuchen dringt in das umliegende Gestein ein und „verklebt“ dadurch die natürlich vorhandenen Poren und Risse. Diese Verminderung der Permeabilität ist teilweise irreversibel und kann auch durch spätere Stimulationsbehandlungen nicht vollständig revidiert werden.

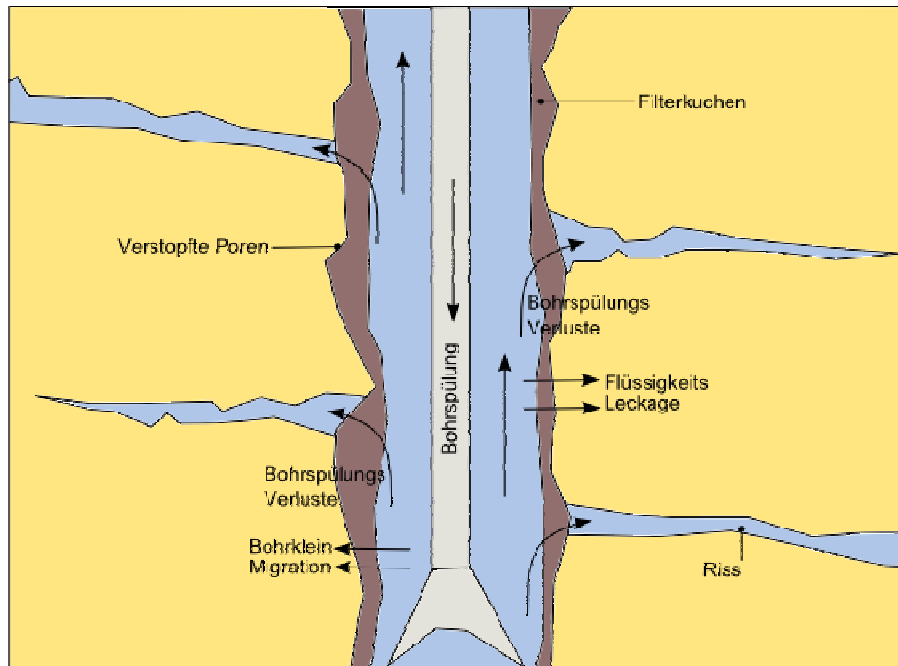


Abb. 6.30: Konventionelle Bohrspülung mit Ausbildung eines Filterkuchens

Beim Underbalanced Drilling wird der Spülungsdruck bewusst auf ein Niveau unterhalb des vorherrschenden Gebirgsdrucks in der Lagerstätte eingestellt, was zu einem Fluidfluss aus der Lagerstätte heraus in die Bohrung führt (siehe Abb. 6.31). Der gewählte Druck liegt hier in der Regel 7 bis 15 bar unter dem Formationsdruck (Leading Edge Advantage 2002). Hierdurch werden das Verstopfen der Poren und somit Permeabilitätseinbußen verhindert (Rehm et al. 2001). In den meisten Fällen geht die Verwendung von Underbalanced Drilling heute mit dem Einsatz von Coiled Tubing Drilling einher. Des Weiteren ist es möglich, Underbalanced Drilling für die verschiedenen Bohrlochgeometrien zu nutzen. So können sogar multilaterale Bohrungen unter Verwendung spezieller Packer zur Isolierung der Laterale mit Underbalanced Drilling erstellt werden (Leading Edge Advantage 2002). Allerdings ist beim Einsatz von Underbalanced Drilling zu beachten, dass die konventionellen MWD-Systeme auf Basis des Druck-Puls-Verfahrens bei gashaltigen Fluiden nur begrenzt oder sogar überhaupt nicht funktionsfähig sind (Leading Edge Advantage 2002).

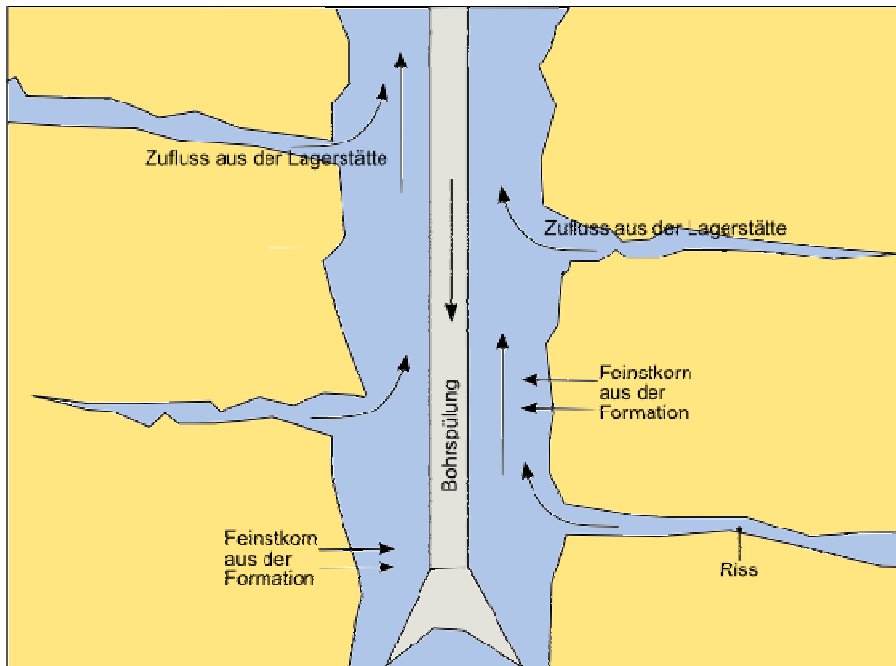


Abb. 6.31: Underbalanced Drilling

Neben dem Schutz der Lagerstätte bietet das Underbalanced Drilling eine Vielzahl weiterer Vorteile. So kann mit Hilfe dieser Technologie die Bohrdauer herabgesetzt sowie die Lebensdauer der Bohrköpfe erhöht werden (Rigzone 2007). Zudem treten beim Underbalanced Drilling kaum Spülungsverluste auf. Dies hängt damit zusammen, dass die Fließrichtung bei diesem Verfahren, anders als bei konventionellen Bohrverfahren, aus der Lagerstätte heraus in die Bohrung hinein weist. So kann die Bohrspülung nicht in das umliegende Gestein eindringen oder über natürliche Klüftungen abfließen.

Der Einsatz des Underbalanced Drillings ist vor allem von spezifischen Parametern der Lagerstätte und der geologischen Deckschichten abhängig (Leading Edge Advantage 2002). Ausgeschlossen ist die Anwendung von Underbalanced Drilling für:

- Bohrhorizonte mit extrem hohen oder niedrigen Permeabilitäten
- Lagerstätten, bei denen die Stabilität des Bohrlochs mit einem niedrigem Bohrspülungsdruck und Filterkuchen nicht gewährleistet werden kann
- Bohrhorizonte mit hohen Druckunterschieden

Bei extrem gering permeablen Lagerstätten ist es nicht sinnvoll, Underbalanced Drilling einzusetzen, da es hier nicht zu einer Reservoirbeeinträchtigung durch den Einsatz von konventionellen Bohrspülungstechniken kommt. Daher ist in diesem Fall der erhöhte Kostenaufwand für eine Underbalanced Drilling Bohrung nicht wirtschaftlich. Umgekehrt führt eine zu hohe Permeabilität der Lagerstätte zu einem so großen Wasserzufluss aus der Lagerstätte in das Bohrloch,

dass diese Wassermengen nicht mehr zu handhaben sind. (Leading Edge Advantage 2002)

Das Underbalanced Drilling lässt sich in Abhängigkeit von der Beschaffenheit der Bohrspülung in drei Unterkategorien gliedern. Unterschieden werden Verfahren mit (kompressiblen) gasförmigen Fluiden (siehe Abb. 6.32: Gas), von Verfahren mit (inkompressiblen) flüssigen Fluiden (siehe Abb. 6.32: Flüssigkeiten) und von Zweiphasensystemverfahren (siehe Abb. 6.32: Schaum und Nebel) (Rehm et al. 2001). Als flüssige Bohrspülung wird in der Regel Wasser verwendet, da der Formationsdruck häufig so hoch ist, dass trotz der wasserbasierten Spülung die Erzeugung eines „underbalanced“ Zustandes möglich ist. Sollte die Dichte von Wasser zu hoch sein, können auch spezielle Öle für die Bohrspülung eingesetzt werden.

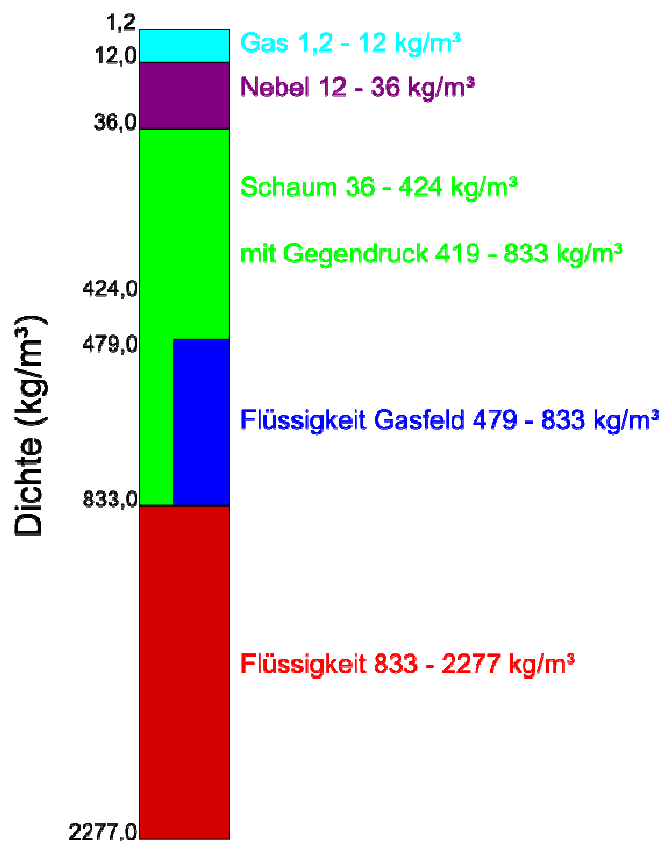


Abb. 6.32: Überblick über Bohrspülungsdichten

Die Zweiphasensysteme können nach dem eingestellten Gas-Flüssigkeits-Verhältnis weiter unterteilt werden. Zweiphasensysteme mit einem Gas-Flüssigkeits-Verhältnis von bis zu 30:1 werden als „gasified liquid“, bis zu einem Verhältnis von 200:1 als „Schaum“ und bei einem Verhältnis ab 1.000:1 als „Nebel“ definiert (Rigzone 2007). Die Zweiphasensysteme sind zwar in der Einstellung einer bestimmten Dichte besonders variabel, allerdings bedeutet diese hohe Flexibilität auch eine erhebliche Steigerung der Komplexität des Prozesses. Zum

Beispiel korreliert die Löslichkeit von Gas in Wasser mit dem Druck und flüssige und gasförmige Medien sind unterschiedlich stark kompressibel.

Generell bewegt sich die Dichte der Bohrspülungen beim Underbalanced Drilling zwischen 0,1 und 0,84 kg/l (Rigzone 2007). Welche Bohrspülung letztendlich verwendet wird, hängt im Wesentlichen von den vorherrschenden Lagerstättenparametern ab. Hierbei müssen der Porendruck, der Fließdruck im Bohrlochtiefsten, der Gebirgsdruck des umliegenden Gesteins sowie der hydrostatische Druck von Fluiden in den Klüften berücksichtigt werden.

Die Steuerung des Druckes im Bohrlochtiefsten erfolgt wahlweise über eine Drossel an der Erdoberfläche oder über die Anpassung der Spüldichte, die als Funktion über die Tiefe proportional mit dem vorherrschenden Druck im Bohrlochtiefsten zusammenhängt. Letztere Methode wird in der Praxis bei geringen Tiefen verwendet. Bei großen Tiefen wird dagegen eine Drosselsteuerung eingesetzt. Je nach Tiefe des Bohrlochs kann es zu zeitlichen Verzögerungen kommen, bis sich im Bohrlochtiefsten der gewünschte Druck eingestellt hat. Diese Zeit ist bei Einphasensystemen leicht zu berechnen, bei zweiphasigen Bohrspülungen stellt sich die Ermittlung der Anpassungsgeschwindigkeit allerdings als sehr komplex dar, was eine weitere Problematik dieser Mischsysteme darstellt. (Rigzone 2007)

Das Underbalanced Drilling birgt darüber hinaus weitere Schwierigkeiten. So ist es zum Beispiel häufig sehr kompliziert, dauerhaft einen „underbalanced“ Zustand beizubehalten. Zudem ist die zeitnahe Ermittlung aller Parameter, die für die jeweilige Definition eines „underbalanced“ Zustandes notwendig sind, problematisch. Steigt der Druck der Bohrspülung zudem sprunghaft über ein kritisches Niveau an, so kann es gerade aufgrund des fehlenden Filterkuchens zu erheblichen Beschädigungen der Formation, in der gebohrt wird, kommen. In der Tab.6.4 werden abschließend wichtige Vor- und Nachteile des Bohrverfahrens Underbalanced Drilling aufgelistet.

Tab. 6.4: Vor- und Nachteile des Underbalanced Drillings

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - verringerte Lagerstättenschädigung - keine Reduzierung der Formationspermeabilität - Reduzierung von Spülungsverlusten in die Formation - schnellerer Bohrfortschritt durch verbesserten Abtransport des Bohrkleins - verlängerte Lebensdauer des Bohrkopfes - Potenzielle Lagerstättenhorizonte werden erkannt, die man mit overbalanced drilling einfach passiert hätte - Minimierung des Risikos von Differential sticking, da kein Filterkuchen vorhanden ist - Weniger Bohrmeißelndruck (Weight on Bit, WOB) wird benötigt 	<ul style="list-style-type: none"> - verminderte Bohrlochstabilität durch Fehlen des Filterkuchens - der Lagerstättendruck muss hinreichend genau bestimmt sein, um die Herstellung eines underbalanced Zustandes dauerhaft zu ermöglichen - vermehrter technischer Aufwand - teurer als herkömmliche Bohrspülung - Höheres Stranggewicht, da weniger Auftrieb durch Spülung

6.4.3.6 Casing Drilling

Das Casing Drilling ist eine Innovation im Bereich der Bohrtechnik. Beim Casing Drilling wird das Bohrgestänge durch die Verrohrung der Bohrung ersetzt. Das bedeutet, dass das Bohrloch bereits während des Bohrens verrohrt wird (siehe Abb. 6.33). Der Bohrkopf befindet sich hierbei am unteren Ende des Casings und wird über ein Drahtseil, eine sogenannte Wireline, in die Bohrung eingebracht beziehungsweise ausgetauscht. Der Austausch des Bohrkopfes erfolgt demnach ohne das zeitintensive Aus- und Einbauen des Bohrgestänges. Der Meißel wird mithilfe eines speziellen Verriegelungsmechanismus mit der Verrohrung verbunden. Der Antrieb des Meißels erfolgt dann, wie beim klassischen Rotary- oder Top Drive-Verfahren, auch über die Rotation des Casings oder bei Richtbohrungen über einen In-Hole-Antrieb. Mit Casing Drilling können inzwischen verschiedene Bohrlochgeometrien erstellt werden. So ist auch das Abteufen von Richtbohrungen unter Einsatz von Casing Drilling möglich. Hierbei ergeben sich allerdings die gleichen Einschränkungen wie beim Einsatz konventioneller Rotary-/Top Drive-Technik für die Richtbohrtechnik. (Fontenot et al. 2005)

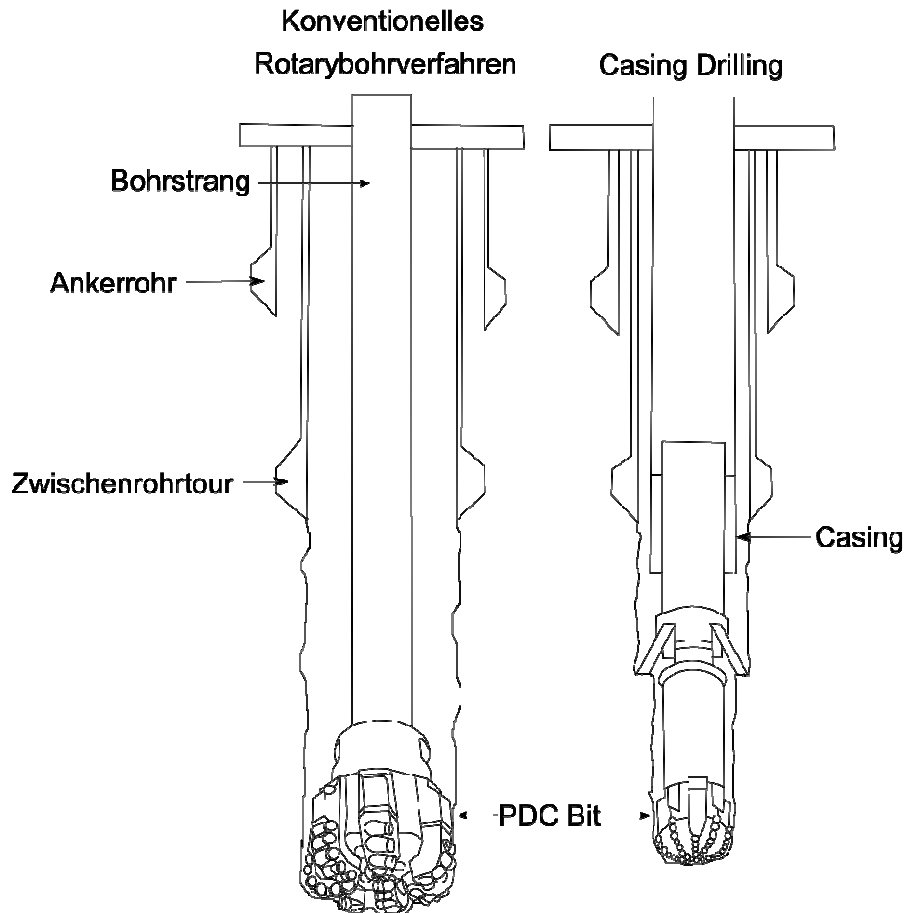


Abb. 6.33: Vergleich konventionelles Rotarybohrverfahren und Casing Drilling

Konventionelle Bohranlagen müssen für die Anwendung von Casing Drilling teilweise nur geringfügig angepasst werden. Je nach eingesetzter Casing Drilling Technik benötigt die Bohranlage einen Split-Crown-Block und einen Split-Travelling-Block, für den Fall, dass per Wireline die Bottom Hole Assembly (engl. *BHA*, unterster Teil des Bohrstrangs, der bspw. Meißel, Motor u.a. enthält) geborgen und wieder eingebaut werden soll. Die Bohranlage sollte mit einem Top-Drive-Antrieb und dem Casing Drive System (CDS) ausgerüstet sein. Das CDS unterstützt die Führung der Rohre für das Casing und wird unterhalb des Top-Drives angebracht. Die Bohranlage muss hohe Zugkräfte und Drehmomente aufnehmen können, da das Bohrgestänge beim Casing Drilling ein höheres Eigengewicht hat als herkömmliche Bohrgestänge. (Tesco Corporation 2011)

Das Casing wird ständig beim Bohren mitgeführt, wodurch die Bohrlochwand stabilisiert wird und nicht in das Bohrloch nachbrechen kann. Dies ist ein entscheidender Vorteil im Vergleich zu konventionellen Verfahren, bei denen der jeweilige Bohrlochabschnitt zwischen dem Ausbau des Bohrgestänges und dem Einbau des Casings für längere Zeit unverrohrt bleibt. Jedoch muss das Casing, da es als Bohrge-

stänge dient, mit zusätzlichen Verschleißteilen ausgestattet werden, um den Anforderungen, die an ein Bohrgestänge gestellt werden (Torsions- und Reibfestigkeit), erfüllen zu können. Nur so kann die spätere Funktionsfähigkeit des Casings garantiert werden. (Tesco Corporation 2011)

Das Bohrklein wird beim Casing Drilling auf der Bohrlochsohle fein aufgemahlen und mit der Bohrspülung durch den Ringraum zu Tage gefördert. Beim Transport durch den Ringraum wird ein Teil des Bohrkleins an die Bohrlochwand „geschmiert“, was als sogenannter „Plastering Effect“ bezeichnet wird. Dieser Vorgang hat zur Folge, dass die Bohrlochwand zunächst stabiler ist und die Bohrung zusätzlich gegenüber den umgebenden Formationen abgedichtet wird. Zudem resultieren daraus geringere Spülungsverluste während des Bohrvorgangs. Durch die schnelle Abdichtung der Bohrung gegenüber den anstehenden Gesteinsformationen wird somit eine höhere Bohrlochkontrolle und -sicherheit erreicht und die Wahrscheinlichkeit der Entstehung von nicht vorhersehbaren starken Druckerhöhungen, sogenannten Kicks, in der Bohrung verringert. (Tesco Corporation 2011)

Ein großer Vorteil des Casing Drillings ist, dass die Absetzteufe der Verrohrung von Druckübergängen und sonstigen limitierenden Parametern losgelöst gewählt werden kann, da sich die Druckübergänge durch die Abdichtung der Formationen gegenüber der Bohrung nicht unmittelbar auf die Bohrung auswirken. Somit kann unter Umständen eine Rohrtour (siehe Abschn. 6.5.1) und dementsprechend eine Durchmesserstufe weniger in das Bohrloch eingebaut werden. Allerdings besteht auch beim Casing Drilling die Gefahr, dass sich das Bohrgestänge festsetzt. In diesem Fall muss das Bohrgestänge abgesetzt werden und die Bohrung aus dem festgefahrenen Teil mit einem kleineren Durchmesser fortgesetzt werden. (Tesco Corporation 2011)

In der Tabelle 6.5 werden abschließend wichtige Vor- und Nachteile des Bohrverfahrens Casing Drilling aufgelistet.

Tab. 6.5: Vor- und Nachteile des Casing Drillings

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - höhere Bohrlochkontrolle - keine Round-Trips notwendig - geringere Spülungsverluste - Bohrloch wird gegenüber den umliegenden Formationen abgedichtet 	<ul style="list-style-type: none"> - Verschleiß am Casing - höheres Eigengewicht des Bohrstrangs - größere Bohranlagen müssen eingesetzt werden - Anpassung an übertägiges Equipment i.d.R. notwendig - Risiko des verfrühten Festsitzens der Rohrtour und dadurch Nichterreichen der geplanten Absetzteufe - Mehr Torsionslasten auf Gestänge

6.5 Stand der Technik des Bohrlochausbaus

Nach dem Abteufen der Bohrung beziehungsweise eines Bohrabchnittes erfolgen zahlreiche Arbeitsschritte zum Ausbau der Bohrung. Während der entsprechenden Phasen der Bohrlochverrohrung (Casing) wird die Bohrung, abhängig von den geologischen und genehmigungsrechtlichen Randparametern, verrohrt (Casing String) und zementiert.

Anschließend wird im Rahmen der sogenannten Komplettierung die bestehende verrohrte Bohrung für die spätere Erdgasgewinnung vorbereitet. Unterschieden werden bei der Komplettierung die sogenannte Bohrlochkomplettierung (Maßnahmen) und das Komplettierungsequipment (Aggregate).

6.5.1 Bohrlochverrohrung (Casing) und Zementation

Die Anforderungen an das Casing, sowie die Vorgehensweise beim Einbau der Verrohrung und der Zementation werden im Folgenden aufgelistet:

- Die hydraulische Unabhängigkeit des Systems „Bohrung“ soll hergestellt und gewährleistet werden. Die Bohrspülung kann im Bohrloch zirkulieren, ohne dass sie in das Gebirge eindringen und verloren gehen kann. Zudem kann mithilfe des Casings die Bohrlochstandfestigkeit und -sicherheit wesentlich erhöht werden. Weiterhin isoliert das Casing die Produktionsrohrtouren von dem umgebenden Gebirge.
- Die Bohrlochverrohrung sichert die Bohrung ab. Das Casing schützt die Bohrung vor hohen Formationsdrücken, vor plötzlichen Flüssigkeits- oder Gasaustritten (Fluid/Gas-Kicks) und vor Instabilitäten des durchbohrten Gebirges.
- Der Schutz des umgebenden Gebirges vor hohen Bohrlochdrücken und inkompatiblen Spülungsflüssigkeiten: Hierfür wird der Ringraum zwischen Verrohrung und Bohrlochwand mit Zement verfüllt. Der Zement hat die Aufgabe, die Zwischenräume zwischen Verrohrung und Gebirge abzudichten und diese fest im Gebirge zu verankern. Zudem schützt der Zement die Rohrtouren zusätzlich vor plastischen Formationen und korrosiven Fluiden aus den Formationen. Beim Einbau der Rohrtour „Rohr in Rohr“ wird der Zement in einigen Fällen mit einer Überlappung von 40 bis 200 m in den Ringraum eingebracht. Der restliche Ringraum wird mit einer nicht korrosiven Flüssigkeit aufgefüllt. Die Druckanstiege in den Ringräumen können so kontrolliert werden.

Durch den Einbau des Casing in die Bohrung wird im Hinblick auf das Fracking sichergestellt, dass die Frack-Flüssigkeit während der Erschließung der Flözgas- oder Schiefergas-Lagerstätten nicht aus der

Bohrung in das umliegende Gebirge entweichen kann. Mithilfe der Verrohrung ist es zudem möglich, das Hydraulic Fracturing gezielt im Bereich der Lagerstätte einzusetzen. Hierfür muss das Casing im Bereich der Lagerstätte perforiert werden, damit das umliegende Gebirge stimuliert und das Erdgas aus dem Gebirge gefördert werden kann.

6.5.1.1 Materialauswahl der Rohrtouren

Das Material, aus dem die Verrohrung hergestellt wird, ist Stahl. Der Stahl muss im Wesentlichen auf Grundlage der vielseitigen Anforderungen ausgewählt werden. Zuerst sollte die Verrohrung so ausgelegt werden, dass ein sicheres Bohren gewährleistet werden kann. Das verwendete Material muss somit allen auf die Verrohrung einwirkenden Kräften standhalten. Während eine Bohrung abgeteuft wird, sind folgende auf die Verrohrung wirkenden Kräfte von Relevanz:

- der Außendruck auf die Verrohrung
- der im Innern der Verrohrung herrschende Druck
- die axiale Belastung der Rohrtour

Des Weiteren müssen die wechselnden Zustände im Bohrloch, die während der Bohrung und den nachfolgenden Nutzungsphasen auftreten können, für die Auswahl der Ausbaurohre berücksichtigt werden. Dies liegt darin begründet, dass das gesamte Casing einmalig in die Bohrung eingebaut wird und während der gesamten Lebensdauer in der Bohrung verbleibt. Demnach richtet sich die Auswahl der Qualität des Stahls nach der chemischen Zusammensetzung der Formationswässer sowie den im Bohrloch herrschenden Temperaturen und Drücken. Stahlrohre haben den Vorteil, dass sie während des Einbaus verschraubt oder verschweißt werden können und somit ein kontinuierlicher Einbau gewährleistet werden kann. Die Charakteristika von verschiedenen Stahlsorten sind in den vom API (American Petroleum Institute) formulierten Technischen Daten definiert. Die Angaben zu den in einer Bohrung einsetzbaren Stählen können in den API Specifications 5CTM und dem WEG Leitfaden für die Futterrohrberechnung nachgelesen werden. (Devereux 1998)

6.5.1.2 Dimensionierung einer Bohrung

In der Regel wird eine Bohrung von unten nach oben geplant und ausgelegt, da über den benötigten Durchmesser im Bohrlochtiefsten der Durchmesser der Bohrung an der Erdoberfläche definiert wird. Die Auswahl des Durchmessers sollte die gewünschte Produktionsrate sowie die zukünftige Komplettierung der Bohrung berücksichtigen. Wenn eine Mehrzonenkomplettierung eingesetzt wird, braucht die Ausrüstung im Bohrloch mehr Platz, da diese Komplettierung eine Förderung aus mehreren Förderhorizonten erlaubt. Der Durchmesser der Bohrung kann auch durch Ort und Größe des Bohrplatzes beeinflusst werden. Denn muss die Bohranlage, in Folge von Platzmangel auf dem Bohrplatz, kleiner dimensioniert werden, so muss auch der

Startdurchmesser der Verrohrung kleiner dimensioniert werden. (Devereux 1998)

Im Lebenszyklus eines Bohrlochs kann es erforderlich werden, dass ein sogenanntes Workover der Bohrung durchgeführt werden muss. Ein Workover bedeutet das Austauschen beschädigter Einbauten in der Bohrung (Steigrohr oder Pumpen inklusive Gestänge) zum Wiederherstellen und Sicherstellen ihrer Funktionsfähigkeit. Ein gesamtes Casing wird seltener ausgetauscht, da dieser Vorgang aufgrund der Zementation sehr kompliziert ist. Bei einer undichten Bohrung kann entweder das gesamte Bohrloch oder Teilbereich bei gleichzeitiger „Umbohrung“ der undichten Stelle verfüllt werden. Nach Angaben der Betreiber stellt das „Casing in Casing“ eine weitere Alternative dar. Dabei wird eine Rohrtour mit kleinerem Durchmesser innerhalb des bestehenden Casing eingesetzt und zementiert.

6.5.1.3 Bestandteile der Rohrtour (Casing String)

Grundsätzlich können die Rohrtouren in zwei verschiedene Arten eingeteilt werden: die voll ausgebildete und die verlorene Rohrtour. Die voll ausgebildete Rohrtour, englisch Casing String, reicht von der Absatzteufe bis zur Oberfläche. Die verlorene Rohrtour, englisch Liner, reicht von der Absatzteufe bis in die nächste Rohrtour hinein. Der Liner wird genauso wie der Casing String mit Zement abgedichtet, um alle dahinter liegenden Formationen von der Bohrung zu isolieren. Ein Liner wird meist für die Zwischenverrohrung eingesetzt. Der Vorteil von Linern ist die Material- und die damit verbundene Kosteneinsparung, da sie nicht bis an die Oberfläche reichen und die gleichen Sicherheitsstandards bei geringerem Aufwand erreicht werden können. (Devereux 1998)

Die Absatzteufe einer Rohrtour wird durch mehrere Faktoren bestimmt. Die Absatzteufe der Rohrtour beschreibt den Punkt in der Bohrung, an dem der Casing String einer Durchmesserstufe nicht weiter eingebaut wird, sondern durch das Einbringen von Zement in den Ringraum mit dem Gebirge verbunden wird. Anschließend wird die Bohrung aus der abgesetzten Rohrtour mit einem kleineren Durchmesser bis zum nächsten Absetzen der Rohrtour weiter abgeteuft. Das Verrohrungsschema variiert je nach Bohrung und eingesetztem Equipment.

Grundsätzlich ist die Absatzteufe limitiert durch die Hakenlast der Bohranlage, die geologischen Gegebenheiten und die Formationsdrücke. Die Lage der Absatzteufe einer Rohrtour sollte nach Möglichkeit in einer stabilen Gesteinsformation gewählt werden. Zudem sollte das Absetzen der Rohrtour in einer Druck-Übergangszone erfolgen. In einer Druck-Übergangszone ändern sich aufgrund eines Wechsels der Gesteinsschichten oder sonstiger geologischen Randparametern die Formationsdrücke. Durch dieses Vorgehen können unerwartete

Druckanstiege in der Bohrung eingeschlossen und auszirkuliert werden.

In einer Bohrung kann der Casing String in verschiedene Funktionsabschnitte eingeteilt werden (siehe Abbildung 6.34) (WEG 2006b, Devereux 1998):

- Das Standrohr (Conductor Pipe) wird beim Abteufen einer Bohrung zu Beginn eingesetzt, um die Oberfläche vor Erosion zu schützen und um die Standsicherheit der Bohrung zu gewährleisten. Außerdem soll durch den Einbau sichergestellt werden, dass die Spülung, die während des Bohrens verwendet wird, nicht verloren geht (Grundwasserschutz). Das Standrohr wird in eine zu dem Zweck abgeteufte Bohrung eingebaut und zementiert oder in den Boden eingerammt. Die Verrohrung wird nur oberflächennah eingebaut und besitzt keinen Blowout Preventer (BOP). Der Durchmesser des Standrohrs muss groß genug gewählt werden, damit die nachfolgenden Rohrtouren „Rohr in Rohr“ eingebaut werden können. Das Standrohr ist die Grundlage für einen kontrollierten Spülungskreislauf.
- Die Ankerrohrtour (Surface Casing String) ist ein Stahlrohr, welches von der Oberfläche durch die lockeren oberen Gesteinsschichten bis zu den darunter liegenden, tragfähigen und massiven Gesteinsformationen eingebaut wird. Zwischen dem Stahlrohr und der Bohrlochwand besteht nach dem Einbau ein Spalt (Ringraum). Dieser Ringraum wird mit Zement verfüllt, so dass die Ankerrohrtour fest in dem umliegenden Gebirge verankert wird. Ein sorgfältiger Einbau der Ankerrohrtour ist maßgebend für den weiteren störungsfreien Verlauf der Bohrung. Die Ankerrohrtour muss eine Druckbelastung aushalten, die durch das Gewicht des Casing String, des Komplettierungsstrangs, des Eruptionskreuzes und des BOP hervorgerufen wird. Beim Abteufen der Bohrung kann es bei Öl- und Erdgas-Lagerstätten durch eindringendes Gas zu einem plötzlichen Druckanstieg in der Bohrung kommen, einem sogenannten Kick (in der Regel Gasblasen, die aus der Lagerstätte stammen und in der Bohrlochspülung aufsteigen - diese Blasen dehnen sich aufgrund der abnehmenden Teufe und des damit fallenden Druckes aus). Einen Blowout (Herausschießen des Gasspülmischungsgemisches aus der Bohrung und eventuelles Zünden des Gases) infolge eines Kicks zu verhindern, ist Aufgabe des Blowout Preventers. Aufsteigende Gasblasen können mit dieser Sicherheitseinrichtung in der Bohrung eingeschlossen werden, so dass sie anschließend sicher auszirkuliert werden können. Der BOP ist so auszulegen, dass er den zu erwartenden maximalen Kopfdrücken standhält. Mit zunehmender Teufe, höhere Druckstufe und dem Bohren weiterer Sektionen wird der BOP i.d.R. nochmal gewechselt.

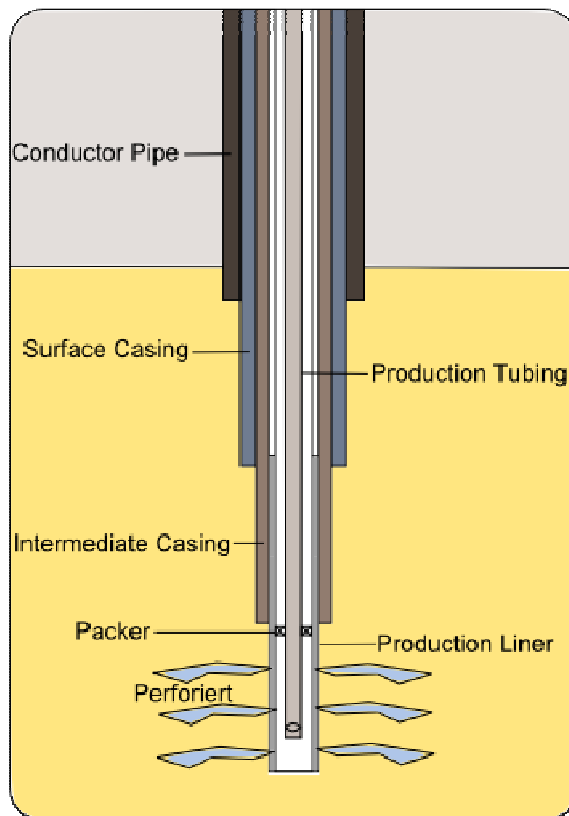


Abb. 6.34: Aufbau des Casings

- Die Zwischenrohrtour, auch technische Rohr tour (Intermediate Casing String) genannt, wird in tieferen Bohrlöchern eingesetzt, in denen instabile Formationen (zum Beispiel Salzformationen) durchteuft werden müssen. Das Risiko, die Bohrung ohne Zwischenverrohrung von der Ankerrohr tour bis zum Einbringen der Produktionsverrohrung abzuteufen, wäre zu hoch. Das Gebirge hält mit zunehmender Teufe immer weniger dem Druck der Spülungssäule stand, wenn nicht teleskopartig die Rohr Touren eingebracht werden und eine lange offene Bohrlöchstrecke vorhanden wäre. Daher kann nicht mit einem konstanten Durchmesser von oben nach unten gebohrt werden. Frackgradienten und Porendruckgradienten bestimmen die einzelnen Rohrabsetzteufen.
- Die Produktionsverrohrung (Production Casing String/Liner) ist der Teil der Bohrlöchstverrohrung, welcher bis in die zu erschließenden Lagerstätten-Horizonte hinab eingebaut und zementiert wird. Im Rahmen der späteren Komplettierung wird durch das Einbringen einer Perforation in der Rohr tour eine Verbindung zwischen der Lagerstätte und der Bohrung in einem definierten

Bereich erzeugt. Somit wird der Zufluss von Erdgas oder Öl aus der Lagerstätte in die Bohrung ermöglicht.

Eine Produktionsrohrtour ist nicht in allen Bohrungen notwendig. Wenn das Gebirge im Bereich des Förderhorizontes stabil und standsicher ist, kann das Erdgas beziehungsweise Öl aus der Formation heraus mit den bereits bestehenden Installationen gefördert werden. In den meisten Fällen wird jedoch eine Komplettierung benötigt, die während der kompletten Förderdauer bestehen soll.

- Das Steigrohr (Production Tubing) stellt die Schnittstelle zwischen Casing und Komplettierung dar. Durch den Einbau des Steigrohres können Stimulationsmaßnahmen im Bereich der Lagerstätte realisiert werden. Das Steigrohr dient nach Abschluss der Komplettierungsmaßnahmen als Förderrohr, mit dem die Rohstoffe aus der Lagerstätte an die Oberfläche gefördert werden. Das Steigrohr wird als zusätzliches Rohr in das Casing eingehangen. (Devereux 1998)

6.5.2 Zementation

Zementationen im Bereich der Erdöl-/Erdgasgewinnung können im Wesentlichen unterschieden werden

- nach Zementationszweck in
 - Primärzementation und
 - Sekundärzementation,
- nach Zementationsart in
 - Ringraumzementation,
 - Druckzementation und
 - Vollzementation sowie
- nach Zementationstechnik in
 - Stopfenzementation,
 - Gestängezementation und
 - Mehrstufenzementation.

6.5.2.1 Primärzementation

Die Primärzementation entspricht der ersten Rohrzementation, die zwischen dem Rohr und der Bohrlochwand bzw. der vorgelagerten Rohrtour, dem sogenannten Ringraum (engl. *annulus*), eingebracht wird.

Die wesentlichen Aufgaben der Primärzementation sind

- Abdichtung/Trennung von unterschiedlichen (Produktions-)Horizonten gegeneinander,
- Verankerung der Rohrtouren im Bohrloch,
- Korrosionsschutz für die Rohre,

- Stabilisierung der Rohrtouren und Erhöhung der mechanischen Festigkeit der Bohrlochkonstruktion,
- Abdichtung/Vermeidung von Wegigkeiten von der Lagerstätte zur Tagesoberfläche sowie
- Schutz von Grundwasserhorizonten. (Azar 2007, Schwarzmeier 1977, Buja 2011, BVOT NRW)

Der zwischen Bohrloch und Rohrtour verbleibende Ringraum ist sehr schmal und zunächst mit Bohrspülung gefüllt, so dass die Zementschlämme die Spülung verdrängen muss. Der Zement darf sich nicht mit der Spülung im Bohrloch vermischen, da ansonsten die Eigenschaften der Zementschlämme nachhaltig negativ beeinflusst werden können. Zudem muss eine optimale Verbindung zwischen Zementschlämme, Rohroberfläche und Bohrlochwandung entstehen. Um dies zu erreichen, müssen die Rohroberfläche frei von verfestigten Bohrspülungsresten und die Bohrlochwandung frei von undurchlässigem Filterkuchen sein. Die Säuberung kann im Falle der Rohre teilweise mechanisch (Sandstrahlen, Einsatz von Kratzern und Bürsten) erfolgen oder im Falle der Bohrlochwandung chemisch durch vorlaufende Spülung mit Filterkuchen zerstörenden Flüssigkeiten (bspw. Säuren). (Buja 2011)

6.5.2.2 Sekundärzementation

Sekundärzementationen kommen zum Einsatz, wenn

- Stopfen zum Abdichten tiefer liegender Bohrlochkompartimente erstellt werden müssen,
- Abstützelemente für Ablenkbohrungen benötigt werden,
- Primärzementationen gezielt repariert werden müssen,
- aufgelassene Bohrungen verfüllt werden sollen,
- Leckagen im Casing oder/und
- Leckagen in der Formation abgedichtet werden sollen.

6.5.2.3 Ringraumzementation

Für eine Ringraumzementation wird zunächst das benötigte Füllvolumen des Ringraums berechnet. Diese Berechnung geschieht auf der Grundlage der Auswertung einer Bohrlochvermessung, in deren Verlauf eine Messsonde die Geometrie des Bohrlochs aufnimmt.

Die Zementschlämme werden bei dieser Einbringtechnik in den Futterrohren hinunter gepumpt und durch den Ringraum nach oben geführt. Um die Bohrspülung zu verdrängen, muss der Zement vom Bohrlochtiefsten in den Ringraum nach oben hineingepumpt werden.

Die Durchmischung von Zementschlämme und Bohrspülung wird bei dieser Einbringtechnik entweder durch das Einstellen einer turbulenten Strömung im Rohr und Ringraum oder/und durch den Einsatz ei-

ner Trennflüssigkeit (engl. *spacer fluid*), die vor der Zementschlämme eingepumpt wird, verhindert. (Buja 2011, Azar 2007)

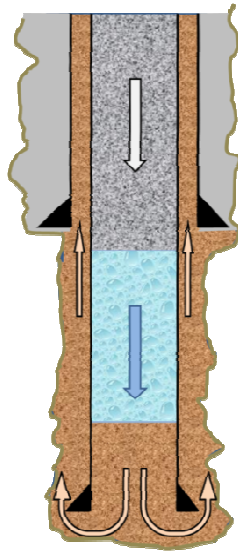


Abb. 6.35: Prinzipskizze zur Erläuterung des Einsatzes einer Trennflüssigkeit (blau) zur Verhinderung der Durchmischung von nachfolgender Zementschlämme (grau) und Bohrspülung (braun)

Je nach vorgefundener Situation in der Rohrtour und im Bohrloch können auch mehrere Spülflüssigkeiten vorab verpumpt werden, um eine Reinigung der Rohre und des Bohrlochs zu ermöglichen.

6.5.2.4 Druckzementation

Die Druckzementation (engl. *squeeze job*) kommt in solchen Fällen zum Einsatz, in denen Zement unter Druck zum Abdichten von Bohrlochwandungen (Klüfte, Spalten) oder zur Reparatur von Primärzementationen oder undichten Casings benötigt wird. Hierbei wird der zu behandelnde Bereich mit Packern vom Rest der Rohrtour abgedichtet und die Zementschlämme mittels Stopfen- oder Gestängezementation und Druck eingepumpt. (Buja 2011, Azar 2007)

6.5.2.5 Vollzementation

Bei dieser Art der Zementation wird der gesamte Bohrlochquerschnitt mit einem Zementstopfen versehen. Im Falle von Spülungsverlusten im Bohrlochtieftsten beim Bohren werden beispielsweise so genannte Sohlzementationen erstellt. Vollzementationen als Brückenzementationen zum Abstützen von Bohrwerkzeugen werden im Zusammenhang mit Ablenkbohrungen angebracht oder aber auch zum Abdichten und Stabilisieren von Rohrtouren im Rahmen der Bohrlochverfüllung bei Beendigung der Förderphase und Versiegelung des Bohrlochs. (Buja 2011)

6.5.2.6 Stopfenzementation

Die Vermischung von Zementschlämme und Bohrspülung wird bei dieser Technikvariante durch den Einsatz von zwei Gummistopfen verhindert. Zunächst wird der untere Gummistopfen in das Rohr eingebracht. Der Gummistopfen ist mit einem Kanal versehen, der durch eine Gummimembran verschlossen ist. Durch diese Gummimembran werden Zement und Spülung getrennt. (Reich 2009, Azar 2007)

Der Gummistopfen wird mithilfe des eingepressten Zementes in den Casing String eingebracht, bis er den Rohrschuh am unteren Ende der zu zementierenden Rohrtour erreicht hat (siehe Abb. 6.36). Der Rohrschuh ist eine Verengung des Rohres nach unten hin, damit das Rohr besser in das Bohrloch eingebracht werden kann. Wenn der untere Gummistopfen diese Position erreicht hat, steigt der Druck in der Zementbestückungseinheit merkbar an. Danach wird ein zweiter Gummistopfen, der sogenannte Nachstopfen, in die Rohrtour eingebracht. Der Nachstopfen wird nun erneut mit Spülung beaufschlagt was einen Druckaufbau auf den Zement über dem oberen Stopfen zur Folge hat. In Folge dessen steigt auch der Druck auf den unteren Gummistopfen, so dass die Membran nachgibt und der Zement in den Ringraum gedrückt wird. Dieser Vorgang dauert an, bis der Nachstopfen auf dem ersten aufliegt und den Kanal so wieder verschließt (siehe Abb. 6.36). Ein Sicherheitsventil oberhalb des Nachstopfens verhindert, dass der Zement zurück in die Rohrtour drücken kann. Nachdem der Zement ausgehärtet ist, können die Bohrarbeiten fortgesetzt werden. Die Gummistopfen, das Sicherheitsventil und der Rohrschuh werden dabei durchbohrt. (Reich 2009)

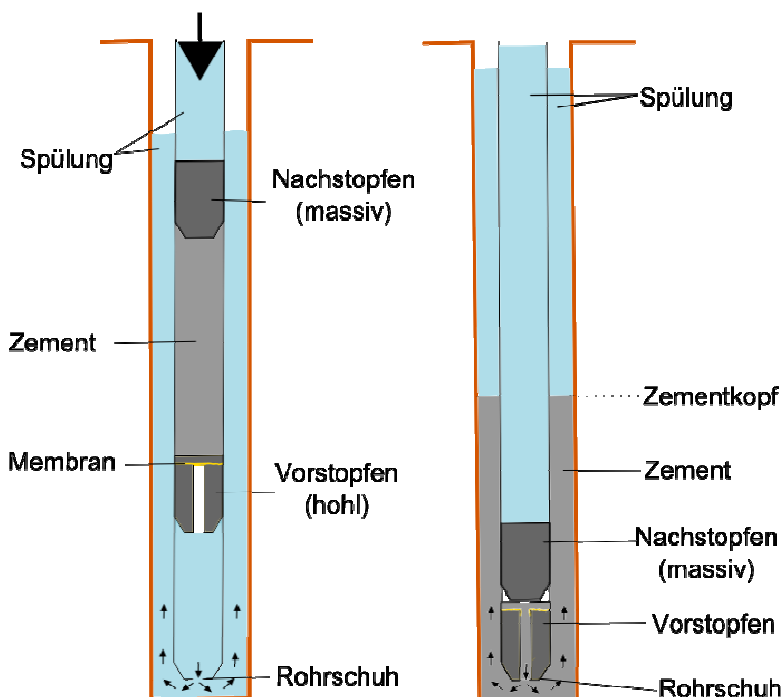


Abb. 6.36: Zementation einer Rohrtour

6.5.2.7 Gestängezementation

Bei dieser Variante wird in die Rohrtour ein Gestängestrang eingebracht, der mit der Rohrtour verankert wird. Die Verankerung erfolgt über einen sog. seal nipple, der sich am unteren Ende des Gestängestrangs befindet und in der Rohrtour an einem entsprechend konstruierten Einbauteil der Rohrtour (bspw. Packer) hydraulisch dicht aufsetzt. Die Zementschlämme wird durch den Gestängestrang in den Bereich unterhalb des seal nipples und von dort aus über den Ringraum nach oben gepumpt. (Buja 2011)

6.5.2.8 Mehrstufenzementation

Sind die zu zementierenden Teufen zu groß oder die Formationsdrücke zu niedrig, werden Zementationen auch in mehreren aufeinander folgenden Stufen ausgeführt, da sonst der vom Zement ausgeübte Druck zu Formationsversagen (Frack) führen kann. Die Rohrtouren werden mit so genannten „Zementierfenstern“ oder auch verschiebbaren Muffen versehen, so dass die Zementationsintervalle kleiner gehalten werden können und somit auch die Bohrlochdrücke unterhalb der Frack-Drücke gehalten werden können. (Azar 2007, Schwarzmeier 1977, Buja 2011)

6.5.2.9 Zementkopfhöhen und Ringraumverfüllung

Standrohre, sofern nicht gerammt, und Ankerrohrtouren werden standardmäßig in Deutschland immer zu Tage zementiert. Für die nachfolgenden Rohrtouren muss das nicht in jedem Fall gelten.

Gemäß § 19 Abs. 4 BVOT NRW wird für NRW zunächst nur gefordert, „dass ein dichter Abschluss des Bohrloches gegen nicht zementierten Teil des Ringraumes erreicht wird. Die Ankerrohrfahrt ist vollständig zu zementieren.“ Es gilt gemäß § 19 Abs. 5, dass „die Zementationsstrecken ferner [...] so zu bemessen [sind], dass nutzbare Wasserstockwerke, nicht genutzte Erdöl- oder Erdgasträger und laugenführende Gebirgsschichten abgedichtet werden und ein Eindringen von Wasser in nutzbare Salzlagerstätten vermieden wird.“

Wie in Abb. 6.37 dargestellt können Zementationen auch eine Endteufe weit unterhalb der Tagesoberfläche haben. Die so genannte Zementkopfhöhe ergibt sich aus den zitierten rechtlichen Vorgaben und den Eigenschaften der durchbohrten Schichten.

Die in Abb. 6.37 dargestellte Bohrung hat eine Zementkopfteufe von 740 m für die Zementation der technischen Rohrtour (9 5/8“ x 7“ Intermediate Casing). D.h., dass bei einer ausgewiesenen Gesamtlänge von 1.530 m nur 790 m zementiert werden. Die restlichen 740 m (von

Zementkopfteufe bis Rasenoberkante³ werden mit einer Schutzflüssigkeit gefüllt (engl. *packer/annulus fluid*). Details zu dieser Schutzflüssigkeit werden in Kapitel 6.5.4.3 erörtert.

Für die Produktionsrohrtour (7“ x 4 ½“ Production Casing) ist eine Zementkopfteufe von 1.370 m angegeben. D.h., dass in diesem Fall eine Zementationstrecke von 160 m in die technische Rohrtour hinauf eingebracht wird. Von den insgesamt 2.115 m werden somit 745 m zementiert und die restlichen 1.370 m des Ringraums wiederum mit Schutzflüssigkeit verfüllt.

Für dieses Design ergibt sich somit ein Bedarf von ca. 44 m³ Zement und ca. 38 m³ Schutzflüssigkeit (siehe Tab. 6.6).

In Tab. 6.7 und Abb. 6.38 ist zum Vergleich eine Bohrung dargestellt, in der die Zementation der einzelnen Rohrtouren bis in die vorangehende Rohrtour hineinreicht. Wie den Werten zu entnehmen ist vervielfacht sich die benötigte Zementmenge auf 244 m³ und das Schutzflüssigkeitsvolumen vervierfacht sich auf 176 m³, obwohl die reine Bohrteufe sich nur verdoppelt.

³ Die in Abbildung 6.38 angegebenen Teufen beziehen sich de facto auf den Drehtisch des Rotary-Bohrturms (engl. *rotary kelly bushing {RKB}*, s. auch Abschn. 6.4.3.1), der einige Meter über Rasenoberkante liegt. Für die in diesem Abschnitt angestellten Betrachtungen ist diese Unterscheidung jedoch nicht notwendig.

Tab. 6.6: Kennzahlen für die in Abbildung 6.38 dargestellte Bohrung in Bezug auf Zement- und Schutzflüssigkeitsvolumina⁴

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Cuttings	Schutzflüssigkeit	Zement
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³
20	0,508	35	20	0,508	0	7	0	0
13,375	0,340	190	17,5	0,445	0	24	0	12
9,625	0,244	1530	12,25	0,311	740	102	22	23
7	0,178	2115	8,5	0,216	1370	21	16	9
Summe						154	38	44

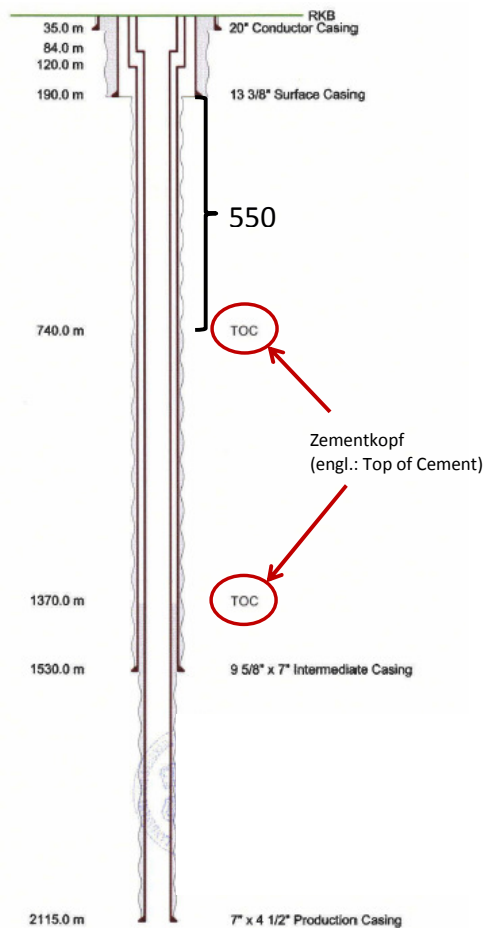


Abb. 6.37: Zementköpfe einer Bohrung mit 550 m freiem Ringraum zwischen Bohrlochwandung und Rohrtour (hier: Lünne 1, EMPG). (geändert, nach (LBEG 2011))

⁴ Alle angegebenen berechneten Zahlen sind gerundet.

Tab. 6.7: Kennzahlen für die in Abbildung 6.39 dargestellte Bohrung in Bezug auf Zement- und Schutzflüssigkeitsvolumina⁵

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Cuttings	Schutzflüssigkeit	Zement
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³
32	0,813	50	32	0,813	0	26	0	0
18,625	0,473	800	24	0,610	0	219	0	93
13,375	0,340	2200	17,5	0,445	650	217	42	100
9,625	0,244	3200	12,25	0,311	2050	76	60	33
7	0,178	3880	8,5	0,216	3050	25	36	10
4,5	0,114	4500	6,375	0,162	3730	13	39	8
Summe						576	176	244

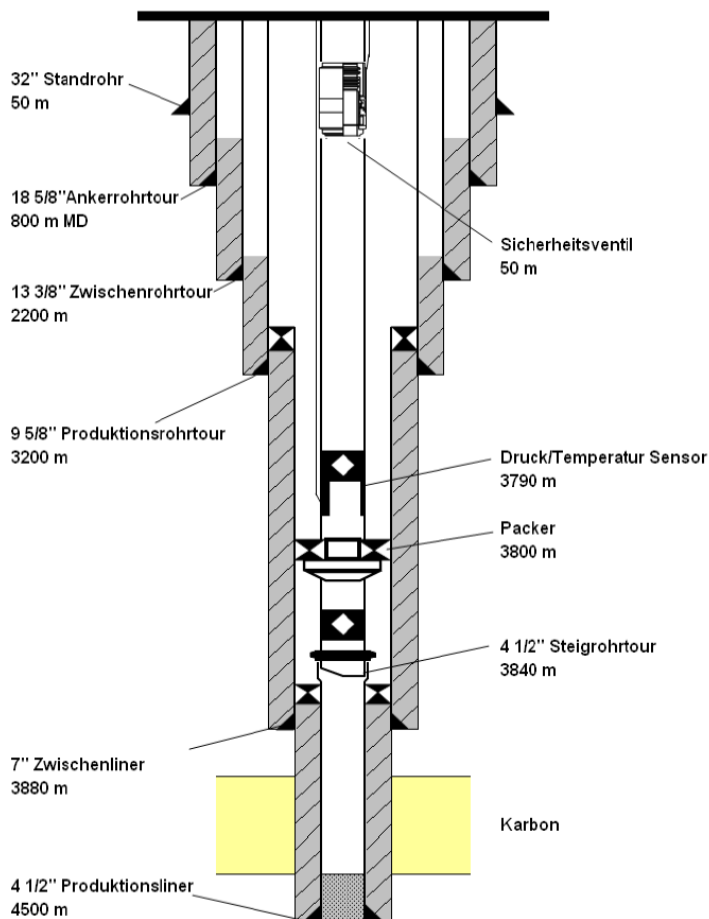


Abb. 6.38: Zementköpfe einer Bohrung ohne freien Ringraum zwischen Bohrlochwand und Rohrtour (hier: Dueste Z10, Wintershall). (Wintershall 2011)

⁵ Zementkopfteufen sind geschätzt: TOC = Endteufe vorangegangene Rohrtour – 150 m. Berechnete Werte sind gerundet. Die Wandstärke der einzelnen Rohrtouren wurde bei dieser überschlägigen Abschätzung vernachlässigt.

6.5.2.10 Zementationsqualität

Bei der Auswahl der einzubringenden Zementarten wird international im Wesentlichen dem Industriestandard der API-Vorgaben gefolgt. Hierin werden 8 Standardzementklassen (Klasse A bis H) für unterschiedliche Teufen und Druck- bzw. Temperaturverhältnisse unterschieden. Diese API-Norm (API Specification 10A, 23. Ausgabe vom April 2002) lehnt sich an die ISO 10426-1:2000 („Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 1: Specification“) an.

Im standortspezifischen Einzelfall werden diese Standardmixturen gegebenenfalls durch Zugabe von Hydratations-beschleunigenden oder -verzögernden Additiven und anderen Zuschlagsstoffen an die Gegebenheiten der Bohrung angepasst.

Das Mischverhältnis von Wasser und Zement hat direkten Einfluss auf die Zementfestigkeit, wie in Abbildung 6.39 dargestellt.

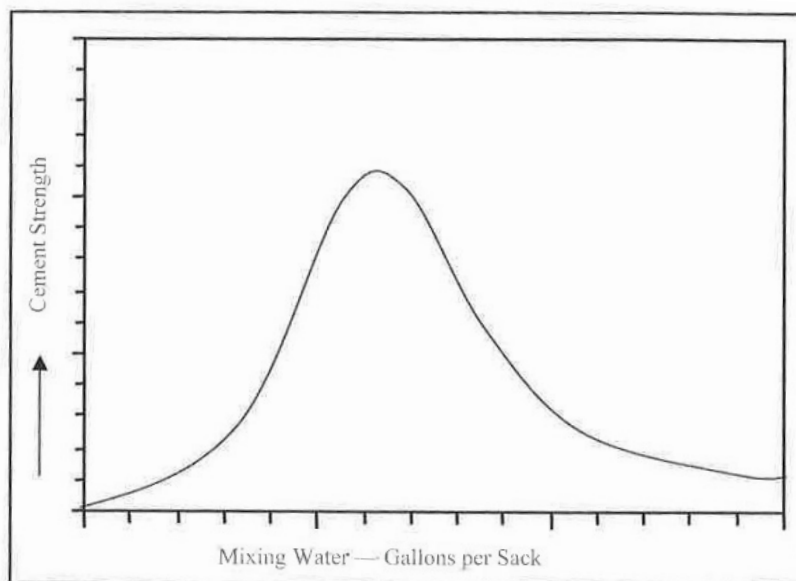


Fig. 11-14. Cement compressive strength versus volume of mixing water

Abb. 6.39: Änderung der Druckfestigkeit in Abhängigkeit der zugemischten Wassermenge. (Azar 2007)

Die maximale Druckfestigkeit des Zements wird bei ca. $0,25 \text{ l}_{\text{Wasser}}/\text{kg}_{\text{Zement}}$ erreicht (Referenz: API-Klasse G-Zement). Dieses Mischungsverhältnis ist jedoch derart viskos, dass es nicht oder nur unter Aufwendung unverhältnismäßig hoher Energien in ein Bohrloch verpumpt werden kann. Die Zugabe von mehr Wasser ermöglicht zwar das Einbringen des Zements in die Bohrung, jedoch erfolgt dies auf Kosten der Druckfestigkeit (s. Abb. 6.39). Des Weiteren wird sich das überschüssige Wasser, also der Wasseranteil der eingebrachten

Mischung, der nicht für die chemischen Reaktionen bei der Zementhydratation benötigt wird (engl. *free water*), nach erfolgter Platzierung der Zementschlämme in den Ringräumen, vom Zement trennen und auf dem Zementkopf oder Einschlüssen in der Bohrlochwandung sammeln. In geneigten oder horizontalen Bohrungen wird sich dieses Wasser entsprechend vertikal nach oben bewegen und sich im obersten Bereich des Bohrlochs sammeln.

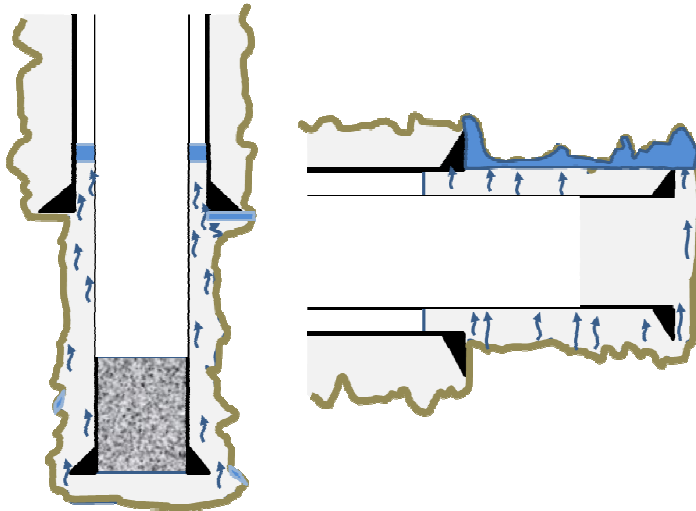


Abb. 6.40: Prinzipskizze zur Erläuterung der Trennung von überschüssigem Wasser vom Zement und Ansammlung von Wasserlinsen in den obersten Bereichen des Bohrlochs

Der Einschluss solchen überschüssigen Wassers führt automatisch zur Entstehung von Wegigkeiten für Formationswässer und -gase in den entstehenden Mikroringräumen, da die Abdichtfunktion des Zements nicht mehr gegeben ist.

Solche Wassereinschlüsse können auch dazu führen, dass auf das Casing laterale Kräfte wirken. Außerdem kann durch erhöhte Temperaturen das Volumen des Wassers zunehmen und dadurch die Kollapsfestigkeit des Casings überschritten werden. Da das Casing an anderen Stellen fest mit dem Gebirge verankert ist, können diese Kräfte auch ein Ausknicken der Rohrtour bewirken.

Die Zementationsqualität kann des Weiteren beeinträchtigt werden durch Schrumpfungsprozesse des Zements während der Verfestigungs- und Erhärtungsphase. Nach Einbringen des Zements auf die gewünschte Zementkopfteufe werden die Pumpen abgeschaltet. Solange die Zementschlämme in der flüssigen Phase besteht, werden Formationswässer und -gase durch den hydrostatischen Druck des Zements am Eindringen in das Bohrloch gehindert. Mit Einsetzen der Verfestigung und Hydratation sinkt der Druck, der vom Zement auf die Bohrlochwandung ausgeübt wird und ein Zutritt von Formationsfluiden oder -gasen kann erfolgen. Dieser Prozess wird überdies

noch durch möglichen Wasserverlust des Zements an die Formation befördert. Der Zutritt von Formationswasser oder -gas erfolgt durch den sich verfestigenden Zement bis zum Casingmantel. Hierdurch können permanente, kommunizierende Wegigkeiten im Zement und zwischen Zement und Rohrtour entstehen, die in Abhängigkeit vom Bohrlochausbau Formationswasser oder -gasmigration bis zur Rasenoberkante ermöglichen. Durch den Zutritt von Formationswasser oder -gas bis zum Casingmantel steigt des Weiteren das Risiko für Korrosionsschäden an diesen Strukturen, so dass dieser Mechanismus sowohl die Zementbarriere wie auch die Rohrbarriere gefährdet.

Wie bereits angesprochen muss die Vermischung von Zement und Bohrspülung vermieden werden, um die Barriereigenschaften des Zements gewährleisten zu können. Durch Einschluss von Bohrspülungsresten, die an Bohrlochwandung oder Rohrwandung haften, können Mikroannuli entstehen. Des Weiteren kann eine abdichtende Verbindung des Zements mit der Bohrlochwand nur erreicht werden, wenn der bei der Bohrung entstandene Filterkuchen entfernt worden ist. Bei vorhandenem Filterkuchen kann die Zementschlämme nicht in die Formation eindringen. Um zu verhindern, dass Filterkuchenreste oder Bohrspülungsreste trotz vorangegangener Spülung des Ringraums die Zementschlämme verunreinigen, wird teilweise zwischen 30 % und 100 % mehr Zementschlämme eingebracht, als zur Abdichtung des errechneten Ringraums benötigt wird. Mit dieser Vorgehensweise sollen die ersten 30 % bis 100 % überschüssigen Zements dazu dienen die Filterkuchenreste und Bohrspülungsreste aufzunehmen und zu entfernen, so dass die geplante Zementschlämme, die nachfolgend eingebracht wird, nicht durch Verunreinigungen beeinträchtigt wird.

6.5.2.11 Zementationskontrolle

Die Qualität der Zementation im Bohrloch kann nur indirekt überprüft werden und ist daher nur qualitativ zu bewerten. Eines der eingesetzten Messverfahren ist ein sogenanntes Temperatur-Log zur Ermittlung der Zementkopfteufen. Hierbei wird das Messgerät in die Bohrung eingelassen, während der Zement im Ringraum abbindet. Überwachter Parameter während des Abbindungsvorgangs ist die Temperatur im Ringraum. Bei gleichmäßiger Abbindung, ist eine gleichmäßige Temperaturverteilung und -erhöhung zu verzeichnen. (Schlumberger Limited 2012b)

Nach jeder Zementation wird in der nächsten Bohrphase, nachdem der Zement im Rohrschuhbereich aufgebohrt worden ist, ein Drucktest gefahren, so genannte Leak-off-Tests bzw. Formation Integrity Tests. Eine schlechte Zementation des Rohrschuhs erkennt man an der Höhe der möglichen Druckbeaufschlagung.

Die beiden zuvor genannten Kontrollmaßnahmen werden von der Bezirksregierung Arnsberg gemäß Tiefbohrverordnung NRW (BVOT NRW) standardmäßig von den Betreibern eingefordert.

Eine weitere Möglichkeit zur Qualitätsüberprüfung stellen „normale“ Akkustik-Logs (CBL-Cement Bond Log) und Ultraschall-Logs (z.B. USIT von Schlumberger) dar. Ultraschall-Logs haben eine deutlich höhere Auflösung als normale Akkustik-Logs. Anhand der Logs kann zwischen mangelhafter Zementanbindung an die Rohrtour und an das Bohrloch, gemessen mit dem sog. Bond-Index, und Channeling (der Ausbildung von Wegigkeiten in der Zementation) unterschieden werden. Mit einem Ultraschall-Log können sogar Rückschlüsse auf Verschleiß und Korrosion an den Rohrtouren vorgenommen werden. Die Ultraschallwellen werden abhängig vom Erfolg der Zementation unterschiedlich reflektiert. Ist ein Teil des Casing String unzureichend zementiert, wird der Ultraschall stärker reflektiert als bei einem ausreichend zementierten Casing String. Diese Messmethode ist jedoch nur qualitativ, da kleine Risse (Channeling) nicht sichtbar werden. (Schlumberger Limited 2012a) Ultraschall-Logs werden standardmäßig eher nicht eingesetzt.

Gemäß Bybee (Bybee 2007) wird von den Betreibern in den USA die Dichtigkeit der Zementation unter anderem dadurch versucht sicher zu stellen, dass interne Standards in Bezug auf Mindestzementationsstrecke und die Qualität dieser verwendet werden. D.h., dass beispielsweise wie in Abbildung 6.41 dargestellt, anhand von Nomogrammen ermittelt wird, welche Zementationsstreckenlänge einen Bond-Index von mindestens 0,8 gemessen mit der CBL-Methode aufweisen muss. Im in der Abbildung dargestellten Beispiel heißt dies beispielsweise, dass für ein 7“ Rohr eine Mindestlänge von 10 Fuß (umgerechnet ca. 3 Meter) mit einem Bond-Index von mindestens 0,8 erstellt werden muss, damit die Zementation als dicht angesehen werden kann.

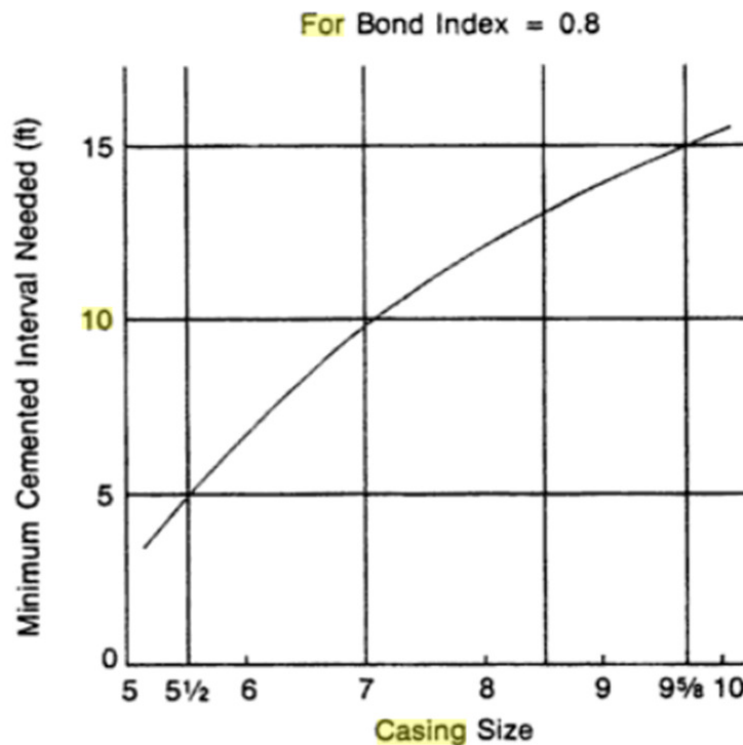


Fig. 11-5. Nomograph used to calculate the number of feet needed for zone isolation (courtesy Schlumberger).

Abb. 6.41: Nomogramm zur Bestimmung der Mindeststrecke einer Zementation, die einen Bond-Index von 0,8 einhalten muss (Johnson 2002)

Der Bond-Index gibt jedoch nur den 360° Mittelwert in Bezug auf die von Zement umschlossene Rohrtour an, d.h. an dem Wert lässt sich ablesen, wie viel Prozent des gerade eingemessenen Rohrtourumfangs im Mittel von Zement umschlossen ist. Eine belastbare Aussage, mit der ausgeschlossen werden kann, dass sich kommunizierende Mikroannuli in der Zementmatrix gebildet haben, kann mit dem Bond-Index nicht getroffen werden. (Schlumberger 2009)

In Reaktion hierauf fordert beispielsweise die US EPA die laut Nomogramm einzustellende Mindestzementationsstrecke mit definiertem Bond-Index mindestens um den Faktor 3 zu vergrößern (also bei 7“ statt 3 m, 9 m). (Bybee 2007)

Bei einer weiteren Methode, um die Dichtigkeit des Zements festzustellen, wird der mit Schutzflüssigkeit gefüllte Ringraum der Bohrung zudem mit Drucksensoren überwacht. Verändert sich der Druck im Ringraum, konnte der Zement nicht ordnungsgemäß abbinden und Formationsfluid oder -gas tritt zu (Druckerhöhung und Volumenvergrößerung im Ringraum) oder Schutzflüssigkeit tritt in die Formation

ein (Druckverminderung und Volumenverringern im Ringraum). (Schlumberger Limited 2012a)

Es werden zudem auch Zementproben genommen, welche im Labor anschließend untersucht werden.

In Nordrhein-Westfalen existieren laut Geologischem Dienst (Stand Dezember 2010) 269.130 Bohrungen, davon sind 24.255 Bohrungen tiefer als 100 m (Geologischer Dienst NRW 2012). Laut der Bezirksregierung Arnsberg (Gespräch vom 8. Februar 2012) lagen bisher keine Anzeigen über Undichtigkeiten in der Zementation vor.

6.5.3 Ausbau von Multilateralbohrungen

Mit Hilfe der TAML-Klassifizierung (Technology Advancement for Multi-Laterals) kann die Bohrlochkomplettierung von multilateralen Bohrungen anhand einer Skala von 1 bis 6 eingeteilt werden. TAML stellt ein Gemeinschaftsprojekt von Unternehmen der Erdöl- und Erdgasindustrie dar. Der Zweck dieses Gemeinschaftsprojektes ist es, durch eine Klassifizierung der Multilateralbohrungen eine vereinheitlichte Kommunikationsebene zwischen den Unternehmen und Servicefirmen zu ermöglichen. Die Bohrungen werden basierend auf einer Komplexitäts- und Funktionalitätsklassifizierung eingestuft. Ein Level 1 Multilateral hat die geringste Komplexitätsstufe, ein Level 6 Multilateral hat die höchste, sicherste aber auch komplexeste Ausbaustufe. (TAML 2012)

Ein TAML Level 1 Multilateral (siehe Abb. 6.42, links) wird entsprechend dem Open Hole Completion-Konzept offen gelassen. Weder die laterale Abzweigung noch die Hauptbohrung werden verrohrt oder zementiert. Der Level 1 Bohrlochausbau kann daher nur in standfesten Formationen angewendet werden. Praktischen Einsatz findet das Level 1 Multilateral bereits in den USA, Kanada oder auch Europa mit bis zu sechs abzweigenden Lateralen. (Westgard 2002)

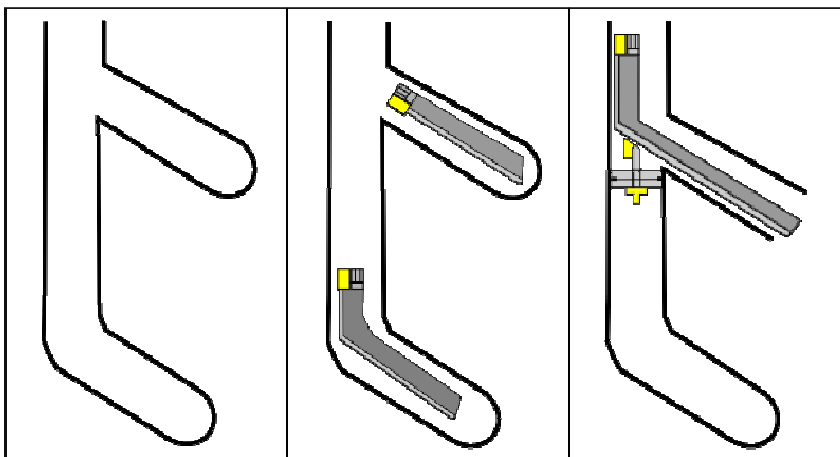


Abb. 6.42: TAML Level 1,2 und 3 (von links nach rechts) (Westgard 2002, TAML 2012)

Bei einem TAML Level 2 (siehe Abb. 6.42, Mitte) hingegen wird die Hauptbohrung verrohrt und zementiert. Damit steigt die Komplexität, aber auch die Sicherheit des Systems. Die Lateralbohrung bleibt, wie auch beim Level 1, offen und unverrohrt. Dieser Bohrlochausbau ist trotz des erhöhten Ausbauraufwandes wirtschaftlich, ermöglicht eine selektive Produktion und kann unter Verwendung von Rohrtouren in Standardgrößen ausgeführt werden. In den Vereinigten Arabischen Emiraten wurden multilaterale TAML Level 2 Bohrungen mit einer Länge von über 3.500 m und einer Ablenkung von 60° erfolgreich abgeteuft. (Westgard 2002)

Eine weitere Steigerung der Komplexität und der Sicherheit bedeutet das TAML Level 3 (siehe Abb. 6.42, rechts). Die Hauptbohrung wird verrohrt und zementiert, die laterale Abzweigung hingegen bleibt nicht mehr offen, sondern wird mit einem Liner verrohrt, jedoch nicht zementiert. Über einen Liner-Packer wird die laterale Rohrtour mit der Hauptbohrung verbunden. (Westgard 2002)

In einem TAML Level 4 Multilateral sind sowohl die Haupt- als auch die Lateralbohrung verrohrt und zementiert. Eine TAML Level 4 Verrohrung ist in Abb. 6.43 (links) dargestellt. (Westgard 2002)

Um auch bei komplexen geologischen Bedingungen mit variierenden Drücken und unterschiedlichen geologischen Randparametern innerhalb der Gesteinsformationen das erfolgreiche Abteufen einer multilateralen Bohrung gewährleisten zu können, werden Haupt- und Lateralbohrung nicht nur verrohrt und zementiert, sondern die Abzweigestelle zusätzlich auch durch technische Einbauten versiegelt. Dieser Bohrlochausbau liegt auf der TAML Skala bei 5 (siehe Abb. 6.43, mitte). Die erste Level 5 Multilateralbohrung wurde 1995 im Golf von Mexico fertiggestellt. TAML Level 5 Multilaterale bieten deutliche Vorteile bei der Kontrolle der auftretenden Drücke, haben aber, bedingt durch erforderliche Fräsarbeiten innerhalb der Verrohrung, den Nachteil, dass metallische Rückstände in der Bohrung erzeugt werden. Wird mit diesen Rückständen nicht ordnungsgemäß umgegangen, kann die Funktionalität und die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projekts beeinträchtigt werden. (Westgard 2002)

Bei TAML Level 6 Multilateralbohrungen wird die Dichtigkeit des Gesamtsystems am Abzweigungspunkt über das Casing gewährleistet, da die komplette Abzweigung bereits Bestandteil der Hauptverrohrung ist. Das geläufigste Level 6 System ist das von der Firma Baker Oil Tools entwickelte „Formations Junction System“. Das vorgeformte System ist Bestandteil einer standardmäßigen Verrohrung und wird im Bohrloch mit Hilfe der Kaltverformungstechnik eingepasst. Durch die vorgeformten Teile wird die Bildung von Rückständen komplett vermieden, da keine Fräsarbeiten mehr erforderlich sind (siehe Abb. 6.43, rechts). (Westgard 2002)

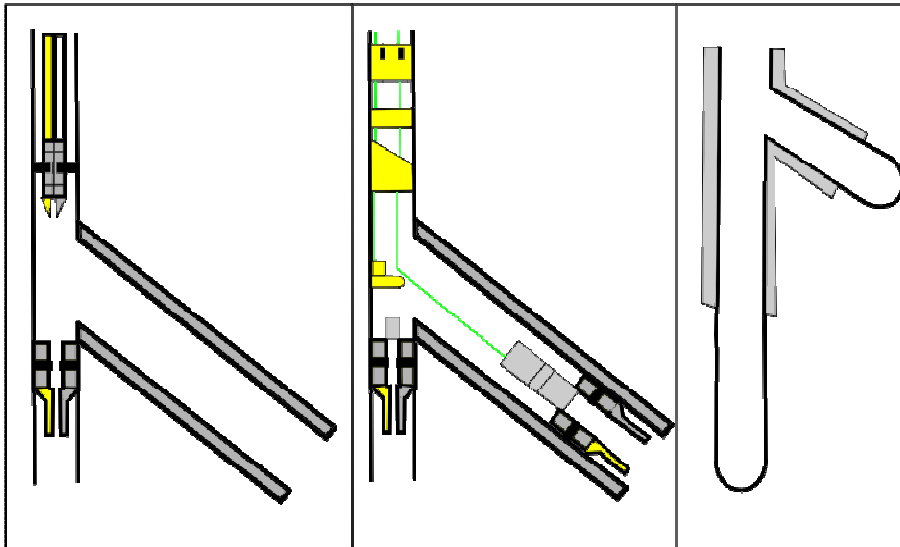


Abb. 6.43: TAML Level 4,5 und 6 (von links nach rechts) (Westgard 2002, TAML 2012)

6.5.4 Komplettierung (Completion)

Die Komplettierung umfasst nicht nur alle Maßnahmen zur Stimulierung des Gewinnungshorizontes, sondern auch alle technischen Einrichtungen, die in beziehungsweise auf das bestehende Bohrloch installiert werden. In diesem Zusammenhang sind zwei Begriffe zur Beschreibung der Komplettierung wichtig: die Bohrlochkomplettierung (Stimulationsmaßnahmen und Verrohrungsart innerhalb der Lagerstätte) und das Komplettierungsequipment (technische Einrichtungen).

Durch die Bohrlochkomplettierung wird der Zufluss der Kohlenwasserstoffe zum Bohrloch hin optimiert. Das Komplettierungsequipment dient in erster Linie dazu, die Sicherheit für Mensch und Umwelt zu garantieren. Zudem stellt das Komplettierungsequipment die Schnittstelle zwischen dem System „Gewinnungsbohrung“ und den nachgeschalteten Aufbereitungs- und Transportsystemen dar. Das Komplettierungsequipment bildet neben der Verrohrung und Zementation des Bohrloches ein Barriersystem zwischen Umwelt und Lagerstätte, so dass die Gefahr, dass Kohlenwasserstoffe in die Umwelt gelangen, stark verringert wird. In der Praxis werden grundsätzlich zwischen Umwelt und Lagerstätte mindestens zwei Barrieren eingebaut, zum Beispiel ein Eruptionskreuz und ein Untertagesicherheitsventil. (Belarby 2009)

Die Auslegung der Komplettierung basiert auf Daten, die während der Erkundungs- und Bohrphase gesammelt werden müssen. Die Quellen der Daten für die notwendige Datenbasis sind hierbei vielfältig (siehe Abb. 6.44). Die Daten liegen sowohl in unbearbeiteter als auch in bearbeiteter Form vor. Unbearbeitete Daten sind beispielsweise die in der Bohrung gemessenen Drücke. Bei Vorhersagen aus Simulations-

programmen, wie sich die Drücke in der Lagerstätte verhalten werden, handelt es sich um verarbeitete Daten. Auch diese fließen bei der Überprüfung der Daten im Hinblick auf ihre Herkunft als auch deren Aussagesicherheit und Konsistenz in die Auslegung der Komplettierung ein. (Bellarby 2009)

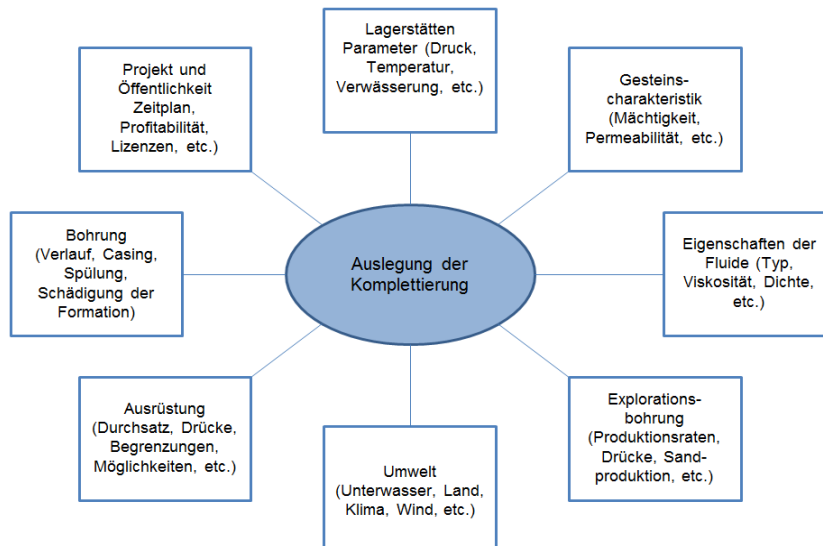


Abb. 6.44: Bereiche der Datenerfassung für das Well Completion Design

6.5.4.1 Bohrlochkomplettierung

Ziel der Bohrlochkomplettierung ist es, einen ungestörten und optimalen Zufluss des Erdgases aus der Lagerstätte in das Bohrloch hinein zu gewährleisten. Die Leistungsfähigkeit einer Bohrung ist abhängig von dem Druckgefälle, das zwischen der Lagerstätte und dem Bohrloch vorherrscht. Bei der Bohrlochkomplettierung handelt es sich um Maßnahmen, die die Bohrung in den Zustand des späteren Verwendungszweckes versetzen, beispielsweise eine Gewinnungsbohrung oder eine Versenkbohrung. Es gibt drei grundlegende Arten der Bohrlochkomplettierung (Bellarby 2009):

- der unterste Teil der Bohrung ist im Bereich der Lagerstätte verrohrt und wird perforiert (Cased Hole Completion/Perforation)
- die Komplettierung des unteren Teils der Bohrung bleibt in der Lagerstätte unverrohrt (Open Hole Completion)
- der Gewinnungshorizont um die Bohrung herum wird durch zusätzliche Maßnahmen stimuliert

Cased Hole Completion

Bei der Cased Hole Completion wird die Bohrung auch im sogenannten Produktionshorizont verrohrt und zementiert. Um einen Zugang

vom Gasreservoir zur Bohrung zu schaffen, werden mittels kleiner Sprengladungen Löcher in das Casing hinein geschossen. Ein Nebeneffekt dieser Sprengungen ist die eventuelle zusätzliche Auflockerung der um das Bohrloch liegende Gesteinsformation. Somit kann eine Erhöhung der Zuflussfläche innerhalb der Lagerstätte erreicht werden. Diese Art der Bohrlochkomplettierung erlaubt eine selektive Produktion innerhalb der Bohrung, da die Perforation gezielt nur in bestimmten Zonen der Lagerstätte erfolgen kann. Die Zonen, aus denen hauptsächlich Wasser gefördert würde, können ausgespart werden. Neue Zonen in der Lagerstätte können ohne Probleme nachträglich an die Bohrung angeschlossen werden. (Bellarby 2009)

Die Cased Hole Completion ist die häufigste Art der Bohrlochkomplettierung in der Flözgas-Gewinnung bei geringer bis mittlerer Permeabilität in den USA. Bei geringer bis mittlerer Permeabilität ist es meistens notwendig, die Lagerstätte in einem weiteren Schritt zu stimulieren. Für den Einsatz des Hydraulic Fracturing Verfahrens als Stimulationstechnik kann die Cased Hole Komplettierungsmethode eingesetzt werden. Durch die Verrohrung kann ein gezielter Frack mit maximalem Druck durchgeführt werden, ohne benachbarte Formationen zu beeinträchtigen. Eine gezielte Stimulation der einzelnen Förderhorizonte wird ermöglicht. Vorteil der Cased Hole Completion ist, dass sie in einer Einzel- oder Mehrzonenkomplettierung ausgeführt werden kann. Nachteilig bei dieser Bohrlochkomplettierungsmethode ist, dass es sich hier um die teuerste Variante handelt. (Ramaswamy 2007)

Die Mehrzonenkomplettierung (Multizone Completion) stellt eine Sonderform der Cased Hole Completion dar. Hierbei kann aus mehreren Zielhorizonten gleichzeitig oder nacheinander Erdgas produziert werden. Dazu wird das Casing an mehreren Stellen in der Bohrung perforiert, so dass von mehreren Stellen aus gleichzeitig Kohlenwasserstoffe in die Bohrung gelangen können. Die Perforation kann in einem oder mehreren Verfahrensschritten erfolgen (Bellarby 2009, Ramaswamy 2007). Die Multizone Completion hat mehrere Vorteile gegenüber der Einzelzonenkomplettierung. Auch geringmächtige Horizonte können wirtschaftlich genutzt werden. Die Anzahl der Bohrungen, die Umweltauswirkungen und die Kosten können unter Verwendung der Mehrzonenkomplettierung bei gleich bleibender Erdgasförderung reduziert werden.

Open Hole Completion

Bei der Open Hole Completion wird die Bohrung im Bereich des Produktionshorizontes weder verrohrt noch zementiert. Manchmal wird ein vorgebohrtes oder vorgeschlitztes Rohr ohne Zementation in die Bohrung oder ein Gravel-Pack eingebaut, um die Bohrlochwand abzustützen. Vorteil der Open Hole Completion sind daher die minimierten

Kosten für die Bohrlochkomplettierung. Die Güte dieser Bohrlochkomplettierung ist jedoch stark von der Qualität des Bohrlochs abhängig. Auch bei dem Abteufen des Bohrlochs in standfesten Gesteinsformationen kann es durch Ausbrüche zu nicht gewollten Bohrlocherweiterungen beziehungsweise zu einem unregelmäßigen Bohrllochdurchmesser kommen. Ein weiterer wesentlicher Vorteil der Open Hole Completion ist, dass keine zusätzlichen Stimulationstechniken notwendig sind, um einen direkten Zugang zu der Lagerstätte zu erhalten. Zu Optimierungszwecken kann jedoch die Cavitation als Stimulationstechnik eingesetzt werden, um den Zufluss von Kohlenwasserstoffen aus der Lagerstätte in das Bohrloch zu verbessern. Die Cavitation wird im Abschnitt 6.6.2.3 beschrieben. (Bellarby 2009, Ramaswamy 2007)

Es gibt jedoch auch Systeme mit den en im Open Hole mittels Horizontisolation durch Packer gefrackt werden kann. Diese Systeme vereinen die Vorteile der Cased Hole Komplettierungsmethode mit denen einer Open Hole Completion-Methode, ohne dass das Bohrloch im Produktionshorizont ausgebaut werden muss.

Stimulationstechniken

Den letzten Schritt im Rahmen der Bohrlochkomplettierung stellt das Stimulationsprogramm dar, das in Abschnitt 6.6 detailliert beschrieben wird. Die Komplettierung einer Bohrung sollte immer gleichzeitig mit dem Stimulationsprogramm geplant werden. Zu Förderbeginn einer CBM-Bohrung wird aus der Lagerstätte hauptsächlich Wasser gefördert und die Methanproduktion ist sehr gering. Die Methanproduktion nimmt jedoch mit zunehmender Entwässerung des Flözes zu, da das Gas aufgrund des geringeren Drucks in der Lagerstätte von der Kohle desorbieren kann. Deswegen sollte das Steigrohr in der Bohrung so dimensioniert werden, dass die Entwässerung der Kohleflöze am Anfang maximiert werden kann. Jedoch sollte das Steigrohr auch für die spätere Gasproduktion optimal ausgelegt werden. (Ramaswamy 2007)

Vor der Komplettierung einer Bohrung sollte untersucht werden, in welchen Zonen der Bohrung eine Bohrlochkomplettierung überhaupt sinnvoll ist. Zudem sollte die Anzahl und die Größenordnungen der Stimulationen, die Auswahl der künstlichen Hebemethode und die Größe des Steigrohres anhand der Reserven und des zu erwartenden Absatzes ausgewählt werden. (Bellarby 2009)

Ein weiterer Faktor, der zu berücksichtigen ist, sind die verschiedenen Zustände, in welche die Bohrung während des Lebenszyklus versetzt wird. Das benötigte Fluidvolumen für die Stimulation und die auf das Casing und Tubing wirkenden Kräfte während der Stimulation müssen mit in die Planung der Komplettierung einfließen. (Bellarby 2009)

6.5.4.2 Komplettierungsequipment

Das Komplettierungsequipment dient vor allem der übertägigen Sicherheit und ist die Basis für einen störungsfreien Förderbetrieb. Im Folgenden werden die gängigsten Einbauten erläutert.

Eruptionskreuz

Das Eruptionskreuz (E-Kreuz) stellt den Abschluss der komplettierten Bohrung an der Erdoberfläche dar. Es dient dazu, die Bohrung gegenüber der Umgebung abzudichten und erfüllt hierbei mehrere Anforderungen. Zunächst muss das E-Kreuz die Bohrung verschließen und dem sich bei einem Kick oder Blowout in der Bohrung aufbauenden Druck entgegenwirken können. Dadurch soll ein nicht vorhersehbares Austreten von Lagerstättenwasser oder Erdgas aus dem Bohrloch verhindert werden. Das E-Kreuz muss deshalb so dimensioniert sein, dass es zum einen auf die eingebauten Casing- und Steigrohr-Maße passt und zum anderen mögliche auftretende Druckspitzen abfangen kann. Das Material des Eruptionskreuzes sollte zudem auf die Beschaffenheit der Formationswässer abgestimmt sein. So wird die Isolation des Bohrlochs von der Umwelt sichergestellt. (Bellarby 2009)

Die wichtigsten Ventile im E-Kreuz sind die Master Valves. Diese Absperrreinheiten kontrollieren den Zufluss aus der Bohrung (siehe Abb. 6.45). Mithilfe der Master Valves kann die Bohrung verriegelt werden. Um eine höchstmögliche Sicherheit zu garantieren, werden zwei Master Valves im E-Kreuz eingebaut. Ein Ventil wird routinemäßig verwendet, das zweite Ventil wird nur bei Störfällen benutzt. Bei dem Swab Valve handelt es sich um das Ventil am E-Kreuz, welches den Zugang zu der Bohrung für Bohrlocharbeiten ermöglicht.

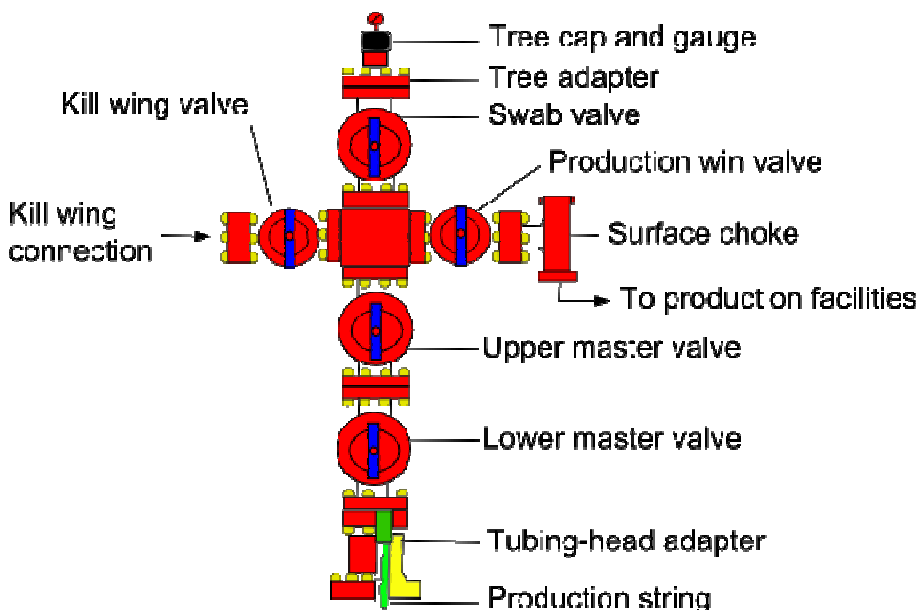


Abb. 6.45: Eruptionskreuz

Bohrlochkopf

Der Bohrlochkopf stellt die Verflanschung unter dem E-Kreuz dar. Am Bohrlochkopf werden sowohl das Steigrohr als auch das Casing abgehängt. Ringraum und Steigrohr sind voneinander isoliert. (Bellarby 2009)

Untertagesicherheitsventil (USV)

Untertagesicherheitsventile dienen dem sicheren Verschluss der Bohrung im Fall des Ausfalls des Eruptionskreuzes und sind somit eine weitere Sicherheitseinrichtung (redundantes System). Die Untertagesicherheitsventile sind Ventile, die für den Fall entworfen wurden, dass es durch eine mögliche Katastrophe, wie zum Beispiel einem Hurrikan oder einem terroristischen Akt, zu einem Funktionsverlust des E-Kreuzes kommt. Das USV wird innerhalb des Steigrohres relativ weit oben in der Bohrung installiert. Das Ventil wird hydraulisch betrieben. Bei einem plötzlichen Druckabfall oder starken Druckanstieg riegelt das Ventil das Bohrloch ab und die Bohrung ist druckdicht verschlossen. (Bellarby 2009)

Packer

Ein Packer ist eine Ringraumabdichtung, die bei der Abdichtung oder bei der Strukturierung einer Bohrung zum Einsatz kommt. Die Abdichtung erfolgt, um den Ringraum von der Produktionszone zu isolieren, um Korrosion im Casing und am Steigrohr zu vermeiden. Bei einer Bohrung, die aus mehreren Förderhorizonten produzieren soll, werden Packer auch zur Isolierung einzelner Horizonte genutzt. (Bellarby 2009)

Ein Packer, der keine abdichtende Wirkung hat, wird auch Anker genannt. Der Anker hat die Aufgabe, die Bewegung des Steigrohrs beim Pumpen zu vermeiden. Spannungen, die im Steigrohr auftreten, können durch den Anker aufgenommen und auf das Casing übertragen werden. Dieses Vorgehen schützt gewichtsempfindliche Einbauten im Steigrohr. Die Packer können sowohl mechanisch als auch hydraulisch abgesetzt werden.

Ausdehnungshilfsmittel und Haken

Ausdehnungshilfsmittel sollen thermisch erzeugte Spannungen von Steigrohr und Packern aufnehmen. Die Haken sind von außen am Production Tubing angebracht. Sie vereinfachen das Ziehen des Steigrohrs während eines Workovers. (Bellarby 2009)

Buchsen und Messgeräte

Die Buchsen sind dauerhaft an der Außenseite des Production Tubings angebracht und dienen der Befestigung von Messgeräten. Die Position der Buchsen ist über die gesamte Länge des Production Tubings frei wählbar und hängt vom entsprechenden Mess- und Monitoring-Programm ab. Ein Anschluss im Steigrohr erlaubt die Datenerfassung innerhalb der Komplettierung. Die Messgeräte erfassen beispielsweise den im Steigrohr herrschenden Druck und die Temperatur über Sensoren. Diese Daten werden dann über ein Kabel an die Erdoberfläche übermittelt. Es gibt auch Messgeräte, die Daten außerhalb des Production Tubing im Ringraum erfassen. Dies ist vor allem wichtig bei einer Multizone Completion. (Bellarby 2009)

6.5.4.3 Komplettierungs-/Packerfluide und Schutzflüssigkeiten

Das Komplettierungsfluid wird zwischen Casing und Steigrohr eingebracht und hat die Aufgabe, die Temperaturen in der Bohrung zu stabilisieren, um die Materialien der Komplettierung vor zusätzlicher thermischer Beanspruchung zu schützen. Die Anforderungen an das Fluid sind vielfältig. Es sollte nicht korrosiv sein, da es in einem ständigen Kontakt zum Casing und Steigrohr steht. (Bellarby 2009)

Packerfluide sind identisch mit Komplettierungsfluiden und werden so bezeichnet, wenn zwischen Casing und Steigrohr ein Packer eingesetzt wird.

Schutzflüssigkeiten (siehe Abschn. 6.5.2.9) sind Komplettierungs-/Packerfluide, die in die Ringräume eingebracht werden, nachdem die Zementation der jeweiligen Rohrtouren erfolgt ist.

Um allen genannten Anforderungen entsprechen zu können, ist ein systematischer Auswahlprozess nötig, wie beispielhaft in Abb. 6.46 gezeigt. Wie dargestellt, lassen sich grundsätzlich Ein-Salz-, Zwei-Salz- und Drei-Salz-Fluide unterscheiden.

Komplettierungsfluide können Ein-Salzlösungen mit geringer Dichte ($1 \text{ t/m}^3 - 1,39 \text{ t/m}^3$) sein, die je nach Eigenschaften des Formationswassers aus KCl-, CaCl_2 -, NaBr-, CaBr_2 -, NaO_2CH -, KO_2CH - oder CsO_2CH -Lösungen bestehen. Die letzten drei genannten Salze zeichnen sich dadurch aus, dass sie kein Chlorid oder Bromid enthalten, was bei Kontakt mit gewissen Formationsfluiden vorteilhaft ist.

Komplettierungsfluide im mittleren Dichte-Bereich bestehen meistens aus Zwei-Salz-Lösungen von CaCl_2 und CaBr_2 mit Dichten von $1,4 \text{ t/m}^3$ bis $1,81 \text{ t/m}^3$.

Höhere Dichten können durch Wahl der Drei-Salz-Lösungen erreicht werden (siehe Tab. 6.8).

Da die Lösungen derart eingestellt sind, dass bei gewissen Temperaturen einzelne Salze auskristallisieren würden, was vermieden werden soll, muss bei der Wahl des Komplettierungsfluids auch der zu erwartende Temperaturbereich, insbesondere an der Oberfläche (Ringraum), berücksichtigt werden. Auch der Temperatur- und Druckanstieg zur Tiefe hin ist ein relevantes Auswahlkriterium. (Tetra 2012)

Tab. 6.8: Mindest- und Höchstdichten von Komplettierungsfluiden. (vgl. Tetra 2012)

Salz-Lösung	Mindest-Dichte [t/m ³]	Höchst-Dichte [t/m ³]
NH ₄ Cl	1.01	1.07
KCl	1.01	1.16
KCl/NaCl	1.01	1.20
NaCl	1.01	1.20
NaO ₂ CH	1.01	1.33
KCl/CaCl ₂	1.01	1.39
CaCl ₂	1.01	1.39
NaBr	1.01	1.52
NaBr/NaCl	1.01	1.52
KO ₂ CH	1.01	1.57
CaBr ₂	1.01	1.81
CaCl ₂ /CaBr ₂	1.39	1.81
KO ₂ CH/CsO ₂ CH	1.57	2.30
CsO ₂ CH	1.57	2.30
ZnBr ₂	1.82	2.46
ZnBr ₂ /CaBr ₂	1.80	2.46
ZnBr ₂ /CaBr ₂ /CaCl ₂	1.80	2.30

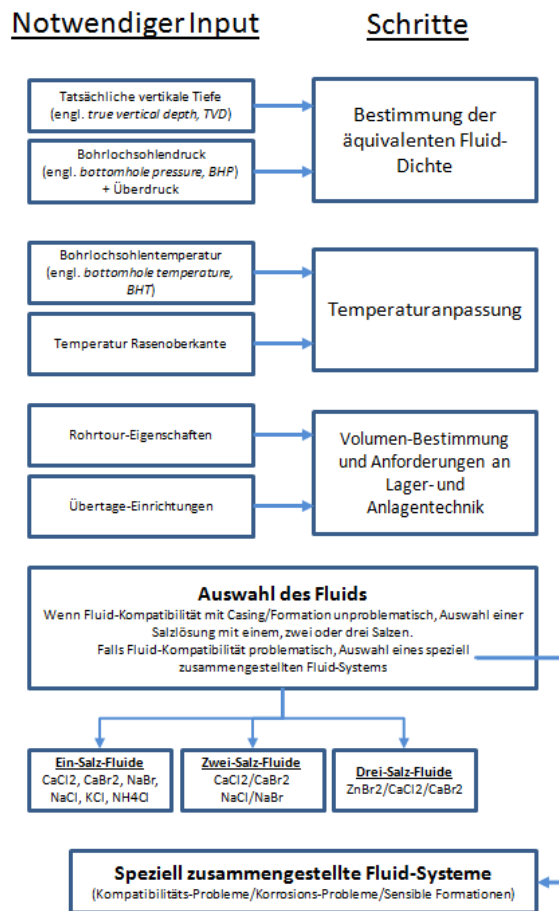


Abb. 6.46: Komplettierungsfluidauswahl-Verfahren (vgl. Tetra 2012)

6.6 Stand der Stimulationstechniken

Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten zeichnen sich hauptsächlich durch ihre geringe Permeabilität aus. Um eine wirtschaftliche Förderung gewährleisten zu können müssen daher künstliche Wegsamkeiten für das Erdgas geschaffen werden. Hierzu erfolgt in der Regel ein Anschluss natürlich bestehender Risse und Klüfte untereinander zu einem Kluftnetz sowie an die Bohrung selbst. Auf diese Weise werden die Permeabilität und das effektive Porenvolumen der Lagerstätte erhöht. Dieser Vorgang wird als Stimulation der Lagerstätte bezeichnet und erfolgt nach Abschluss der Bohrarbeiten als letzter Schritt der Bohrlochkomplettierung. Im Folgenden soll zunächst grundsätzlich erklärt werden, was ein Frack ist und wie sich dieser im Rahmen einer Stimulationsbehandlung in der Lagerstätte ausbreitet. Anschließend werden die verschiedenen Lagerstättenstimulationstechniken vorgestellt.

6.6.1 Definition des Begriffs „Frac“⁶

Für den Begriff „Frac“ gibt es keine eindeutige Entsprechung im Deutschen. Eine wissenschaftlich anerkannte Übersetzung des Begriffs ist „Riss“ oder „Bruch“, wenn das englische Wort „Frac“ als Kurzform des Begriffes „Fracture“ angesehen wird.

Bei einem Frack handelt es sich um einen künstlich erzeugten Riss im Gestein, dessen Aufgabe es ist, ein Bohrloch mit dem natürlichen Kluftsystem der Lagerstätte zu verbinden und somit die Permeabilität der Lagerstätte zu erhöhen und einen Erdgasfluss aus dem Reservoir zur Bohrung zu ermöglichen. Die sogenannten Frack-Verfahren werden immer dann eingesetzt, wenn die natürliche Ausgangspermeabilität einer Lagerstätte zu gering ist, um eine wirtschaftliche Erdgasförderung zu gewährleisten oder wenn es beispielsweise durch die Bohrspülung zu einem sogenannten „reservoir damage“, also der Herabsetzung der natürlichen Permeabilität durch Verstopfen der Klüfte, gekommen ist. (EPA 2004)

6.6.1.1 Frack-Geometrie

Die Erzeugung von Fracks erfolgt immer durch das Einbringen eines Drucks in die Lagerstätte, der die natürlichen Spannungsverhältnisse im Gebirge übersteigt. Hierzu wird ein Fluid oder Gas über die Bohrung in die Lagerstätte gepumpt, wo es gezielt über eine Perforation in der Bohrlochverrohrung oder über einen nicht ausgebauten Teil der Bohrung in Kontakt mit der Lagerstätte tritt. Es ist allerdings sehr schwierig vorherzusagen, wie das anstehende Gestein auf das Frack-Fluid reagiert, also mit welcher Geometrie sich ein Frack ausbildet. Dies hängt im Wesentlichen mit den im Gestein vorherrschenden Spannungen sowie den natürlichen Störungs- und Kluftsystemen der Lagerstätte zusammen.

Im ungestörten Gestein breitet sich ein Frack immer senkrecht zur kleinsten natürlich vorherrschenden Spannung aus (EPA 2004). Dies hat damit zu tun, dass sich das Fluid immer den Weg des geringsten Widerstandes sucht.

Im Gebirge existieren immer drei Hauptspannungsrichtungen, die senkrecht aufeinander stehen und von denen eine vertikal und zwei horizontal verlaufen (siehe Abb. 6.47). Die vertikale Spannungskomponente wird primär durch das auflastende Deckgebirge bestimmt und ist in erster Näherung proportional zur Teufe. In geringen Teufen stellt diese vertikale Spannungskomponente meist die kleinste vorherrschende Spannung dar. Wenn im Rahmen der Frack-Behandlung Druck in die Lagerstätte eingebracht wird, weicht das Gestein in der

⁶ Bei der Nutzung des englischen Begriffes „Frac“ in diesem Gutachten die Schreibweise Frack genutzt.

Richtung der geringsten Spannung aus, also nach oben und unten. Daher bilden sich in geringen Teufen eher horizontale und in großen Teufen eher vertikale Fracks (siehe Abb. 6.48). Manche Quellen sprechen von einer maximalen Teufe von 230 m (Halliburton 2007) für die Ausbildung von rein horizontalen Fracks, andere Quellen geben 300 m als Maximalteufe an (EPA 2004).

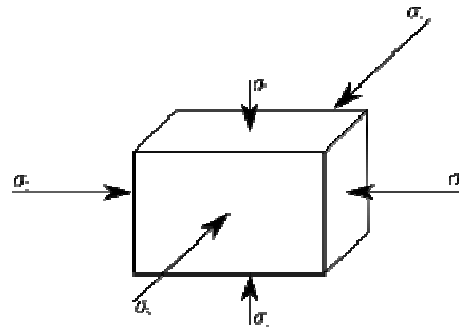


Abb. 6.47: Spannungen, die auf einen Gesteinspartikel in der Lagerstätte wirken

Mit steigender Teufe steigt auch der Druck durch das auflastende Deckgebirge an, wodurch die vertikale Spannungskomponente die horizontalen Spannungen irgendwann übersteigt. In der Regel ist eine der horizontalen Spannungen die kleinste Spannung, so dass das Gebirge unter Druck eher zu den Seiten ausweicht und sich in größeren Teufen somit vertikale Fracks ausbilden (siehe Abb. 6.48) (EPA 2004). Als Grenzteufe hierzu gibt Rogers (Halliburton 2007) eine Teufe von mindestens 600 m an. In Teufen zwischen etwa 300 und 600 m ist nicht klar vorherzusagen, welche Spannungskomponente die größte ist. Es kommt in diesem Teufenbereich daher häufig zur Ausbildung von geneigten und schrägen Fracks. (Halliburton 2007)

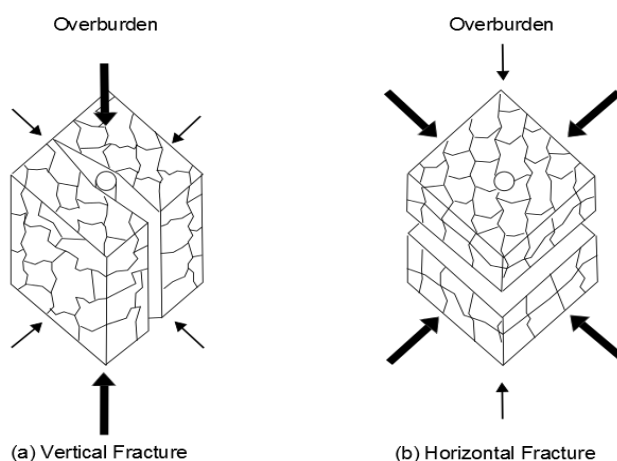


Abb. 6.48: Frackausbreitung senkrecht zur geringsten Spannung (Halliburton 2007)

Trifft ein vertikal verlaufender Frack auf die Grenze zwischen Kohleflöz und Deckgebirge, so kann es zur Bildung von sogenannten "T-Fracks" kommen (siehe Abb. 6.49). Dies bedeutet, dass der Frack sich aus der Vertikalen in die Horizontale umorientiert und an der Schichtgrenze entlang weiter entwickelt (EPA 2004). Sogenannte T-Fracks entstehen immer dann, wenn die Scherfestigkeit τ an der Grenzfläche zwischen Kohle und Deckgebirge geringer als die Zugspannung des voranschreitenden Fracks ist. In diesem Fall folgt der Frack wieder dem Weg des geringsten Widerstandes und orientiert sich in horizontaler Richtung um (Halliburton 2007). Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von T-Fracks ist umso höher, je geringer der auflastende Gebirgsdruck ausfällt. Damit ist es in geringen Teufen wahrscheinlicher, dass eine Ausbildung von T-Fracks erfolgt, als in großen Teufen. In den relativ flach gelagerten Kohleflözgas-Lagerstätten der USA ist das Vorhandensein von T-Fracks immer wieder durch den späteren Abbau von hydraulisch stimulierten Kohleflözen nachgewiesen worden (Halliburton 2007).

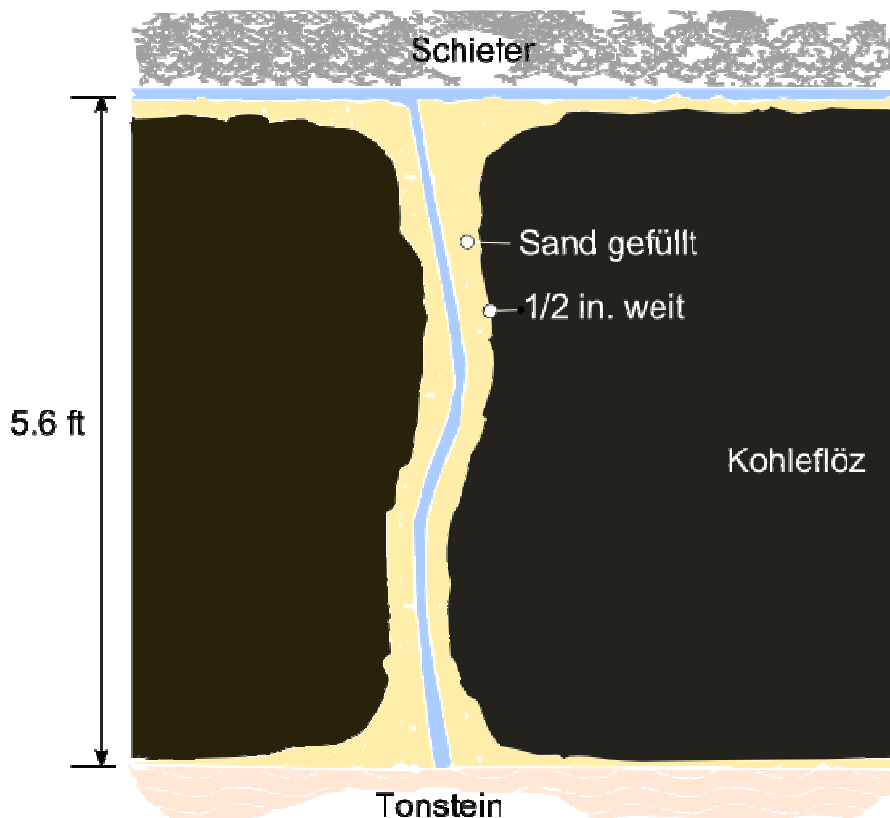


Abb. 6.49: T-Fracture (T-Fracs)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine Ausbreitungsprognose von Fracks eine möglichst genaue Beschreibung der Spannungsverhältnisse in der Lagerstätte erfordert. Hierzu ist die Durchführung von Pump-Tests in der Lagerstätte am geplanten Frack-Standort unerlässlich. Ohne die Durchführung dieser Tests kann keine belastbare Aussage zu den Spannungsverhältnissen in der Lagerstätte

und damit zu einer möglichen Ausbreitungsprognose der Fracks getroffen werden.

Ein weiterer wichtiger Faktor bei der Ausbreitung von Fracks ist das bereits bestehende natürliche Störungssystem der Lagerstätte. Die oben beschriebenen Prozesse basieren auf der Annahme, dass die Lagerstätten ungestört und homogen sind. Gerade Flözgas- und Schiefergas-Lagerstätten sind jedoch nicht als homogen und ungestört anzunehmen. Im Gegenteil weist Kohle ein ausgeprägtes natürliches Kluftsystem aus sogenannten Face und But Cleats (Deutsch: Haupt- und Nebenschlechten) auf, während Schiefergas-Lagerstätten durch eine ausgeprägte Schieferung des Gesteins in einer Ebene charakterisiert werden. Diese natürlichen Störungssysteme haben einen wesentlichen Einfluss auf die Frack-Ausbreitung und sind daher nicht zu vernachlässigen.

In Kohleflözgas-Lagerstätten orientieren sich Fracks im zum größten Teil am Face Cleat-System des Kohleflözes (Carbo Ceramics 2009). So hat beispielsweise eine Studie in Canada gezeigt, dass sich nur 5 bis 10 % der Fracks in Kohleflözgas-Lagerstätten longitudinal in eine Richtung ausbreiten, wie das anhand der oben beschriebenen Spannungsverteilungen zu erwarten wäre. Der große Rest der Fracks verhält sich diffuser mit komplexen Frack-Geometrien, die im Wesentlichen dem natürlichen Kluftsystem folgen (siehe Abb. 6.50). Dies macht eine Prognose der Frack-Ausbreitung wesentlich schwieriger (Carbo Ceramics 2009). Auch andere Quellen belegen, dass sich die Fracks in Kohleflözgas-Lagerstätten in der Regel parallel zum Cleat-System der Kohle ausbreiten. Auch eine Ausbreitung senkrecht zum Face-Cleat Systems, also in Richtung der But Cleats, konnte beobachtet werden (Oyler 1987).

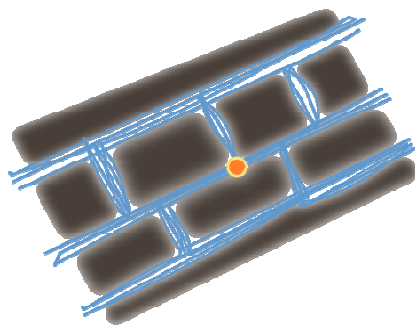


Abb. 6.50: Komplexe Frack-Geometrie in einer CBM-Lagerstätte

Das große Problem bleibt die Vorhersagbarkeit der Entstehung von Fracks. Wie bereits beschrieben, sind umfassende Kenntnisse über die Lagerstättenspannungen sowie das natürliche Kluftsystem für eine Frack-Vorhersage erforderlich. Es existieren zwar Testeinrichtungen zur Prüfung der Auswirkung von Hydraulic Fracturing auf eine Mate-

rialprobe aus der Lagerstätte wie beispielsweise der sogenannte API Test. Diese Tests sind aber kaum aussagekräftig. So ist es keine Seltenheit, dass die realen Fracks eine um bis zu 99 % geringere Leitfähigkeit besitzen (Palisch 2007).

6.6.1.2 Frack-Längen und -Weiten

Über die Dimensionen der entstehenden Fracks lassen sich nur begrenzt Aussagen treffen, was wie bereits beschrieben mit den komplexen Zusammenhängen der vorherrschenden Lagerstättenspannungen sowie mit der natürlichen Klüftung der Lagerstätten zusammenhängt. Es können allerdings einige mathematische Formeln für eine erste Abschätzung der Frack-Geometrie angegeben werden. So ist beispielsweise die Frack-Weite umgekehrt proportional zum Elastizitätsmodul E der Lagerstätte

$$w \sim \left(\frac{1}{E}\right)^{\frac{1}{4}}$$

Das Elastizitätsmodul wiederum ergibt sich aus dem Quotienten von Spannung und Dehnung zu

$$E_x = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x}$$

In der Kohle, die in der Regel ein deutlich geringeres Elastizitätsmodul aufweist als das umgebende Gestein, ist die Frack-Ausbreitung begünstigt, während die Fracks an den Grenzen zum umgebenden Gestein aufgrund des dort vorherrschenden hohen Spannungen auslaufen (siehe Abb. 6.51). (Halliburton 2007)

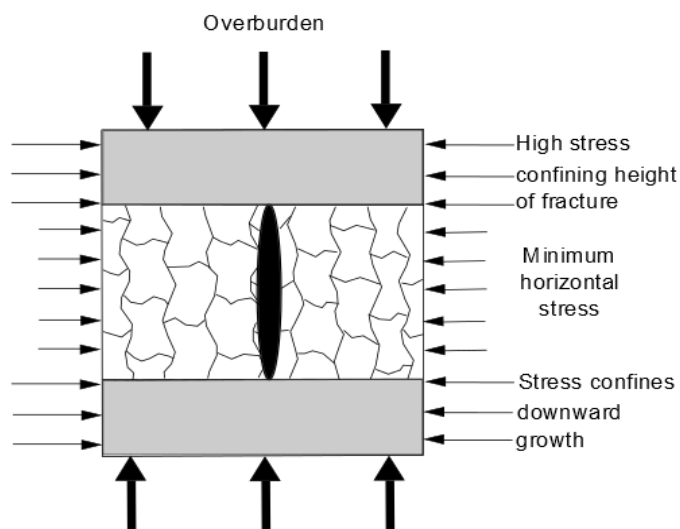


Abb. 6.51: Frack-Ausbreitung in Abhängigkeit der Lagerstättenspannungen (Halliburton 2007)

Im Folgenden werden einige Beispiele aus der Literatur für beobachtete Frack-Dimensionen aufgeführt, um einen ersten Eindruck über mögliche Ausmaße zu erlangen. Es ist allerdings festzuhalten, dass die hier gegebenen Werte aus Lagerstätten völlig anderer Geologie und damit völlig anderer Spannungs- und Störungsverhältnisse stammen. Eine Übertragbarkeit auf heimische unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten ist somit nur in sehr begrenztem Umfang möglich. Um hier konkrete und vor allem realistische Aussagen treffen zu können, wären umfangreiche Explorationsmaßnahmen inklusive erster Drucktests in der Lagerstätte erforderlich.

Im Oak Grove Field in den USA werden Fracks erzeugt, die anschließend durch einen Proppant abgestützt werden, um ein Verschließen der gerade erzeugten Risse zu vermeiden. Diese mit Sand gefüllten Fracks weisen in einem Umkreis von 3 Metern um das Bohrloch eine Frack-Weite von 3,8 bis 6,3 cm auf (Halliburton 2007). Andere Quellen geben eine Frack-Breite von 1,5 cm (ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2009) bis zu 2 cm an (ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2012b). Diamond spricht im unmittelbaren Umfeld des Bohrlochs (2,5 cm Umkreis) von möglichen Frack-Weiten von 4,8 bis 6,3 cm und in größeren Entfernungen von 0,6 bis 1,25 cm Frack-Weite (Oyler 1987).

Für die maximalen Frack-Längen werden in Kohleflözgas-Lagerstätten in den USA vertikale Frack-Höhen im Bereich von 150 m und horizontale Längen von maximal 450 m angegeben (EPA 2004). Andere Quellen sprechen von einer maximal gemessenen Frack-Länge von 127 m, wobei sich der Großteil der Frack-Längen auf einen Bereich von unter 10 m beschränkt (Oyler 1987). In den flachen Kohleflözgas-Lagerstätten der USA gibt Carbo Proppants Ltd. in vertikalen Bohrungen für die Frack-Dimensionierung mögliche Längen von 90 bis 120 m, vertikale Frack-Höhen von 9 bis 15 m und Frack-Weiten im Bereich von 0,3 bis 0,5 cm an (Carbo Ceramics 2009, S. 6, 8). Für die heimischen unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten rechnet ExxonMobil mit maximalen Frack-Längen von 30 m (ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2012c).

6.6.1.3 Wassergewinnung für das Frack-Verfahren

Sowohl für die Bohrspülung als auch für die Durchführung des Fracking werden bei der Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen erhebliche Wassermengen benötigt. Diese müssen einerseits gewonnen und zum Bohrplatz geliefert und andererseits in ausreichender Menge vorgehalten werden. Die hierfür zur Verfügung stehenden Möglichkeiten werden im Folgenden näher erläutert.

In einem infrastrukturell gut erschlossenen Gebiet wie Nordrhein Westfalen wäre die konventionelle Vorgehensweise zur Sicherstellung der Wasserversorgung vor Ort der Anschluss des Bohrplatzes über ein

Standrohr der örtlichen Wasserwerke. Hierzu ist auch keine weiterführende Erlaubnis nach Wasserhaushaltsgesetz durch das Umweltamt erforderlich. Es muss jedoch bei Abschluss des Versorgungsvertrages mit dem örtlichen Wasserwerk geklärt werden, ob die notwendige Wassermenge zum benötigten Zeitpunkt geliefert werden kann. Eventuell ergeben sich aus dem Vertrag Einschränkungen bezüglich der Wasserverfügbarkeit. So kann es vorkommen, dass das Wasser nur nachts in ausreichender Menge zur Verfügung gestellt werden kann. In diesen Fällen ist es nicht nur sinnvoll, sondern auch erforderlich, am Bohrstandort Wasserspeicher einzurichten, um eine ausreichende Wassermenge für die Durchführung von Bohr- und Frack-Arbeiten vorzuhalten. Diese Variante der Wassergewinnung wird nach eigener Aussage auch von ExxonMobil für die Durchführung von Frack-Behandlungen genutzt (ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2012b).

Eine Alternative oder Ergänzung zum herkömmlichen Wasseranschluss stellt ein Wasserhaltungsteich dar, der durch Regenwasser, die Stadtwerke oder auch die Feuerwehr mit (Lösch-) Wasser gefüllt werden kann. Dieser in der Regel als offenes Becken gestaltete, ausreichend groß dimensionierte Teich benötigt meist eine Baugenehmigung des zuständigen Bauamts. Wird der Wasserhaltungsteich jedoch nur mit Regenwasser oder Trinkwasser aus der öffentlichen Wasserversorgung gefüllt, ist keine Erlaubnis des Umweltamtes erforderlich.

Eine weitere Variante zur Gewinnung von Wasser für Bohr- und Frack-Behandlungen stellt die Entnahme von Wasser aus Vorflutern, also aus Oberflächengewässern dar. Nach Aussage des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit handelt es sich hierbei um die am weitesten verbreitete Variante für industrielle Zwecke. Mehr als 70 % des Wasserbedarfs werden aus Oberflächengewässern gedeckt (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2008). Für die Speicherung des Wassers am Bohrplatz ist in der Regel auch ein Wasserhaltungsteich erforderlich. Für die Entnahme von Wasser aus Oberflächengewässern muss eine Erlaubnis des Umweltamtes nach WHG vorliegen.

Die letzte Alternative zur Gewinnung von Wasser für die Durchführung von Bohr- und Frack-Maßnahmen stellt das Abteufen von Trinkwasserbrunnen dar. Inwieweit diese Möglichkeit genutzt werden kann, hängt allerdings von der örtlichen Geologie ab. Auch für diese Variante ist eine Erlaubnis des Umweltamtes nach WHG erforderlich, hinzu kommt gegebenenfalls, je nach Teufe der Bohrung, eine Genehmigung nach Bundesbergrecht. Wenn Wasser aus dem Grundwasser entnommen wird, muss dies entsprechend der Bewirtschaftungsziele für das Grundwasser nach § 347 des WHG erfolgen: „Eine Verschlechterung des mengenmäßigen und chemischen Zustandes des Grundwassers ist zu vermeiden (WHG 2009).“

Oberirdische Gewässer, wie auch Grundwasser, werden grundsätzlich vom Staat bewirtschaftet. Alle wesentlichen Gewässernutzungen, wie beispielsweise die Entnahme von Wasser, bedürfen der behördlichen Zulassung und sind nach Wasserhaushaltsgesetz (WHG) geregelt. Die Erteilung der Zulassung liegt im Ermessen der Wasserbehörde (Bewirtschaftungsermessen) und hängt primär davon ab, ob der Schutz des Gewässers in Hinblick auf Qualität und Menge gegeben ist. Das WHG sieht im Einzelnen die folgenden Regelungen vor: (WHG 2009)

§ 10 unterscheidet die Erlaubnis als Befugnis und die Bewilligung als Recht, Gewässer auf eine bestimmte Art und zu einem bestimmten Zweck zu nutzen. Weder Erlaubnis noch Bewilligung enthalten die Garantie, dass für die gestattete Nutzung immer hinreichend Wasser zur Verfügung steht.

§ 12 besagt, dass Erlaubnis und Bewilligung versagt werden, wenn schädliche, nicht ausgleichbare und nicht vermeidbare Gewässerveränderungen zu erwarten sind oder andere öffentlich-rechtliche Vorschriften nicht erfüllt werden. Inwieweit diese Schäden oder Vorschriftenverletzungen auftreten, liegt grundsätzlich im Behördenermessen.

§ 14 beschreibt, dass eine Bewilligung nur dann erteilt wird, wenn dem Benutzer ohne gesicherte Rechtsstellung die Nutzung des Gewässers nicht zuzumuten ist, der Nutzer einen bestimmten Zweck nach einem bestimmten Plan verfolgt und die Benutzung den Grundsätzen des WHG entsprechend ist. Die zeitliche Obergrenze für eine Bewilligung beträgt 30 Jahre, Ausnahmen, die darüber hinausgehen, werden nur in besonderen Fällen genehmigt. Zudem werden Bewilligungen nur erteilt, wenn keine Beeinflussung des Rechts Dritter entsteht. Sollte es doch zu einer solchen Beeinflussung kommen, ist ein Ausgleich zu leisten.

§ 19 Planfeststellungen und bergrechtliche Betriebspläne

(1) Wird für ein Vorhaben, mit dem die Benutzung eines Gewässers verbunden ist, ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt, so entscheidet die Planfeststellungsbehörde über die Erteilung der Erlaubnis oder der Bewilligung.

(2) Sieht ein bergrechtlicher Betriebsplan die Benutzung von Gewässern vor, so entscheidet die Bergbehörde über die Erteilung der Erlaubnis.

(3) In den Fällen der Absätze 1 und 2 ist die Entscheidung im Einvernehmen, bei Planfeststellungen durch Bundesbehörden im Benehmen mit der zuständigen Wasserbehörde zu treffen.

(4) Über den Widerruf einer nach Absatz 1 erteilten Erlaubnis oder Bewilligung oder einer nach Absatz 2 erteilten Erlaubnis sowie über den nachträglichen Erlass von Inhalts- und Nebenbestimmungen entscheidet auf Antrag der zuständigen Wasserbehörde in den Fällen des Absatzes 1 die Planfeststellungsbehörde, in den Fällen des Absatzes 2 die Bergbehörde. Absatz 3 ist entsprechend anzuwenden.

Die Entnahme und Nutzung von Wasser aus Gewässern ist in Nordrhein Westfalen neben dem Wasserhaushaltsgesetz durch das Gesetz über die Erhebung eines Entgelts für die Entnahme von Wasser aus Gewässern – Wasserentnahmeentgeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen – WasEG (Stand 27.01.2004) geregelt. Das Wasserentnahmeentgelt berechnet sich nach der Wassermenge (WasEG 2004). Zuständige Behörde für die Festsetzung und Einziehung der Gelder ist die Bezirksregierung Düsseldorf (Festsetzungsbehörde).

Abschließend muss bei allen Varianten der Wassergewinnung, die einer behördlichen Erlaubnis bedürfen, im Voraus festgelegt werden, wie die Entsorgung erfolgen soll. Dies ist in § 45 des Landeswassergesetzes (LWG) geregelt: „Will jemand Wasser aus einem Gewässer entnehmen und ist er ganz oder teilweise zur Beseitigung des aus der Entnahme herrührenden Abwassers verpflichtet (§§ 53, 53a und 54), darf die Wasserentnahme nur zugelassen werden, wenn die Erfüllung der ihn treffenden Abwasserbeseitigungspflicht gesichert ist“ (LWG 1995).

Ein Alternativkonzept zur Verringerung des Frischwasserverbrauchs wäre, bei einer großflächigen Lagerstättenerschließung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mit mehreren Bohrungen das Lagerstättenwasser aus der vorherigen Bohrung aufzubereiten und dann als Frack-Wasser für den nächsten Lagerstättenabschnitt zu nutzen. Hier müsste allerdings geklärt werden, ob und unter welchen Umständen dies wasserrechtlich erlaubt wäre und wie weit das Wasser hierzu aufbereitet werden müsste (sowohl aus technischer als auch aus rechtlicher Sicht).

6.6.1.4 Wassertransport für das Frack-Verfahren

Im Wesentlichen ist die Beantwortung der Frage, wie die Wasserlieferung zum Bohrplatz erfolgt, neben den genehmigungsrechtlichen Parametern abhängig von wirtschaftlichen Faktoren. Für eine Aufsuchungsbohrung mit geringer Lebensdauer und verhältnismäßig geringem Wasserbedarf ist es mit Sicherheit nicht wirtschaftlich, eine Rohrleitung zu verlegen oder einen zusätzlichen Brunnen zu bohren. Somit kommen bei einer Aufsuchungsbohrung Tanklaster zum Einsatz, die das erforderliche Wasser zum Bohrplatz liefern. Bei der Erschließung einer Lagerstätte mit vielen Gewinnungsbohrungen kann auch die Installation einer Versorgungsinfrastruktur (Pipelines) wirtschaftlich werden. Zu berücksichtigen ist hierbei auch die Distanz zu

geeigneten Anschlusspunkten des öffentlichen Leitungsnetzes beziehungsweise an private Infrastrukturen.

6.6.1.5 Wasserbedarf für das Frack-Verfahren

Wasser wird für das gesamte Fracking-Verfahren benötigt. Der genaue Wasserbedarf für die Durchführung des Fracking lässt sich jedoch im Vorfeld nicht genau feststellen und hängt hauptsächlich vom Lagerstättentyp (Kohleflözgas, Schiefergas, Tight Gas), der Permeabilität des Gesteins, der Bohrlochdimensionierung und den Eigenschaften des Fracking-Verfahrens selbst (z. B. Chemie des Frack-Fluids) ab. Die Wassermenge ist natürlich umso größer, je weitläufiger die Bohrungen sind (US EPA 2011, ASPO Deutschland 2010). Allein für die konventionelle Erzeugung des Bohrloches werden große Mengen Wasser benötigt, beispielsweise zur Kühlung des Bohrkopfes, aber auch um Bohrschlämme an die Oberfläche zu transportieren. Im Vergleich dazu wird ein Vielfaches an Wasser für das Fracking benötigt (European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011). Im folgenden Text wird auf den Wasserbedarf der unterschiedlichen Lagerstättentypen eingegangen.

Schiefergas-Lagerstätten

Das Fracking in Schiefergas-Lagerstätten wird in einzelnen Bohrlochsektionen durchgeführt, wobei am Ende des jeweiligen Bohrloches begonnen und in Richtung Bohrlochanfang vorangeschritten wird. Für jede Sektion des Frack-Prozesses wird dabei eine unterschiedliche Menge Frack-Fluid verwendet (European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011). Unter Umständen ist es sogar möglich, dass an einer bestimmten Stelle im Bohrloch je nach Erfordernis mehrmals Risse erzeugt werden müssen und das jeder zusätzliche Frack-Vorgang mehr Wasser verbraucht als der vorhergehende (Sumi 2008 zit. nach European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011). In manchen Fällen wird der Risserzeugungsvorgang im Bohrloch bis zu zehn Mal wiederholt (Ineson 2010 zit. nach European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011). ExxonMobil hat für das Fracking in einer Schiefergas-Lagerstätte bei der Bohrung „Damme 3“ (Niedersachsen) insgesamt drei Behandlungen vorgenommen, wobei eine Flüssigkeitsmenge von je 4.000 m³ gebraucht wurde (insgesamt 12.000 m³). ExxonMobil bestätigt auf ihrer Website, dass der Wasserbedarf für einen Frack von der Lagerstätte abhängt und von < 500 bis max. 5.000 m³ reicht (ExxonMobil 2012). Rosenwinkel et al. (2012) haben eine Wassermengenbilanz für die Ausbeutung einer unkonventionellen Lagerstätte in Deutschland (Fläche 200 km²) aufgestellt. Als Randbedingungen wurden angenommen:

- 1.600 m³ Frack-Fluid pro Frack
- pro Einzelbohrung erfolgen 10 Fracks

- pro Bohrplatz werden 14 Bohrungen abgeteuft

Je Bohrung wurde ein Wasserverbrauch von 19.540 m³ ermittelt. Pro Bohrplatz liegt der Wasserverbrauch bei 273.560 m³. Bei einer Fläche von 200 km² liegt der Wasserverbrauch bei 5.881.540 m³.

Für die Gewinnung von Schiefergas schätzt die US EPA eine durchschnittlich erforderliche Wassermenge von 7.500 – 15.000 m³ pro Bohrung (unabhängig von der Zahl der Fracks) (US EPA 2011). Für einen Frack-Vorgang in einer Schiefergas-Lagerstätte werden nach einer Studie des Tyndall Centre zwischen 1.100 und 2.200 m³ Wasser benötigt. Falls der Frack-Vorgang mehrfach wiederholt werden muss (Multi-Frack), können sogar ca. 9.000 m³ – 29.000 m³ Wasser benötigt werden. Für ein Sondenfeld mit bis zu sechs horizontal abgelenkten Förderstrecken würden insgesamt rund 54.000 – 174.000 m³ Wasser für das Risserzeugungsverfahren erforderlich sein (Tyndall Centre 2011).

Eine umfangreiche Studie zum Wasserverbrauch für das Fracking in der Barnett Schiefergas-Lagerstätte wurde vom Texas Water Development Board durchgeführt (Harden 2007 zit. nach European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011). Ältere unzementierte Horizontalbohrungen mit einzelnen Frack-Sektionen benötigten ca. 1.500 m³ Wasser. Jüngere zementierte Horizontalbohrungen werden üblicherweise in mehreren Sektionen („multi stage“) an mehreren perforierten Clustern („perforation clusters“) auf einmal gefrackt. Der übliche Abstand zwischen zwei Fracking-Sektionen im gleichen Horizontalbohrloch liegt bei etwa 130 – 200 m. Die statistische Analyse von etwa 400 Bohrungen in der Barnett Schiefergas-Lagerstätte hat gezeigt, dass der übliche Wasserverbrauch bei etwa 25 – 30 m³/m liegt (Grieser 2006 zit. nach European Parliament Directorate General For Internal Policies (2011). Werden, wie heute üblich, dem Wasser reibungs- bzw. viskositätsmindernde Additive zugegeben („slickwater“), erhöht sich der Wasserverbrauch für das Fracking auf etwa 42 m³/m (Schein 2004 zit. nach European Parliament Directorate General for Internal Policies 2011). Tab. 6.9 zeigt beispielhaft den Wasserbedarf für das Fracking in unterschiedlichen Schiefergas-Lagerstätten in den USA.

Tab. 6.9: Vergleich abgeschätzter Wasserverbrauchsdaten für das Fracking in unterschiedlichen Schiefergas-Lagerstätten (GWPC and ALL Consulting, 2009 zit. nach US EPA 2011)

Schiefergas-Lagerstätte	Lokalität	Tiefe der geol. Formation [m]	Porosität [%]	Anteil Organika [%]	Wasserbedarf/Bohrloch [m ³]
Barnett	Texas, USA	2.000 – 2.600	4-5	4.5	8.710
Fayetteville	Arkansas/Oklahoma, USA	300 – 2.100	2-8	4-10	11.000
Haynesville	Louisiana/Texas, USA	3.200 – 4.100	8-9	0.5-4	10.220
Marcellus	NE-USA (erstreckt sich über 6 Bundesstaaten)	1.200 – 2.600	10	3-12	14.400
Utica*	NE-USA/SE-Kanada	?	?	?	12.000

Kohleflözgas-Lagerstätten

Im Vergleich zu Schiefergas-Lagerstätten wird deutlich weniger Wasser zum Fracking in Kohleflözgas-Lagerstätten benötigt. Der Wasserbedarf liegt beispielsweise im San Juan Becken (USA) bei etwa 190 m³ – 1.325 m³ pro Bohrloch (Holditch 1993, Jeu et al. 1988, Palmer et al. 1991, 1993 zit. nach US EPA 2011). Für das Black Warrior Becken (USA) werden Literaturwerte von 110 m³ – 760 m³ pro Bohrloch für die benötigte Menge an Frack-Fluid angegeben. Anzumerken ist, dass die genaue Zusammensetzung der Frack-Fluide nicht bekannt gegeben wird; lediglich Wasser wird als Hauptbestandteil angegeben (EPA 2004).

Bisher wurden in deutschen Kohleflözgas-Lagerstätten nur in der Bohrung „Natarp 1“ in Warendorf-Hoetmar (zwei) Fracks ausgeführt. Die beiden Fracks fanden am 8.10.1995 bzw. am 16.10.1995 statt. Hierbei wurden insgesamt 121 m³ Frack-Fluid, 41,7 t Sand und 64.300 m³ Stickstoff in die Lagerstätte gepresst (Bezirksregierung Arnsberg 2011).

Hinsichtlich der möglichen Gewinnung von Flözgas zielen jedoch die Strategien der verschiedenen beteiligten Firmen auf Vermeidung der kostenintensiven Frack-Technik ab. Wenn möglich, soll mittels spezieller Bohrverfahren, wobei senkrechte wie abgelenkte Bohrungen zum Einsatz kommen können, eine hinreichende Auflockerung der Kohlelagerstätten bewirken (Geologischer Dienst NRW 2011).

Tight Gas-Lagerstätten

Das IWW Zentrum für Wasser (Mülheim a.d. Ruhr, Deutschland) hat nach einer Anfrage beim Niedersächsischen Landtag Daten für von 1983 – 2009 durchgeführte Fracking-Maßnahmen in niedersächsischen Tight Gas-Lagerstätten gesammelt. Im Gewinnungsgebiet Söhlingen Ost wurden insgesamt 55 Fracks durchgeführt. Die verbrauchten Wassermengen variierten dabei stark mit Werten von mind. 37 m³ bis ca. 2.330 m³ pro Frack.

Angaben zum Wasserverbrauch für das Fracking von den Betreibern

In folgender Tabelle 6.10 werden die Angaben der Betreiber zum Wasserbedarf für Frack-Maßnahmen zusammengefasst.

Tab. 6.10: Angaben der Betreiber zum Wasserbedarf für das Fracking

Betreiber	Wasserbedarf	Anmerkungen
BNK Deutschland GmbH	wenige 1.000 m ³ (keine Angabe zum Lagerstättentyp)	Wasserbedarf soll mit Oberflächenwasser, aufbereitetem Flowback oder Tiefenwasser gedeckt werden
ExxonMobil GmbH	siehe obigen Text	
Wintershall Holding GmbH	200 – 400 m ³ pro Frack	Dieses Unternehmen hat laut eigenen Angaben Fracking nur Tight Gas Lagerstätten, jedoch nicht in Kohleflöz- oder Schiefergas-Lagerstätten durchgeführt. Beim Fracking in Schiefergas-Lagerstätten werden fünf- bis zehnfach höhere Frack-Fluidvolumina benötigt als bei den anderen Lagerstätten.

6.6.1.6 Entsorgungswege für den Flowback

Eine der Schwierigkeiten bei der Entsorgung des Flowback ist das große zu entsorgende Wasservolumen. Problematisch sind zusätzlich die im Flowback evtl. vorhandenen chemischen Additive. Obwohl der Anteil von Additiven in der Frack-Flüssigkeit üblicherweise gering ist (ca. 0.5 – 2 Vol.-%), kommen sie dennoch – aufgrund der großen beim Fracking verwendeten Wassermengen – in hohen Frachten vor. Beispielsweise fallen bei einem Frack-Vorgang, für den etwa 11.000 m³ Wasser verwendet werden, 550 m³ Chemikalien an. Das Frack-Fluid kommt beim Fracking in Kontakt mit dem Formationswasser und kann sich daher mit weiteren Stoffen anreichern (z. B. Schwermetalle, Radionuklide, Organika, siehe auch Abschnitt 3.2.4), was die Entsorgung bzw. Aufbereitung des Flowback zusätzlich erschwert (Soeder & Kappel 2009).

Im folgenden Text werden mögliche Entsorgungswege des Flowback mit Beispielen angegeben:

Injektion der Abwässer in den Untergrund

Deutschland

Eine Injektion der Abwässer in den Untergrund wird in Nordrhein-Westfalen als schwierig angesehen, weil nahe gelegene Zielhorizonte für eine Verpressung fehlen. Laut ExxonMobil existieren in NRW keine geeigneten alten Produktionsbrunnen für eine Verpressung von

Abwässern. Für das in NRW anfallende Abwasser müssten Disposalbohrungen abgeteuft werden. Weiterhin stellen Transport mit TKW oder eine ortsfeste Leitung an bereits bestehende Verpresstellen (in Niedersachsen) eine Möglichkeit dar (Rosenwinkel et al. 2012).

USA

In den USA ist die Injektion (Verpressung) der Abwässer nach einer Zwischenbehandlung in Versenk- bzw. Disposalbohrungen die primäre Entsorgungsvariante (US EPA 2011). Wichtig für die Injektion der zu entsorgenden Abwässer ist die genügend hohe Porosität bzw. Permeabilität des Speichergesteins (hauptsächlich handelt es sich dabei um ehemalige Erdöllagerstätten in mehreren 1.000 m Tiefe). Weiterhin sollten im Hangenden dieses Gesteins mehrere hundert Meter mächtige undurchlässige Horizonte lagern. Falls die Möglichkeit einer Injektion vor Ort nicht besteht, müssen die zu entsorgenden Abwässer jedoch abtransportiert werden (evtl. zu einer weit entfernten Injektionsstelle). Beim Schiefergas-Feld Barnett (USA) wurden beispielsweise Pipelines verlegt, um die Abwässer zu entfernt gelegenen Injektionsbrunnen zu pumpen (DOE 2009). ExxonMobil hat beispielsweise den aus dem Gewinnungsgebiet Söhlingen (Niedersachsen) angefallenen Flowback in die Disposalbohrung Gilkenheide Z1 eingepresst. In zuvor gefrackte Horizonte wurde der Flowback nicht entsorgt (ExxonMobil 2012).

Eine zusätzliche Variante ist die Injektion der Abwässer in Horizonte mit einer geringeren Tiefe. Dies ist gängige Praxis bei der Gewinnung von Schiefergas aus der Marcellus-Lagerstätte (USA). Aufgrund der Sorge um eine mögliche Kontamination von trinkwasserführenden Grundwasserleitern ist man heute jedoch von dieser Praxis abgekommen (Soeder & Kappel 2009).

Aufbereitung und Entsorgung des Flowback mittels kommunaler bzw. kommerzieller Kläranlagen (Recycling)

Deutschland

Hinsichtlich der Abwasseraufbereitungswege kann zwischen Direkteinleitern und Indirekteinleitern unterschieden werden. Erstere leiten ihr Abwasser in eine öffentliche Kanalisation und das Abwasser wird in einer kommunalen Kläranlage aufbereitet, um anschließend in ein Gewässer abgegeben zu werden. Direkteinleiter haben eine werkseigene (nicht öffentliche) industrielle Kläranlage bzw. Kanalisation und die Abwässer werden nach ihrer Behandlung in einen Vorfluter abgegeben.

Hinweise und Empfehlungen für die Einleitung von Abwasser in eine kommunale Kläranlage mit entsprechenden Richtwerten sind im Merkblatt DWA-M 115-2 (Indirekteinleitung nicht häuslichen Abwassers) des DWA-Regelwerkes gegeben. Hierbei ist veranschlagt, dass die Einleitung nicht häuslichen Abwassers insgesamt ca. 10 % des Gesamtkläranlagenzulaufes nicht überschreiten darf (DWM 2005).

Die Anforderungen für das Einleiten von Abwasser in ein Gewässer von einer (industriellen) Kläranlage sind in der Abwasserverordnung angegeben. Die Erlaubnis für das Einleiten von Abwasser in Gewässer darf nur erteilt werden, wenn die Schadstofffracht nach Prüfung der Verhältnisse im Einzelfall den Anforderungen entspricht (soweit in den Anhängen der Abwasserverordnung nicht anders angegeben). Verfahren, die nicht dem Stand der Technik entsprechen, dürfen nicht eingesetzt werden (AbwV 1997).

In Deutschland wurden bisher keine Erfahrungen zur Wiederverwendung nach der Aufbereitung von Flowback gesammelt.

USA

Einige US-Staaten bereiten den Flowback in kommunalen Kläranlagen auf, allerdings kann die Zusammensetzung dieser Abwässer (z. B. aufgrund der hohen Mineralisierung und bestimmter Chemikalien) eine Herausforderung an die Technik der Kläranlagen stellen. Der Flowback aus der Erdgasgewinnung der Marcellus-Schiefergas-Lagerstätte (USA) wurde beispielsweise u. a. mittels kommunaler Kläranlagen aufbereitet. Die hohe Salzkonzentration im Flowback wurde jedoch nicht genügend verringert, so dass die hohe Salinität in den Flüssen der Appalachen in Zusammenhang mit hochsalinarem Flowback gebracht wurde. Auch im Flowback eventuell enthaltene Radionuklide und Brom können oft nicht entfernt werden (Kargbo et al. 2010). Falls eine Chlorierung des Abwassers angewendet wird, kann dies zusätzlich nachteilige Auswirkungen auf die Wasserqualität haben, da sich dadurch möglicherweise gesundheitsschädliche chlorierte Substanzen bilden (US EPA 2011). Das aufbereitete Wasser kann wieder als Frack-Fluid oder für die Beregnung benutzt werden. Auf diese Weise kann auch der Wasserverbrauch für das Frack-Verfahren gemindert werden (DOE 2009).

Evaporation der Abwässer

USA

Ein weiterer Entsorgungspfad für den Flowback, welcher beispielsweise in Texas (USA) beschränkt wird, ist die Verbringung der Abwässer in offene Tanks mit dem Ziel, die Wässer zu evaporieren. Die nach der Verdampfung verbleibenden Feststoffe werden dann entsprechend entsorgt. Obwohl dies eine effektive Technik in den Wüsten-

klimate im Südwesten der USA ist, ist die Effektivität dieser Methode in humiden Klimaten natürlich eingeschränkt (Soeder & Kappel 2009).

Einleitung des Flowback in Oberflächengewässer

Deutschland

Für die Entsorgung des Flowback über Oberflächengewässer ist in Deutschland eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich. Allerdings sind Einleitungen von Formationswasser in Oberflächengewässer bisher nicht vorgesehen. Die Erlaubnis dürfte nur erteilt werden, wenn die Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten wird, wie nach dem Stand der Technik möglich ist und die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar ist. Eine entsprechende Reinigung der Abwässer müsste in Industriekläranlagen erfolgen (UBA 2011).

USA

Tabelle 6.11 zeigt exemplarisch die verschiedenen Entsorgungspfade bzw. Aufbereitungsmöglichkeiten des Flowback, welche bei der Schiefergasgewinnung in den USA eine Rolle spielen.

Tab. 6.11: Verschiedene Entsorgungsmöglichkeiten für den Flowback aus Schiefergas-Lagerstätten aus der US-amerikanischen Praxis (DOE 2009)

Schiefergas-Lagerstätte	Wasseraufbereitung/-Entsorgung	Anmerkung
Barnett	Injektionsbrunnen Recycling	Entsorgung in die Barnett Formation bzw. in die Liegende Ellenberger Formation Wiederverwendung für weitere Riss- zeugungs-Maßnahmen
Fayetteville	Injektionsbrunnen Recycling	Wasser wird zu Injektionsbrunnen transportiert Wiederverwendung für weitere Riss- zeugungs-Maßnahmen
Haynesville	Injektionsbrunnen	
Marcellus	Injektionsbrunnen Kläranlage Recycling	Örtliche Kläranlagen bereiten Flowback auf Wiederverwendung für weitere Riss- zeugungs-Maßnahmen

Angaben der Betreiber über deren geplante Flowback-Entsorgungspraxis

Folgende Tabelle 6.12 fasst kurz die von unterschiedlichen Betreibern geplante Flowback-Entsorgungspraxis zusammen.

Tab. 6.12: Betreiber und deren geplante Flowback-Entsorgungspraxis

Betreiber	geplante Entsorgungspraxis	Anmerkungen
BNK Deutschland GmbH	Entsorgung des Flowback in geeigneten Disposalbohrungen bzw. Disposalhorizonten	Aufgrund ihres Dichtmechanismus und ihrer Formationswasser-Zusammensetzung werden ehemalige Öllagerstätten als ideal erachtet.
ExxonMobil GmbH	Die Entsorgung des Flowback ist Gegenstand eines behördlich zugelassenen Betriebsplanes und wird durch Entsorgungsfirmen durchgeführt. Der Flowback wird auf dem Bohrplatz in sicheren Tanks gelagert.	Es ist nicht beabsichtigt, gebrauchtes Frack-Fluid zu recyceln.
Wintershall Holding GmbH	Die Aufbereitung und die Entsorgung des Flowback in Disposalbohrungen ist im geschlossenen Kreislauf beabsichtigt.	Es soll nicht in bereits ausgebeutete Lagerstätten verpresst werden. Entsorgung soll nicht am selben Bohrplatz wie das Fracking stattfinden.

6.6.2 Frack-Techniken

Im Folgenden sollen die nach aktuellem Stand gebräuchlichen Stimulationsverfahren für unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten vorgestellt werden. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um das Hydraulic Fracturing mit seiner Weiterentwicklung, dem Multi-Frack-Verfahren. Des Weiteren wird noch auf die in den USA verbreitete Cavitation sowie auf Möglichkeiten zur Produktion von Erdgas aus nicht gefrackten Lagerstätten eingegangen.

6.6.2.1 Hydraulic Fracturing

Technik

In den USA wird das Hydraulic Fracturing als gängigstes Stimulationsverfahren eingesetzt, um die Förderung von Öl, Erdgas und geothermaler Energie zu maximieren. Es handelt sich hierbei um ein Stimulationsverfahren, das im verrohrten Bohrloch (Cased Hole) durchgeführt wird. Grund hierfür ist, dass die Bohrung sonst den beim Fracking entstehenden hohen Drücken nicht standhalten kann und das Bohrloch als Folge kollabieren würde. Die Produktionsverrohrung wird im Bereich der Erdgaslagerstätte gezielt mit Hilfe von Sprengladungen oder Spezialsonden perforiert. (Bellarby 2009)

Das für das Hydraulic Fracturing benötigte Equipment besteht aus Pumpen, Tankbehältern zur Speicherung des Frack-Fluids, Transportleitungen für die Additive, Mischeinrichtungen und Kontroll- sowie Steuereinheiten. Der Frack-Vorgang selbst kann in drei grundsätzliche Schritte untergliedert werden. Im ersten Schritt werden über mehrere Stunden und unter hohem Druck Fluide in die Lagerstätte gepumpt. Ziel dieser ersten Phase ist es, Risse in der Lagerstätte neu zu bilden beziehungsweise bestehende Klüfte aufzuweiten (siehe Abb. 6.52).

Hierzu muss der eingebrachte Druck die geringste Hauptspannung der Formation mindestens so weit übersteigen, dass die Zugfestigkeit des Gebirges überwunden werden kann. Kommt es zum Erreichen dieses Druckes, entstehen Risse rund um die Bohrung und es wird ein Abfall des Fluiddrucks registriert. Die anschließende Ausbreitung der Klüfte erfolgt senkrecht zur kleinsten Hauptspannung. In Teufen von über 600 m liegt die geringste Hauptspannung in horizontaler Richtung, die Frack-Ausbreitung erfolgt daher vertikal. (Economides & Nolte 2000)

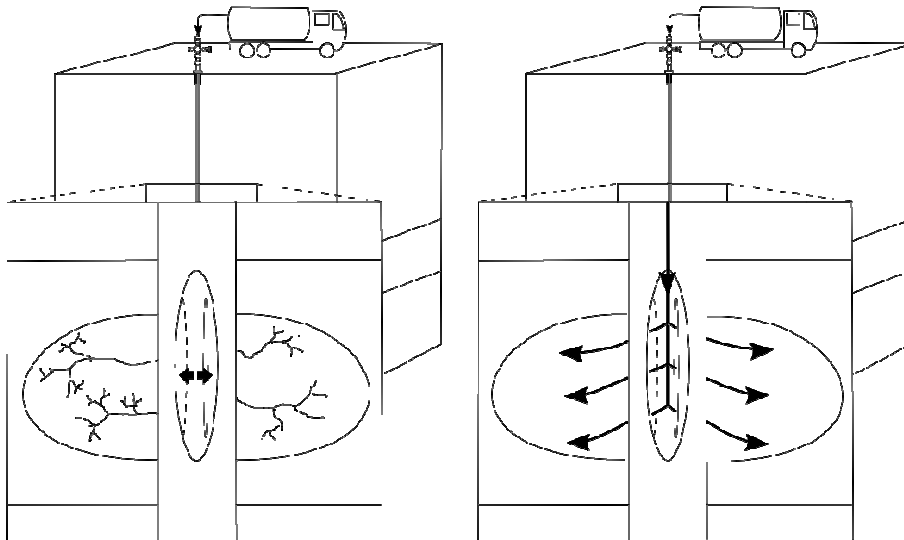


Abb. 6.52: Frack-Phase 1 – Frack-Erzeugung und -Ausbreitung

In der zweiten Phase des Hydraulic Fracturing wird dem Frack-Fluid ein Stützmittel (englisch Proppant) beigemischt, dessen Aufgabe es ist, die Risse und Klüfte auch nach Absenken des Frack-Drucks offen zu halten und damit eine längerfristige Erdgasförderung zu gewährleisten (Abb. 6.53). Die Fracks werden dazu stufenweise von der Risspitze bis zum Bohrloch mit Stützmittel beladen (Legarth 2009). Sand ist das geläufigste Stützmittel, es können aber auch Bauxit oder Industriekeramiken verwendet werden. Diese künstlich erzeugten Proppants haben den Vorteil, dass sie besonders runde Körner aufweisen und daher besonders gute Fließwege für das Erdgas ermöglichen. In Abhängigkeit von der Lagerstätte sind das Material, die Körnung sowie die Menge an Proppants, die für eine optimierte Förderung benötigt werden, auszuwählen. (Bellarby 2009)

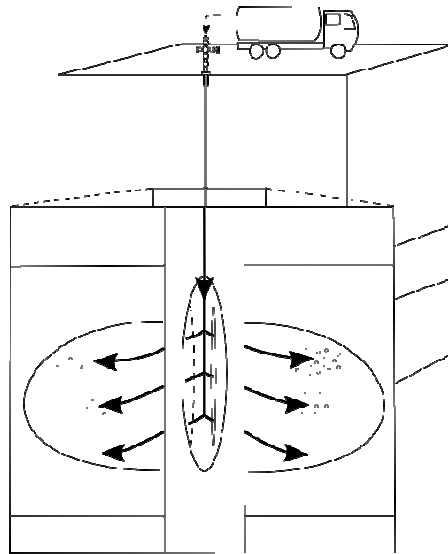


Abb. 6.53: Frack-Phase 2 – Einbringen des Proppants in die erzeugten Fracks

Um das Tubing vom Sand zu reinigen und zu gewährleisten, dass sich das meiste Stützmittel in den Poren und Klüften befindet, wird abschließend in einer dritten Phase noch einmal Frack-Fluid ohne beigemischte Stützmittel in die Lagerstätte gepumpt (siehe Abb. 6.54). Dem Frack-Fluid werden in dieser Phase sogenannte Breaker zugefügt, um die in den vorherigen Phasen erwünschte künstlich erhöhte Viskosität des Frack-Fluids wieder abzubauen und so eine Rückförderung des Fluids zu ermöglichen. Erfolgt das Aufbrechen des Frack-Fluids nicht vollständig, können Restbestände des Frack-Fluids in der Lagerstätte verbleiben. So kann es zu einem Zusetzen der neu geschaffenen Wegsamkeiten kommen, was wiederum eine verminderte Erdgasförderrate zur Folge hat. (Economides & Nolte 2000)

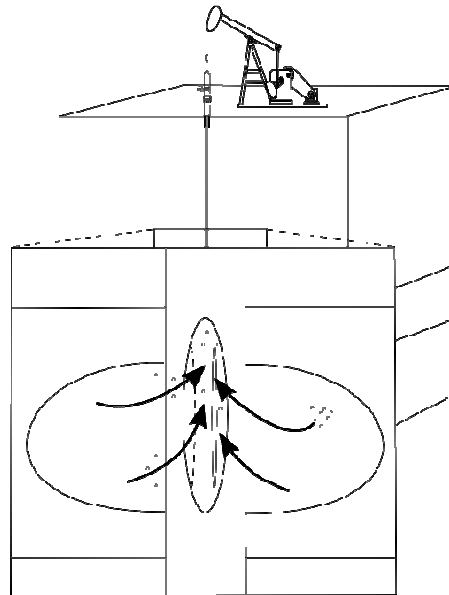


Abb. 6.54: Frack-Phase 3 – Reinigung der Bohrung und Beginn der Gewinnung

Ort und Dauer der Druckbeaufschlagung

Die Stimulation erfolgt in der Produktionsformation. In Fällen, in denen bspw. in Kohleflözgaslagerstätten die einzelnen Flöze zu geringmächtig sind, kann ein einzelner Riss auch mehrere Kohleflöze umfassen. Die heutigen technischen Möglichkeiten ermöglichen sowohl die gezielte Rissinduktion in mehreren relativ geringmächtigen Flözen wie auch das großflächige Fracking über mehrere geringmächtige Formationen. Letztendlich ist die Entscheidung für die eine oder andere Variante von wirtschaftlichen Überlegungen geprägt. Durch die vorlaufenden Untersuchungen im Rahmen der Erkundung der Lagerstätte ergeben sich die Rahmenbedingungen für die konkrete Planung von Größe (Volumen), Ort und Anzahl an zu erstellenden Rissen im Verhältnis zu den Kosten der verschiedenen Alternativen.

Die Dauer der Druckbeaufschlagung ergibt sich aus den soeben dargestellten Überlegungen und ist standort-, bohrloch- und produktionsformationsspezifisch. Aus den USA sind Angaben von Frack-Dauern zwischen 20 Minuten bis ca. 4 Stunden für konventionelle Fracking-Verfahren bekannt (King 2011). Die Dauer einer Frack-Maßnahme wird maßgeblich durch das zu verpumpende Volumen an Sand (proppants), die lagerstättenspezifisch mögliche Pumprate und damit zusammenhängend von den zulässigen/möglichen Drücken bestimmt.

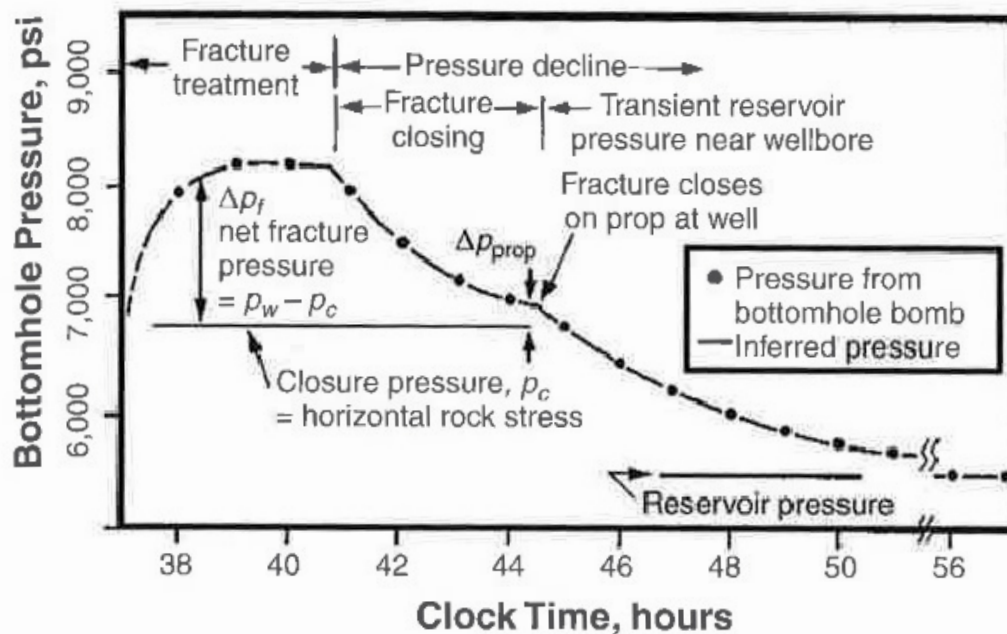


Abb. 6.55: Darstellung des zeitlichen Druckverlaufs im Bohrlochtfesten bei einer Fracking-Maßnahme (Jones et al. 2009).

Wie beispielsweise in Abbildung 6.55 dargestellt, ist die Frack-Maßnahme nach ca. 3 Stunden beendet, d.h. zu diesem Zeitpunkt werden in diesem Beispiel die Injektion von Fluiden eingestellt, die Pumpen abgeschaltet und das Bohrloch über den Blowout-Preventer verschlossen (engl. *shut-in*). Der Druckabfall bis zum Erreichen des Formationsdruckes dauert jedoch fast 20 Stunden.

Vor dem eigentlichen Frack werden meistens Pump-, Druck- und Injektionstests im Bohrloch durchgeführt, um die Formationseigenschaften zu ermitteln bzw. zu verifizieren und die numerischen Modelle, die zur Rissplanung verwendet werden zu kalibrieren. Je nach Datelage werden zudem ein Mikrofrack und ein so genannter Minifrac vorgeschaltet.

Bei den Mikrofrack-Versuchen werden sehr kleine Volumina in der Größenordnung von 0,5 m³ bis 1 m³ in die Formation gepumpt, bis der Frack-Druck des Gesteins erreicht ist. Die Druckbeaufschlagung bei dieser Art Versuch dauert nur wenige Minuten und dient zur Ermittlung des Druckes, der aufgebracht werden muss, um in der Formation einen Riss zu erzeugen. Dieser Versuch wird in vielen Fällen mit der eigentlichen Bohrspülung durchgeführt.

Bei den Minifrac-Versuchen werden ca. 10 %-20 % des letztendlich geplanten Frack-Volumens in die Formation gepumpt und es wird kurzzeitig ein Riss erzeugt. Die Druckbeaufschlagung erfolgt für die Dauer von ca. 10 Minuten und es wird die für den eigentlichen Frack

vorgesehene Fluidart benutzt. Dieser Versuch findet unmittelbar vor dem eigentlichen Frack statt (siehe Abb. 6.56). Er dient zur finalen Kalibrierung der eingesetzten Modellsoftware und der letzten Verifizierung der Annahmen. (Jones et al. 2009)

Table 2: Treatment data of the minifrac and main fracture stages.

	Perforation Depth feet	Total Shots	Frac Type	Water bbls	Stage volume bbls	Tot Prop mton
Stage 1 Minifrac	8841-50	81	Minifrac	817		0
Stage 1 Frac	8841-50, 8930-39, 8942-51		Slickwater	11568	12385	101
Stage 2 Minifrac	8700-09, 8730-39, 8750-59	81	Minifrac	590		0
Stage 2 Frac	8700-09, 8730-39, 8750-59		Slickwater	14120	14710	117
Stage 3 Minifrac	8420-29, 8450-59, 8480-89	81	Minifrac	254		0
Stage 3 Frac	8420-29, 8450-59, 8480-89		Slickwater	4777	5031	52
Stage 4 Mini Frac	8020-29, 8120-29, 8250-59	81	Minifrac	502		0
Stage 4 Frac	8020-29, 8120-29, 8250-59		Slickwater	10088	10590	82
Stage 5 Mini-Frac	7810-19, 7900-09, 7970-79	81	Minifrac	280		0
Stage 5 Frac	7810-19, 7900-09, 7970-79		Slickwater	9590	9870	111
Stage 6 Mini-Frac	7780-89, 7700-09, 7670-79	81	Minifrac	245	245	0

Abb. 6.56: Beispielhafte Darstellung der Abfolge von Minifrack- und Produktionsfrackmaßnahmen in einer Bohrung (Pater et al. 2011)

6.6.2.2 Multi-Frack-Verfahren

Technik

Das Multi-Frack-Verfahren ist eine Stimulationstechnologie, die explizit für die Anwendung in horizontalen Bohrungen in großen Teufen mit besonders geringen Ausgangspermeabilitäten (kleiner 0,1 Millidarcy) und hohen Reservoirdrücken (um 600 bar) entwickelt wurde (Pinnacle 2012). Unter dem Multi-Frack-Verfahren ist die hydraulische Stimulation von Lagerstätten in mehreren Bereichen einer horizontalen Bohrung zu verstehen. Es handelt sich somit um eine Erweiterung des konventionellen Hydraulic Fracturing Verfahrens (siehe Abb. 6.57). In den USA wird es in Tight Gas-, Shale Gas- und Kohleflözgas-Lagerstätten erfolgreich eingesetzt (Schlumberger 2007). Auch in Deutschland wurde das Multi-Frack-Verfahren bereits in mehreren Bohrungen bei der Erschließung von Tight Gas-Vorkommen in Niedersachsen angewendet. So sind die Bohrungen Leer Z4, Leer Z5 und Leer Z6 im Erdgasfeld Leer mit dem Multi-Frack-Verfahren stimuliert worden.

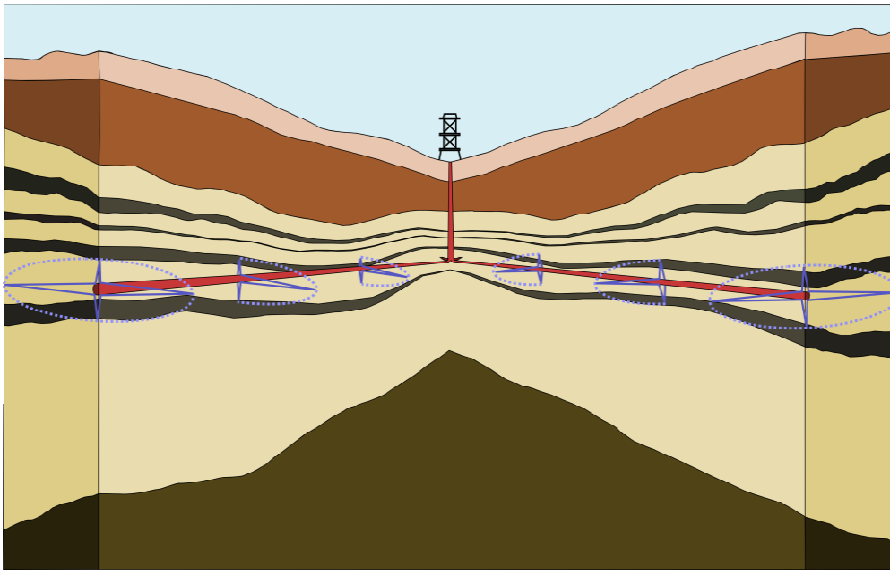


Abb. 6.57: Multi-Frac an einer Multilateralen Bohrung, schematisch

Wie auch beim Hydraulic Fracturing wird beim Multi-Frack-Verfahren die Lagerstätte aus dem verrohrten Bohrloch (Cased Hole) stimuliert. Als Verrohrung kommen in der Regel Coiled Tubings zum Einsatz. Während des Multi-Frac-Prozesses werden mehrere hydraulische Frack-Behandlungen nacheinander durchgeführt. Hierbei werden zunächst die hintersten Bohrlochabschnitte (Bohrlochtiefste) stimuliert und anschließend abschnittsweise weitere Fracks durchgeführt. Diese Reihenfolge ist erforderlich, da der zu stimulierende Bohrlochabschnitt vor Stimulationsbeginn perforiert werden muss. Eine Perforierung und Stimulation im vorderen Bohrlochabschnitt würde verhindern, dass für die späteren Stimulationsbehandlungen ein hinreichend großer Frack-Druck aufgebaut werden kann, da das Frack-Fluid durch die vorderen Perforationen abfließen könnte. Bei einer solchen Vorgehensweise müsste zwingend ein teures zusätzliches Frack-Casing eingebaut werden. (Nuß 2003)

Ist der hinterste Bohrlochabschnitt perforiert, wird dieser durch einen mobilen Packer oder ein sogenanntes Ball-System vom Rest des Bohrlochs isoliert. Mithilfe der Packer ist es möglich, während der Produktionszeit gezielt Erdgas aus verschiedenen Bereichen der Lagerstätte zu fördern. Beim Ball-System hingegen werden die einzelnen Bereiche der Bohrung separat stimuliert. Die Bälle verschließen dabei Verengungen im zu stimulierenden Teil der Bohrung unter Druckbeaufschlagung. Somit ist sichergestellt, dass keine Frack-Flüssigkeit in bereits stimulierte Bereiche entweichen kann. Wenn die Förderung aus der Lagerstätte beginnt, werden die Bälle aus den Verengungen im Tubing herausgelöst und zu Tage gefördert. Es wird dann aus allen Fracks zeitgleich Erdgas produziert. Nachteil bei dem Einsatz des

Ball-Systems in einer horizontalen Bohrung ist die Begrenzung der Anzahl der Fracks auf vier bis sechs, da die Verengungen und Bälle zum Ende der Bohrung immer kleiner werden müssen.

Das Frack-Fluid wird unter einem Druck von beispielsweise 1.100 bar in das Bohrloch verpumpt. Anders als beim konventionellen Hydraulic Fracturing enthält dieses Fluid bereits von Anfang an ein Stützmittel. Die Proppants setzen sich im Laufe der mehrere Stunden dauernden Frack-Behandlung sofort in die neu entstehenden Fracks und halten diese dauerhaft offen. Die erzeugten Fracks weisen einen Durchmesser von bis zu einem Zentimeter und eine Länge von bis zu 100 Metern auf. Ist der aktuelle Bohrlochbereich stimuliert, wird der nächste Abschnitt durch einen weiteren mobilen Packer abgeriegelt und perforiert. (Bellarby 2009)

In Deutschland wurden bereits einige Multi-Frac-Behandlungen an Tight Gas-Lagerstätten vorgenommen.

Ort und Dauer der Druckbeaufschlagung

Um ein Gefühl für die Dimensionen einer solchen Behandlung zu bekommen, sollen im Folgenden einige Rahmenparameter der Bohrung Söhlingen Z15 zusammengefasst werden: Insgesamt wurde in fünf Bohrlochabschnitten stimuliert. Die entstandenen Risse wiesen einen Durchmesser von 50 mm und eine Länge von rund 130 m auf. Für die gesamte Stimulation war der Einsatz von 2.500 m³ Frack-Fluid und 1.100 t Proppants notwendig, die in einer Gesamtpumpzeit von 11 Stunden mit einer Pumpleistung von 11.000 PS in das Bohrloch verpresst wurden. Dies bedeutete 6.400 Liter Frack-Fluid und 8 Tonnen Stützmittel pro Minute. Die Gesamtkosten für diese Stimulationsbehandlung beliefen sich auf insgesamt 4 bis 5 Millionen Euro. (Nuß 2003)

Aus Abbildung 6.58 und Abbildung 6.59 kann entnommen werden, dass diese Methode, sollte die Produktionsformation ihre Anwendung erlauben, zu enormen Zeit- und Kostenersparnissen führen kann.

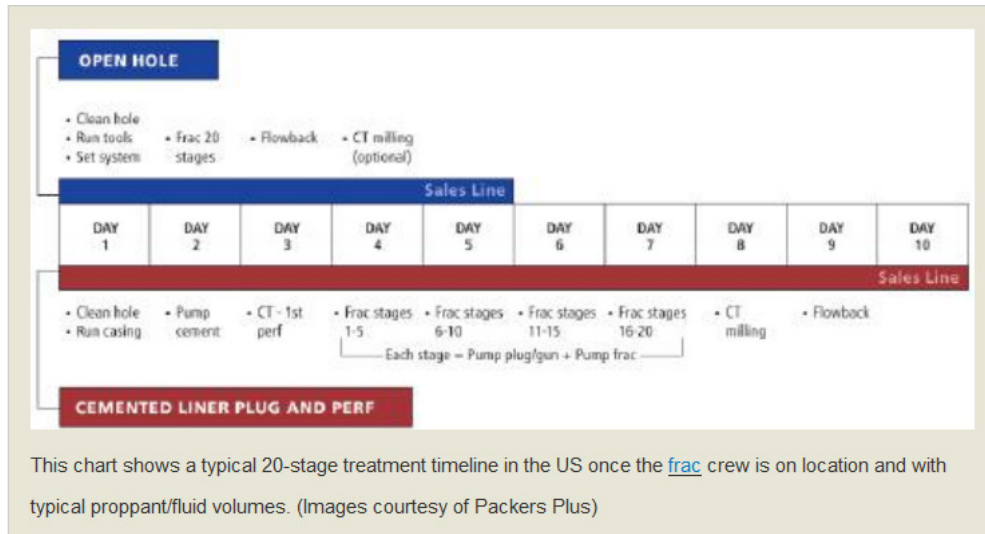


Abb. 6.58: Vergleich des Zeitbedarfs für eine Bohrung bei konventioneller Stimulation (rot, „Cemented Liner Plug and Perf) und bei Verwendung des Multi-Frac-Verfahrens (blau, „Operrn Hole“). (Snyder et al. 2011)

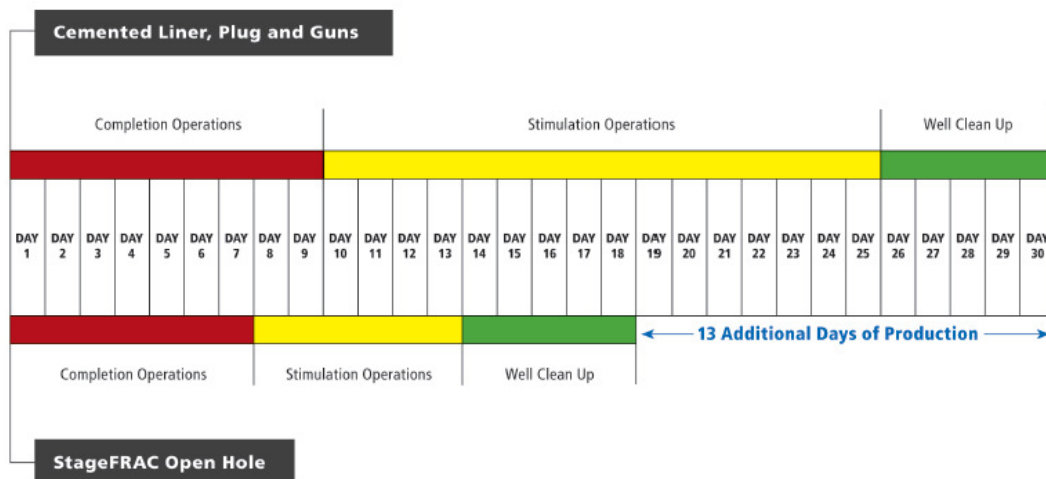


Abb. 6.59: Vergleich des Zeitbedarfs für eine Bohrung bei konventioneller Stimulation (oben, „Cemented Liner Plug and Guns) und bei Verwendung des Multi-Frac-Verfahrens (unten, „StageFrac Operrn Hole“). (Higginson 2011)

Es wird jedoch auch deutlich, dass dieses beschleunigte Stimulations-Verfahren keine umfänglichen Lagerstättentests vor jedem Frack erlaubt.

6.6.2.3 Cavitation

Technik

Die Cavitation (Open Hole Cavity Completion oder Dynamic Open Hole Completion) ist eine Stimulationsmethode für Kohleflözgas-Lagerstätten, die auf der Stimulation des Zielhorizontes im unverrohrten Bohrloch (Open Hole) basiert. Daher ist eine Grundstabilität des Gebirges wichtige Voraussetzung für den Einsatz der Cavitation. (Ramaswamy 2007)

Bei der Cavitation wird, ähnlich wie beim Hydraulic Fracturing, ein Fluid oder eine Fluid-Gas-Mischung unter hohem Druck in die Lagerstätte verpumpt. Das Frack-Fluid dringt durch vorhandene Risse und Störungen in das umgebende Gestein ein. Die Risserzeugung erfolgt, anders als beim Hydraulic Fracturing, jedoch nicht durch die Druckbeaufschlagung des Gesteins. Bei der Cavitation wird der Fluiddruck schlagartig auf den Umgebungsdruck abgesenkt, es wird quasi ein kontrollierter Blowout erzeugt. Durch die Absenkung des Druckes auf atmosphärisches Niveau am Bohrlochansatzpunkt wird die Löslichkeit von Gas im Fluid stark herabgesetzt. Dadurch geht das Gas aus der Lösung. In unmittelbarer Folge des Druckabfalls wird eine große Menge Gas frei, wodurch das Volumen des Wasser-Gas-Gemisches vervielfacht und die Dichte stark herabgesetzt wird. Das Fluid strömt daraufhin mit hoher Geschwindigkeit zum Bohrloch, wobei es Kohlepartikel aus dem Gesteinsverband herauslöst. Gas, Stimulationsfluid und Kohlepartikel strömen gemeinsam an die Erdoberfläche. Der Vorgang endet, sobald sich die natürlichen Druckverhältnisse innerhalb des Bohrlochs und im umgebenden Gestein wieder eingestellt haben. Die Stimulationsbehandlung wird mehrfach wiederholt und dauert abhängig von den Lagerstättenverhältnissen im Durchschnitt zehn Tage. Durch die Erzeugung eines kontrollierten Blowout werden erhebliche Lärm- und Staubemissionen verursacht. (EnergyCouncil 2012)

Bei der Cavitation werden Kohlepartikel aus der Gesteinsformation herausgelöst, um Klüfte zu bilden. Dadurch erhöht sich die Wahrscheinlichkeit einer dauerhaften Permeabilitätssteigerung. Zudem entsteht neben größeren Klüften ein Hohlraum (engl. *Cavity*) im unverrohrten Bereich der Bohrung, welcher einen Durchmesser von bis zu 4 Metern aufweisen kann (siehe Abb. 6.60). Damit wird zusätzlich noch einmal die Kontaktfläche zwischen Bohrloch und Zielhorizont vergrößert. (Halliburton 2007)

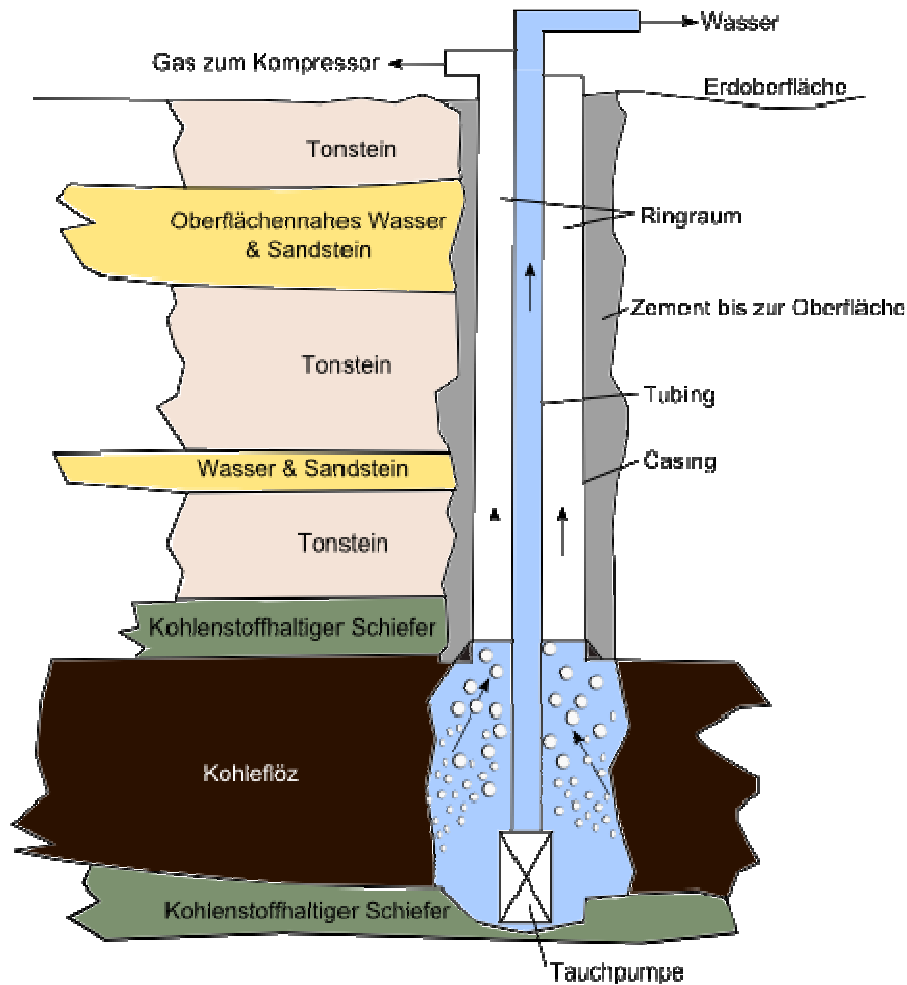


Abb. 6.60: Schematische Darstellung des Cavitation Stimulationsverfahrens

Die Cavitation stellt einige spezielle Anforderungen an das eingesetzte Equipment. So muss die eingesetzte Verrohrung mindestens dem Frack-Druck von rund 70 bar standhalten können (Palmer & Edwards 1995). Zudem muss der bei der Verrohrung verwendete Stahl wegen der darin transportierten Kohlepartikel eine hohe Abrasionsfestigkeit aufweisen. Im Kraftwerksbereich werden für Kohlestaub beispielsweise extrudierte Mehrkanalrohr- beziehungsweise Wabenstrukturen aus homogenem Material mit minimalen Wanddicken benutzt. Sie weisen eine deutlich höhere Stabilität gegen Abrasion, Verschmutzung und Fügebelastung auf. (Renz 2004)

Die für eine Cavitation-Behandlung benötigten Tagesanlagen haben einen erhöhten Platzbedarf. Zunächst ist, wie auch beim Hydraulic Fracturing, eine Arbeitsbühne notwendig. Des Weiteren bedarf es bei der Cavitation auch einer speziellen Einhausung des Bohrplatzes mit einem Lärm- und Emissionsschutzwall aufgrund der enormen Lärm- und Staubemissionen. Außerdem müssen die während der Cavitation entstehenden Kohle- und Erdgasmengen kontrolliert aufgefangen be-

ziehungsweise abgefackelt werden. Abschließend ist nach Beendigung der Arbeiten eine aufwendige Restaurierung des Bohrplatzes notwendig. (EnergyCouncil 2012)

Der große Vorteil der Open Hole Cavity Completion besteht darin, dass Klüfte durch das Entfernen von Kohlepartikeln gebildet werden. Dies führt zu langfristig stabileren Kluftsystemen und ermöglicht auch in sehr undurchlässigen Lagerstätten eine gute Permeabilitätserhöhung. Problematisch hingegen sind die Umwelteinflüsse. Hierzu zählen insbesondere die Lärmemission sowie die Emission von Kohlepartikeln und Erdgas, die aus dem Bohrloch entweichen. Des Weiteren liegen für die CBM-Stimulation durch Cavitation deutlich geringere Erfahrungswerte als für das Hydraulic Fracturing vor. (Halliburton 2007)

Voraussetzungen für die Anwendung einer Open Hole Cavity Completion sind: (Halliburton 2007)

- Kohleflöze hoher Mächtigkeit (ideal 9 m bis 24 m mächtige Flöze)
- Hohe Klüftigkeit
- Geringer Aschegehalt
- Hoher Lagerstättendruck
- Hohe Festigkeit des umgebenden Gebirges

Da die Kohleflöze im Bereich des Münsterlandes in deutlich größeren Teufen (größer 1.000 m) anzutreffen sind als in den USA oder Australien (teilweise nur Teufen von 800 bis 900 m), müsste nachgewiesen werden, ob dieses Verfahren auch auf größere Teufen übertragbar ist. Zudem wird es aufgrund der negativen Umwelteinflüsse schwierig sein, für ein solches Stimulationsverfahren einen Sonderbetriebsplan in Deutschland genehmigt zu bekommen. (Halliburton 2007)

6.6.3 Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ohne Frack-Behandlung

Wahrscheinlich ist in Deutschland die Gewinnung von Erdgas aus Kohleflözgas- und Schiefergas-Lagerstätten teilweise auch ohne Hydraulic Fracturing möglich. Zurzeit können aufgrund fehlender Daten keine exakten Ausgaben über diese Möglichkeit der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland getroffen werden.

Weltweit müssen circa 80 % aller Bohrungen in Schiefergas-Lagerstätten hydraulisch stimuliert werden (EnergyFromShale.org 2012). Von den Betreibern aus Deutschland, mit denen die Gutachter gesprochen haben, wird hingegen angegeben, dass deutschlandweit alle Schiefergas-Lagerstätten stimuliert werden müssen.

Für Kohleflözgas-Lagerstätten in den USA gilt, dass Horizontalbohrungen selten gefrackt werden, da dies als unwirtschaftlich angesehen wird. Die Horizontalbohrungen werden häufig nicht verrohrt, um eine große Kontaktfläche zwischen den Kohleflözen und der Bohrung herzustellen (Palmer 2008). Für deutsche Kohleflözgas-Lagerstätten gibt ExxonMobil auf Anfrage der Gutachter an, dass wahrscheinlich 50 % der Horizontalbohrungen gefrackt werden müssen. Die Übertragbarkeit dieser Aussage, die aus Flözgas-Lagerstätten der USA und Australien abgeleitet wurde, auf die Flözgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen ist aus Sicht der Gutachter nicht belastbar. Für eine belastbare Aussage über die Fluidodynamik innerhalb von Flözgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen fehlen grundlegende Forschungsergebnisse.

Die Horizontal- und Multilateralbohrtechnik stellt eine Möglichkeit dar, Erdgas ohne Fracking zu gewinnen. Sie kann auch als Stimulationsverfahren verstanden werden, da schon während des Bohrprozesses durch den Druck und die Vibration des Bohrmeißel beziehungsweise des Bohrgestänges innerhalb des Zielhorizontes ein lokal begrenztes Rissystem erzeugt wird. Zudem kann die Perforation des Casing bei einem verrohrten unteren Teil der Bohrung zu einer Stimulation des umgebenden Gebirges führen.

6.7 Stand der Technik bei Erdgasgewinnung, Entwässerung und Wasserhaltung

Wie bereits in Abschnitt 6.3 erläutert, stellt die Entwässerung einen wesentlichen Schritt der Gewinnung von Flözgas dar. Durch die Entwässerung der Lagerstätte kommt es zu einem Absinken des Lagerstättendruckes. Das an die Kohle gebundene Flözgas kann desorbieren und anschließend gefördert werden. Auch in Shale Gas-Bohrungen wird Entwässerungstechnik eingesetzt, um das Frack-Fluid aus der Lagerstätte zurück zu fördern. Der Flowback ist häufig von schlechter Qualität und bedarf einer Aufbereitung, bevor er entsorgt werden kann. Im Folgenden sollen verschiedene technische Ansätze zur Lagerstättenentwässerung sowie zur Wasseraufbereitung vorgestellt werden.

6.7.1 Anforderungen an die Entwässerungstechnik

6.7.1.1 Anforderungen an die Entwässerungstechnik

Bei der Entwässerung von Kohleflözgas-Bohrungen gibt es einige Besonderheiten, die spezielle Anforderungen an die eingesetzte Entwässerungstechnik stellen. Hierzu zählt insbesondere das Vorhandensein von Kohlepartikeln im Fluid, die stark abrasiv sind und damit zu hohem Verschleiß führen können, sobald sie in die Pumpe gelangen. Außerdem enthält das zu fördernde Fluid große Gasmengen, die ebenfalls zu Problemen in der Entwässerung führen können.

Nach Angaben der Betreiber auf Anfrage der Gutachter wird zurzeit nicht damit gerechnet, dass im Rahmen der Erschließung von Schiefergas-Vorkommen größere Fluid-Volumina aus der Lagerstätte gefördert werden müssen.

6.7.1.2 Gasgehalt

Die größte Herausforderung bei der Entwässerung von Kohleflözgas-Lagerstätten stellen die stark schwankenden Gasmengen dar, die im Lagerstättenfluid enthalten sind. Gerade zum Ende der Entwässerungsphase hin kann es zu einem sprunghaften Abfall der zu fördernden Wassermenge kombiniert mit einem starken Anstieg der freiwerdenden Gasmenge kommen (siehe Abb. 6.61). Dies kann von Wirkverlusten bis zum Ausfall der Pumpen verschiedenartige Auswirkungen haben. (Powers 2004)

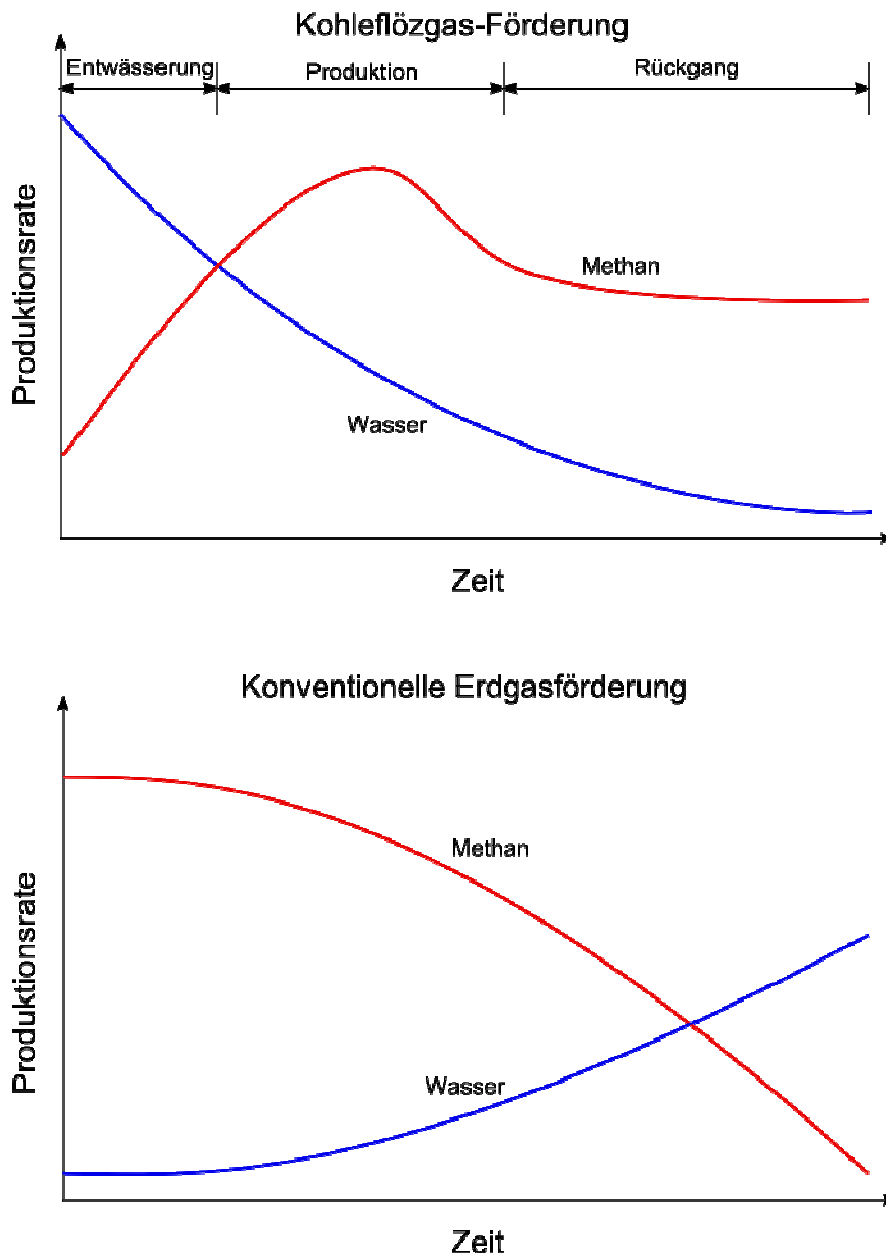


Abb. 6.61: Vergleich der Wasser- und Methanproduktion aus konventionellen Erdgas-Lagerstätten und Flözgas-Lagerstätten (Powers 2004)

Um mit den im Lagerstättenfluid enthaltenen Gasmengen umgehen zu können, kommen Techniken der sogenannten Gas-Wasser-Separierung zum Einsatz. Die Gas-Wasser-Separierung kann auf zwei Arten erfolgen: Es werden hierbei die Rotary-Chamber- und die Vortex-Bauweise unterschieden.

Bei der Rotary-Chamber-Bauweise besteht der Trennraum aus einer zylinderförmigen Einheit, die rotiert und wie eine Zentrifuge über Fliehkräfte die wässrige und die gasförmige Phase voneinander trennt. Das Fluid wird im Trennraum nach außen beschleunigt, während das

Gas im Innenraum verbleibt und von dort in den Ringraum zwischen Bohrlochverrohrung und Steigrohr an die Erdoberfläche aufsteigt. Diese Methode ist besonders für hoch viskose Fluide geeignet, weil mit dieser Bauweise die höchsten Trennkkräfte realisiert werden können.

Bei der Vortex-Bauweise hingegen wird das einströmende Fluid von einer Art Schwungrad in eine Strudelbewegung versetzt, die ebenfalls zu einer Trennung der gasförmigen von der wässrigen Phase führt (siehe Abb. 6.62). Hier sind jedoch die Rotationsgeschwindigkeiten deutlich geringer als bei Aggregaten der Rotary-Chamber-Bauweise, was einerseits zu schlechteren Trennergebnissen führt, andererseits jedoch auch eine geringere Verschleißanfälligkeit mit sich bringt. (Lea et al. 2005)



Abb. 6.62: Schematische Darstellung eines Gasseparators (Lea et al. 2005)

6.7.1.3 Feststoffgehalt

Das bei der Entwässerung geförderte Fluid enthält neben Wasser auch erhebliche Feststoffanteile. Ein großes Problem stellen Kohlepartikel dar, die sich in Folge des Frack-Prozesses im Flowback befinden. Zu den geförderten Partikeln können zudem Formationssande, Proppant-

Partikel, Calciumkarbonate, Bariumsulfate und andere gehören. Kommt es als Folge des Feststoffanteils zu einem Verschleiß der Oberfläche, so wird von Hydroabrasion gesprochen. Die abrasionsanfälligesten Komponenten bei der Entwässerung von Erdgasbohrungen sind Pumpen, Ventile und Rohrkrümmungen. Hoher Verschleiß an den Bauteilen führt zu hohen Instandhaltungskosten und bei Pumpen auch zu Wirkungsgradverlusten, die wiederum zu höheren Energiekosten führen.

Ob die mitgeführten Partikel zu Beschädigungen der Anlagenteile führen, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Ein wichtiger Faktor ist die Strömungsgeschwindigkeit. Je höher die Geschwindigkeit, desto größer sind die Verschleißauswirkungen. Bei Pumpen treten beispielsweise in Laufrädern und Diffusoren durch die relativ geringe Strömungsgeschwindigkeit geringere Verschleißerscheinungen durch Abrasion auf, während Laufräder wesentlich stärker von Verschleiß betroffen sind. Auch der Winkel, in dem die Partikel auf die Wände der Komponenten treffen, ist von signifikanter Bedeutung. Bei relativ flachen Auftreffwinkeln kommt es leicht zu Erosionsverschleiß (siehe Abb. 6.63 B). Ein weiteres Problem bei Pumpen ist, dass sobald Feststoffpartikel zwischen Rotor und Stator gespült werden, sie dort eingeklemmt werden können, und es zu einer 3-Körper-Abrasion kommen kann (siehe Abb. 6.63 A). (Meuter 2001)

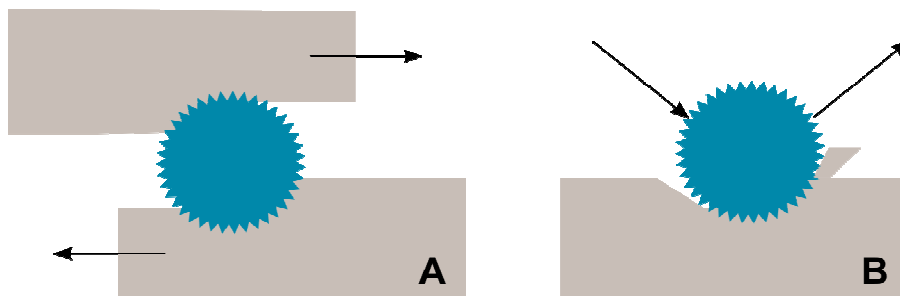


Abb. 6.63: Verschiedene Formen der Abrasion, schematisch

Der Abrasion kann durch verschiedene Maßnahmen entgegengewirkt werden. Zum einen kann durch eine Reduzierung der Strömungsgeschwindigkeit die Verschleißanfälligkeit der Bauteile signifikant reduziert werden. Auch eine Behandlung der Oberflächen ist oft ein guter Schutz. Die am meisten verwendeten Beschichtungen bestehen aus Wolframkarbidwerkstoffen. Sie zeichnen sich durch ihre guten Verschleißigenschaften bei verschiedenen Aufprallwinkeln aus.

Ein weiterer Ansatz zur Verminderung von Abrasion in Pumpen ist, die abrasiven Partikel erst gar nicht in die Pumpe gelangen zu lassen. Dazu wird im Bohrlochtiefsten eine Siebeinheit um den Pumpeneintrag installiert, die das Eindringen von Feststoffpartikeln in die Pumpe von vornherein verhindert. (Johnson Screens (India) 2007)

Sobald sich das Sieb mehr und mehr mit Kohlepartikeln zusetzt, führt dies allerdings zu einer Verminderung der Pumpenleistung. Ist dies der Fall, muss das Sieb durch einen sogenannten „backflush“ gereinigt werden. Hierzu wird ein Teil des Fluids in umgekehrter Richtung durch das Bohrloch und von dort durch das Sieb gepresst. So wird das Sieb wieder freigespült und die Bohrung kann weiter entwässert werden. (Hydro Flow Pumps USA Inc. 2007)

6.7.1.4 Korrosivität

Für die Entstehung von Korrosion ist das Vorhandensein von drei Faktoren erforderlich: Metall, Wasser oder Salzlösung (Sole) sowie korrosive Stoffe wie zum Beispiel Sauerstoff, Kohlenstoffdioxid, Schwefelwasserstoff oder Säure.

Damit es zu einer korrosiven Reaktion kommen kann, müssen zwei chemische Reaktionen in der Bohrung ablaufen. Man spricht im Allgemeinen auch von einer Redox-Reaktion, bei der sowohl eine Reduktion der korrosiven Stoffe als auch eine Oxidation des Metalls stattfindet. Der pH-Wert in der Bohrung ist abhängig vom Partialdruck des korrosiven Stoffes, der Temperatur, dem Salzgehalt und der Hydrogencarbonat-Konzentration in den Formationswässern.

Es existiert eine Vielzahl von Korrosionsvarianten, die im Folgenden kurz angesprochen werden sollen. Bei der Kohlenstoffdioxidkorrosion bildet Kohlenstoffdioxid mit dem Formationswasser eine Säure. Der Säuregehalt ist hauptsächlich abhängig von dem Partialdruck des Kohlenstoffdioxids. Bei der Schwefelwasserstoff- und Wasserstoffkorrosion reagiert Schwefelwasserstoff mit Eisen zu Eisensulfid. Das Eisensulfid wird durch den Flüssigkeitsstrom von der Oberfläche der Stahl-Verrohrungen und eingesetzten Entwässerungstechnik gelöst und das eingesetzte Material darunter offengelegt. Als Folge daraus entsteht der sogenannte Lochfraß.

An bereits lokal auftretenden korrodierten Stellen treten Zugspannungen auf, die zur sogenannten Spannungskorrosion führen. Die lokalen Korrosionen werden hauptsächlich von Chlorid- und Bromid-Verbindungen unter Anwesenheit von Sauerstoff und hohen Temperaturen gebildet. Die Anwesenheit von Sauerstoff kann zu einer Verstärkung der Spannungskorrosion führen. Die Korrosivität des eingesetzten Materials ist stark abhängig von den eingesetzten Stahllegierungen. Für den Einsatz von Entwässerungstechnik und Verrohrungen in Bohrungen gilt daher, dass das Material an die in der Bohrung vorherrschenden Bedingungen angepasst werden muss. Bei stark korrosiven Bedingungen in der Bohrung sollten Stahllegierungen mit relativ hohem Chrom- und geringeren Nickel- und Molybdän-Gehalten eingesetzt werden.

6.7.2 Entwässerungsverfahren

6.7.2.1 Beam Rod Pumping

Die ältesten und weltweit am meisten verbreiteten Pumpen zur Bohrlochentwässerung sind die Beam Rod Pumps. Wegen ihres Aussehens und ihrer Bewegung werden sie auch als Pferdekopfpumpen bezeichnet. In etwa 70 % der zu entwässernden Bohrlöcher werden diese Pumpen bis heute eingesetzt (siehe Abb. 6.64). Weitere 15 bis 20 Prozent der Bohrlöcher werden über Electric Submersible Pumps entwässert, die restlichen 15 Prozent teilen sich zur Hälfte auf das Gas Lift-Verfahren und alle übrigen Pumpverfahren auf. (Lea 2006)



Abb. 6.64: Prozentuale Verteilung der weltweit und speziell in Nordamerika verwendeten Entwässerungsmethoden (vgl. Lea 2006)

Die Beam Rod Pumps bestehen aus einer an der Oberfläche befindlichen Antriebseinheit und der Pumpeneinheit im Bohrloch. Antrieb und Pumpe sind über die Pumpstange miteinander verbunden. Ein Motor treibt ein Getriebe an, welches die Rotationsbewegung des Motors in eine Transversalbewegung umwandelt. Diese wird über den Pumpenbalken zum Horsehead und von dort über das Pumpengestänge ins Bohrloch übertragen (siehe Abb. 6.65). Die Pumpeneinheit ist in die Bohrlochverrohrung integriert und erzeugt durch ihre Aufwärtsbewegung einen Unterdruck im Bohrloch, welcher das Wasser nach oben fördert. Je nach Pumpengröße ist eine Wasserförderung von 5 bis 40 l pro Hub möglich.

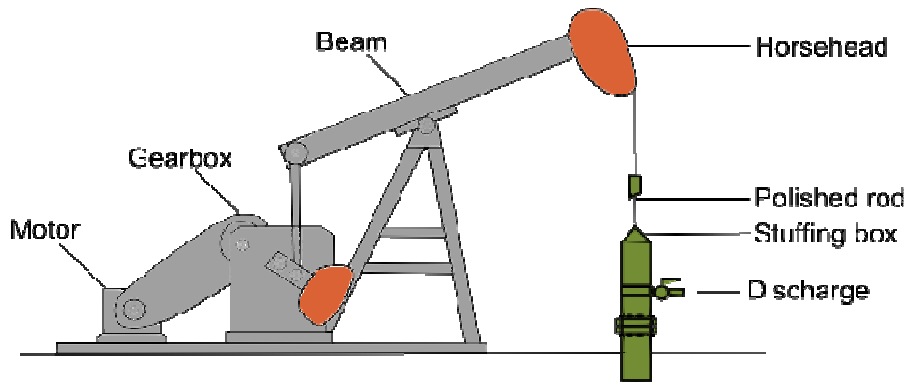


Abb. 6.65: Beam Rod Pump

Der Antrieb der Pumpe ist in der Regel elektrisch, bei dem Vorhandensein von gelöstem Erdgas im Wasser kann ein Teil des Gases abgetrennt und einem Gasmotor zu Antriebszwecken zugeführt werden.

Die Bauweise der Beam Pump ist sehr einfach, robust und preiswert. Als problematisch gelten der Lärm und die Abgase. Zudem gibt es bei Beam Pumps wenig Spielraum für Modifikationen zur Anpassung an die speziellen Anforderungen der Entwässerung von Kohleflözgas-Lagerstätten.

6.7.2.2 Electric Submersible Pumping

Bei den Electric Submersible Pumps (ESP) handelt es sich um elektrisch angetriebene Tauchpumpen, die vollständig mit dem Motor ins Bohrloch abgesenkt werden. Die ESP zählen zu den meistverwendeten Pumpenformen zur Entwässerung von Bohrungen nach den Beam Pumps. (Lea & Winkler 2011)

Die Electric Submersible Pumps können bei Temperaturen von bis zu 250 °C eingesetzt werden und sind mit Antrieben von bis zu 500 kW elektrischer Leistung ausgestattet. Die ESP lassen sich durch Variation der Geschwindigkeiten an unterschiedliche Bedingungen im Bohrloch anpassen (Baker Hughes 2010). Speziell bei der Kohleflözgas-Förderung ist das von Vorteil, da hier zu Beginn der Entwässerung große Mengen von Wasser gefördert werden müssen, während im Produktionsverlauf die zu fördernde Wassermenge stark absinkt.

Die Abdichtung des Motorraumes einer Electric Submersible Pump stellt sich als schwierig dar, da bei der Entwässerung von Kohleflözgas-Bohrungen stark abrasive Kohlepartikel mitgefördert werden. Dieses Problem ist weitgehend durch die Einführung einer low-flow und low-horsepower Electric Submersible Pump von Baker Hughes Centrilift gelöst worden. Die Pumpe kann bis zu Teufen von circa 2000 m und bei Temperaturen von bis zu 93 °C eingesetzt werden. Der Vorteil der Tauchpumpe liegt in ihrer platzsparenden Bauweise. Sie kann in Bohrungen mit einem geringen Durchmesser eingesetzt

werden. Weiterhin ist die ESP für geringe Zuflüsse von Wasser zur Bohrung hin geeignet. (Baker Hughes 2010)

Das Einbringen der Tauchpumpen in die Bohrung kann sich als kosten- und zeitintensiv herausstellen. Wenn im Rahmen der Komplettierung nicht berücksichtigt wird, dass später eine Tauchpumpe zur Lagerstättenentwässerung eingesetzt werden soll, kann der Fall eintreten, dass das gesamte Komplettierungsequipment zum Austauschen der Pumpe aus- und wieder eingebaut werden muss. Deshalb sollte bereits bei der Planung des Bohrungsausbaus die Notwendigkeit des Einbaus von künstlichen Hebemethoden betrachtet werden. Ein besserer Ansatz besteht in der Möglichkeit die Pumpen mittels Coiled Tubing zu tauschen. (Baker Hughes 2010)

6.7.2.3 Progressive Cavity Pumping

Die Progressive Cavity Pumps (PCP) bestehen im Wesentlichen aus einem außen liegenden unbeweglichen Rohr (Stator) und einem innen liegenden, schneckenförmigen Rotor. Der Motor mit der Antriebseinheit befindet sich bei den meisten PCP an der Erdoberfläche, kann aber inzwischen auch als ESP in die Bohrung eingebracht werden (siehe Abb. 6.66) (Baker Hughes 2012). Die Antriebseinheit treibt den schneckenförmigen Rotor an, der sich innerhalb des Stators dreht und so das Wasser an die Erdoberfläche fördert.

Spezielle PCP-Systeme für den Einsatz in der Kohleflözgas-Entwässerung wurden durch die Firmen RM Energy Systems, Baker Hughes Centrilift und Weatherford entwickelt.

Die Firma Baker Hughes hat bisher als einziges Unternehmen eine PCP in Tauchpumpenausführung entwickelt. Der Motor wird mit der Pumpe zusammen in die Bohrung eingebracht, zusätzlich muss ein Getriebe zwischen Motor und Pumpe installiert werden, um verstellbare Umfangsgeschwindigkeiten realisieren zu können. (Baker Hughes 2012)

Die Firma RM Energy Systems stellt PCP für den Öl- und Gassektor her und arbeitet hauptsächlich im Bereich Exploration und Gewinnung (Recovery). RM hat mit dem Moyno Insertable Progressive Cavity (IPC) Pump System ein System entwickelt, welches Zeit bei der Montage einspart und die Entwässerungskosten aufgrund der Einsparung einer zusätzlichen Verrohrung verringert.

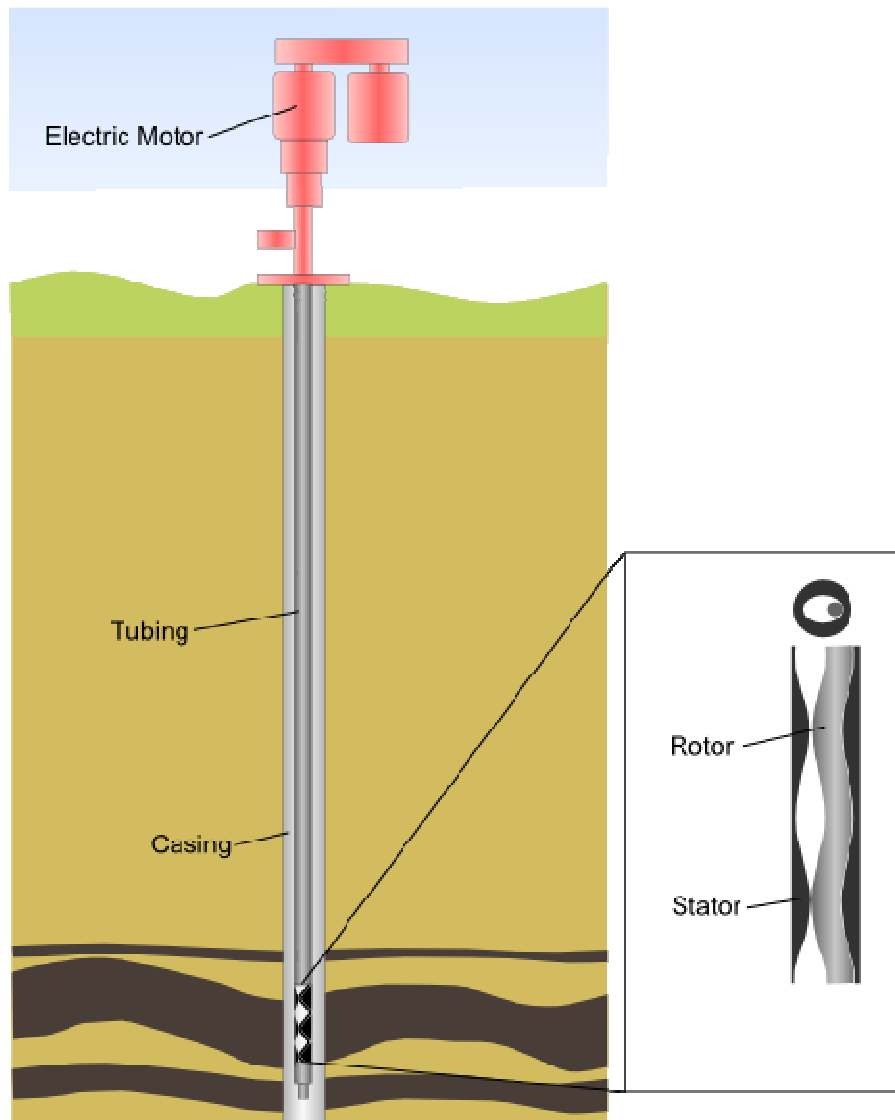


Abb. 6.66: Prinzipskizze einer PCP

Da sich der Motor an der Erdoberfläche befindet, sind außerdem schnelle Motorenwechsel möglich. Dies erlaubt eine optimale Anpassung der Pumpenleistung an die schwankenden Gas- und Fluidvolumina. Außerdem ist das IPC-System gut für feststoffhaltige Fluide geeignet. (R&M Energy Systems 2009)

PCP eignen sich sehr gut für die Entwässerung von Kohleflözen, da sie sehr verschleißfest gegenüber feinen Kohlepartikeln sind und dabei die Produktivität bei geringem Ansaugdruck der Pumpe nicht beeinflusst wird. (Baker Hughes 2012)

6.7.2.4 Gas Lift Verfahren

Bei der Gas Lift Methode wird ein Gas (meist Luft oder Kohlendioxid) durch die äußere Bohrlochverrohrung in das Bohrloch eingeleitet. Das Gas vermischt sich mit dem im Bohrloch befindlichen Fluid,

was zu einer Verringerung der Dichte des Fluids führt. Hierbei wird durch ein Ventil verhindert, dass das Gas wieder durch die äußere Bohrlochverrohrung entweicht. Stattdessen wird das Fluid-Gemisch aufgrund des relativ hohen Umgebungsdruckes durch die innere Bohrlochverrohrung nach oben und an die Oberfläche gepresst (siehe Abb. 6.67). Da dieses System komplett ohne Pumpen- und Antriebseinheit auskommt, ist es sehr resistent gegenüber Abrasion und hat aufgrund seiner Konzeption auch keine Probleme mit während der Entwässerung freiwerdenden Gasmengen. Die einfache Bauweise eignet sich zudem besonders für abgelenkte Bohrungen.

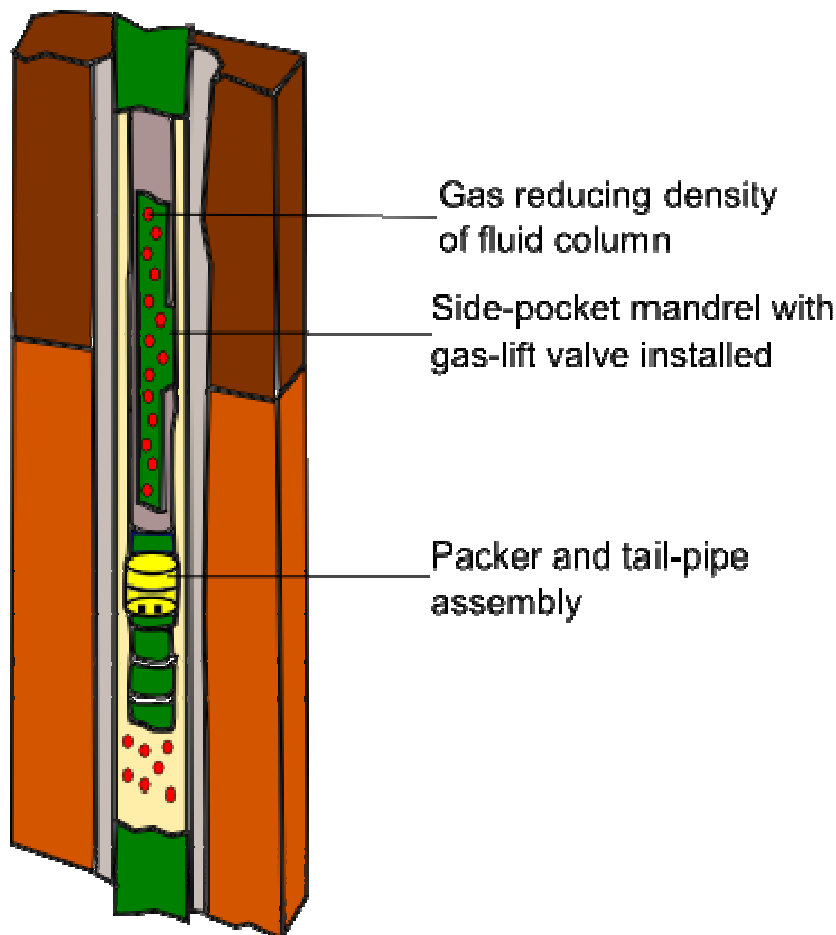


Abb. 6.67: Gas Lift-Technologien

Die Injektion des Gases kann sowohl kontinuierlich als auch diskontinuierlich erfolgen. Es eignet sich besonders gut bei Bohrlöchern, bei denen die Produktivität und die Drücke ungewiss sind. Das Gas Lift System bringt aber auch einige Nachteile mit sich. Es ist im Gegensatz zu einer konventionellen Pumpe nicht in der Lage, sehr niedrige Bohrlochdrücke zu generieren. Das Gas Lift Verfahren ist zudem sehr ineffektiv in Erdgasbohrungen. Es wird bei diesem Verfahren eine sehr große Menge an Hochdruckgas benötigt. Werden die Anlagen falsch installiert, nimmt die Arbeitsleistung rapide ab. Außerdem sollte dar-

auf geachtet werden, dass vor allem trockenes Gas eingeleitet wird, da es sonst zu Korrosion innerhalb der äußeren Bohrlochverrohrung kommen kann.

Ein spezielles System für die Anwendung im Kohleflözgas-Bereich hat die Firma Schlumberger mit dem PerfLift-System entwickelt (Lea et al. 2006), welches für den Kohleflözgas-Bereich äußerst preisgünstig sowie wenig störungsanfällig ist und bereits erfolgreich im Black Warrior Basin in Alabama und in weiten Teilen Texas getestet wurde (Rouen 2006). Die Besonderheit liegt in der speziellen inneren Produktionsverrohrung. Diese kann bis zu einer Länge von 100 Metern perforiert werden, so dass eine große Kontaktfläche zwischen Fluid und einströmendem Gas entsteht (siehe Abb. 6.67). Die Entwässerung ist bis zu einer Tiefe von rund vier Kilometern möglich (Rouen 2006).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Gas Lift Verfahren eine flexible Methode darstellt, um den Flowback, bestehend aus Frack-Fluid und Formationswässern, an die Oberfläche zu fördern.

6.7.3 Übersicht über die derzeit eingesetzten und einsetzbaren Abwasseraufbereitungstechniken

Im Rahmen der Lagerstättenentwässerung sowie der Rückförderung des Flowback fallen große Wassermengen an, die häufig von schlechter Qualität sind. So können in Abhängigkeit der Lagerstätte hohe Gehalte an TDS (Total Dissolved Solids: hauptsächlich Natrium-, Calcium-, Magnesium-, Chlor- und Carbonat-Ionen), Schwermetallen, Radium, Feststoffpartikeln und organischen Bestandteilen im Wasser enthalten sein (Burnett 2012). Um den Flowback entsorgen oder eventuell für weitere Frack-Behandlungen wiederverwenden zu können, ist daher in der Regel eine Aufbereitung unerlässlich. Hierzu ist es nicht immer möglich, die örtlich angrenzenden kommunalen Abwasserbehandlungsanlagen zu nutzen, da diese weder die volumetrischen Kapazitäten zur Aufnahme großer zusätzlicher Wasservolumina, noch die Anlagentechnik zur Aufbereitung solch stark verunreinigter Wässer besitzen. Alternativen sind die Abgabe des Wassers an industrielle Abwasseraufbereitungsanlagen oder die Installation einer Wasseraufbereitung vor Ort.

Für die Aufbereitung des Flowback ist eine modulare Aufbereitungsanlage notwendig, die die wesentlichen Schadstoffe aus dem Wasser entfernt. Die verschiedenen Module für die Entsalzung, Entfernung von Feststoffpartikeln und Desinfektion sollen im Folgenden kurz vorgestellt werden.

6.7.3.1 Feststoffentfernung

Auch trotz der Vorabsiebung des Flowback im Bohrlochtiefsten enthält das geförderte Fluid noch eine Vielzahl von feinen Feststoffpartikeln. Diese müssen in einem ersten Aufbereitungsschritt aus dem

Flowback entfernt werden. Dazu kann sowohl die Fliehkraftscheidung in Form von Hydrozyklonen oder Zentrifugen als auch die Filtration wie beispielsweise die Mikrofiltration zum Einsatz kommen. Hierbei ist es möglich, Partikel mit einer Größe von bis zu 20 μm abzutrennen (Chemie.de Information Service GmbH 2011).

6.7.3.2 Entsalzung

Der Begriff Entsalzung umfasst die Entfernung aller Salz- sowie sonstiger Mineral-Ionen aus einem Flowback. Aufgrund der teils hohen TDS-Gehalte des Flowback stellt die Entsalzung den wichtigsten Aufbereitungsschritt dar. Es existieren eine Vielzahl von Aufbereitungstechnologien zur Entsalzung, die in Membranverfahren, thermische Verfahren und Ionenaustauschverfahren untergliedert werden können. Die im Folgenden beschriebenen Verfahren zur Entsalzung können zur Erzielung eines optimalen Aufbereitungsergebnisses auch mehrstufig oder in Kombinationen zum Einsatz kommen.

6.7.3.3 Membranverfahren

Umkehrosmose

Bei der Osmose handelt es sich um ein physikalisches Prinzip, nach dem zwei Lösungen, die durch eine semipermeable Membran getrennt sind, danach streben, ihre Konzentrationsunterschiede auszugleichen. Die Umkehrosmose (Reverse Osmosis/RO) stellt die Umkehrung dieses natürlichen Prozesses dar: Durch den Aufbau eines Drucks auf der Salzwasserseite, der über der osmotischen Druckdifferenz liegt, wird das Salzwasser aufkonzentriert und ein gereinigter Wasserstrom generiert (siehe Abb. 6.68). (Rosenwinkel 2008)

Die Umkehrosmose stellt ein Standardverfahren zur Entsalzung von Wasser dar. In der technischen Umsetzung dieses Verfahrens wird das geförderte Wasser unter einem Druck von 4 bis 20 bar (Rosenwinkel 2008) an einer semipermeablen Membran entlang geleitet. Das Wasser durchdringt die Membran, die TDS hingegen können diese nicht passieren. Durch die starke Strömung des Wassers werden Feststoffpartikel mitgerissen und somit Verstopfungen der Membran ausgeschlossen. Produkt der Umkehrosmose ist eine hochkonzentrierte saline Flüssigkeit, die anschließend deponiert werden muss. 80 % des Wassers erreichen jedoch Trinkwasserqualität. (ALL Consulting 2003)

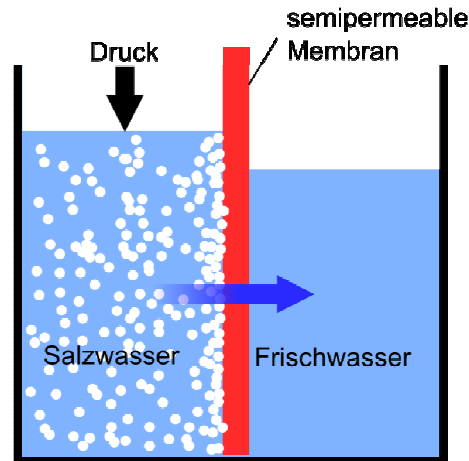


Abb. 6.68: Schematisches Prinzip der Umkehrosmose

Elektrodialyse

Die Elektrodialyse ist ein spannungsgetriebenes Verfahren. Es ermöglicht die Entfernung elektrisch geladener Ionen und Moleküle aus einem Fluidstrom. Die elektrisch geladenen Ionen wandern im elektrischen Feld zu den entsprechenden Elektroden. Die Ionenwanderung zu den Elektroden wird über zwei Membranen zur Entfernung von Anionen beziehungsweise Kationen reguliert (Rosenwinkel 2008). Dies führt zur Bildung eines sehr reinen Nutzwasserstromes und eines sehr hoch konzentrierten Abwasserstromes. Insgesamt können rund 80 % der TDS entfernt werden (siehe Abb. 6.69).

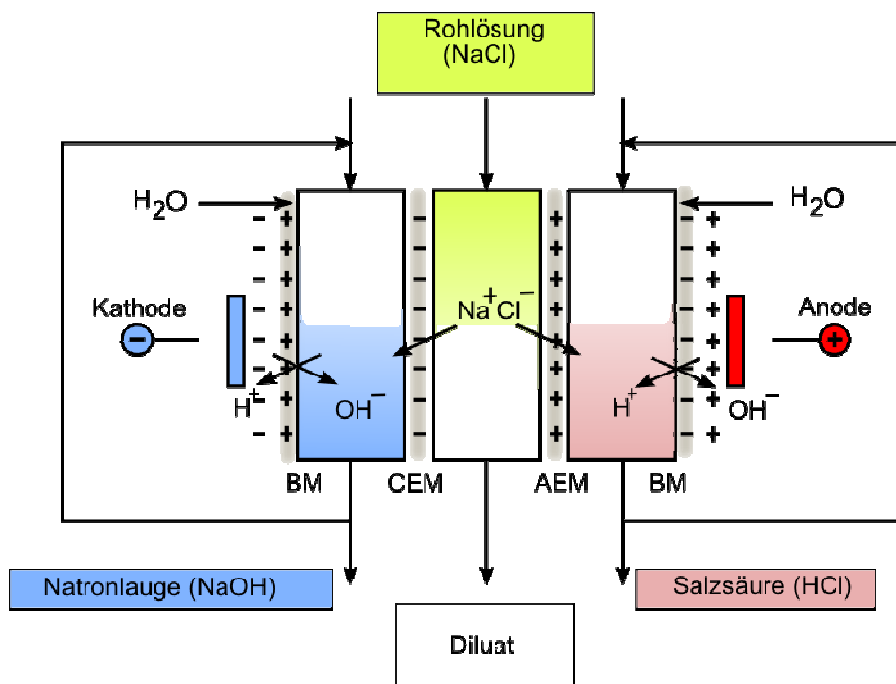


Abb. 6.69: Elektrodialyse

Vorteile des Verfahrens sind die Selbstreinigung des Systems, welche es weitgehend wartungsfrei macht, sowie die Minimierung des Abwasserstromes auf nur zwölf Prozent des Ausgangsvolumens. Nachteilig sind jedoch die Kosten des Verfahrens. (ALL Consulting 2003)

6.7.3.4 Thermische Verfahren

Destillation

Bei der Destillation wird das gesamte Wasser zunächst verdampft und anschließend wieder kondensiert. Da die Salze nicht mit verdampfen, wird es möglich, bis zu 99,5 % der Verunreinigungen aus dem Wasser zu entfernen (ALL Consulting 2003). Um Energiekosten einzusparen, wird die Destillation in der Regel im Vakuum oder zumindest bei stark abgesenktem Druck durchgeführt, was eine deutliche Herabsetzung des Siedepunkts von Wasser mit sich bringt. Problematisch sind Stoffe, die einen ähnlichen Siedepunkt wie Wasser besitzen und somit durch Destillation nicht abgetrennt werden können. Hierzu zählen insbesondere viele Pestizide. Außerdem ist der Energieaufwand für dieses Verfahren extrem hoch.

Mehrstufige Entspannungsverdampfung (MSF)

Die mehrstufige Entspannungsverdampfung (Multi-Stage Flash Distillation/MSF/ siehe Abb. 6.70) stellt das weltweit am häufigsten eingesetzte thermische Verfahren zur Entsalzung von Meerwasser dar. Bei diesem Verfahren wird das Fluid zunächst unter hohem Druck auf 115 °C erhitzt. Hierfür kann beispielsweise die Abwärme des Prozessdampfes von Kraftwerken eingesetzt werden, sofern diese zur Verfügung steht. Durch den erhöhten Druck ist das Fluid in dieser Verfahrensstufe noch flüssig. Anschließend erfolgt eine stufenweise Druckabsenkung, die zu einer Verdampfung des Wassers führt. Der Wasserdampf kondensiert dann an Kühlrippen und kann als salzfreies Wasser abgezogen werden. Zusätzlich entsteht eine hochkonzentrierte Salzlauge, die deponiert werden muss. (Krasnik 2006)

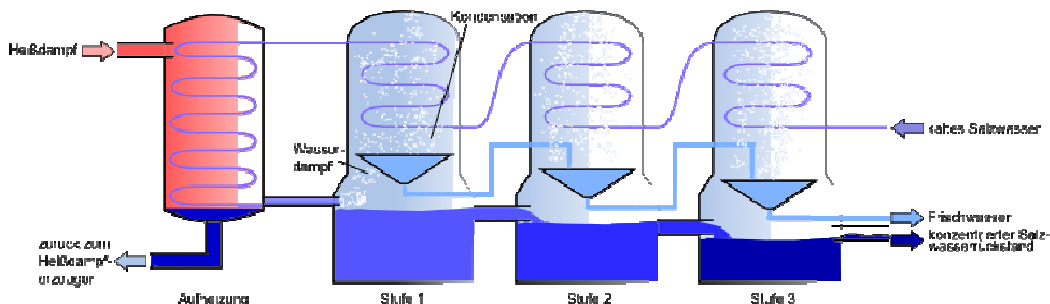


Abb. 6.70: MSF-Anlage

Freeze Thaw Evaporation (FTE)

Bei der FTE-Technologie wird das geförderte Wasser auf null Grad Celsius abgekühlt. Im Verlauf der Abkühlungsprozess bilden sich Kristalle aus reinem Wasser. Die Feststoffanteile hingegen bleiben in einer relativ kleinen Restwassermenge in Lösung, die dann eine hohe TDS-Konzentration aufweist. Die Eiskristalle aus reinem Wasser können abgefiltert und damit separiert werden. So kann zum Beispiel die zu deponierende Wassermenge (hochkonzentrierte Lake) nach Tests im San Juan Basin (USA) auf unter 20 % der Ausgangsmenge reduziert werden (ALL Consulting 2003).

Mehrfach hintereinander angewandt führt die FTE zu sehr hohen Wasserqualitäten. Diese Methode ist jedoch aufgrund des hohen Energieaufwands fast ausschließlich für kalte Gebiete wie beispielsweise Alaska geeignet.

6.7.3.5 Ionenaustausch

Ionenaustauschverfahren werden in erster Linie angewandt, um das geförderte Wasser „weich“ zu machen, also Ca- und Mg-Ionen zu entfernen. Hierzu wird ein künstliches Harz, welches die entsprechenden Austauschionen enthält, ins Wasser gegeben. Dieses nimmt die unerwünschten Ionen auf und gibt dafür unschädliche H-Ionen an das Wasser ab. In Kombination mit der Umkehrosmose lässt sich der Abwasserstrom so auf vier bis zehn Prozent des Gesamtwasservolumens minimieren (ALL Consulting 2003). Für die Nutzung des gereinigten Wassers ist allerdings eine weitergehende chemische Aufbereitung notwendig.

Vorteile des Ionenaustauschs sind ein geringer Energieaufwand und kaum zu entsorgende Stoffe, da das Austauschharz fast vollständig wieder recycelt werden kann.

Kapazitive Entsalzung und Deionisierung

Hierbei handelt es sich um ein sehr neues Verfahren, das eine Weiterentwicklung zum klassischen Ionenaustausch darstellt. Das CBM-Wasser wird durch Aerogellagen gepresst, die eine besonders hohe aktive Oberfläche besitzen (20 cm² der Aerogellage haben eine effektive Oberfläche von der Größe eines Fußballfeldes). Die Gelschichten werden an eine elektrische Spannungsquelle angeschlossen und so in die Lage versetzt, die TDS aus dem Wasser zu binden. Der Einsatz dieses Verfahrens erfolgt meist als Vorstufe zur Umkehrosmose. (ALL Consulting 2003)

Vorteile der Kapazitiven Entsalzung und Deionisierung sind ein sehr geringer Energiebedarf (zwischen 0,1 und 1 % einer herkömmlichen Destillation) und im Gegensatz zum Ionenaustausch der Wegfall des Recyclings der Gellagen (ALL Consulting 2003).

6.7.3.6 Desinfektion

Behandlung mit UV-Licht

Die Behandlung von Formationswasser aus Flözgas-Lagerstätten mit UV-Licht dient dazu, Kleinstlebewesen, Bakterien, Pilze und Keime, die sich im Wasser befinden, abzutöten. Es findet also keine Reinigung des Wassers, sondern eine Sterilisierung statt. Die UV-Behandlung wird häufig zusammen mit Ozon als Desinfektionsmittel eingesetzt, was allerdings in einzelnen Fällen zur Bildung von Krebs erzeugendem Bromat führen kann. (ALL Consulting 2003)

Chlorierung

Die Chlorierung wird genau wie die Behandlung mit UV-Licht dazu verwendet, Bakterien, Keime, Algen und Kleinstlebewesen im Wasser abzutöten. Vorteile gegenüber der UV-Methode sind jedoch eine dauerhafte Desinfektion und die Verhinderung des Algenwachstums sowie die Fähigkeit des Chlors, Eisen und Mangan sowie Hydrogensulfide zu oxidieren, um diese dann anschließend ausfiltern zu können.

Außerdem stellt die Chlorierung eine sehr kostengünstige, wartungsarme, einfache und sichere Methode zur Wasseraufbereitung dar. Besonders effektiv kann sie in Kombination mit Umkehrosmose oder UV-Bestrahlung sein (ALL Consulting 2003).

Iodierung

Eine Alternative zur Chlorierung des Wassers stellt die Behandlung mit Iod dar. Iod ist pH-Wert unabhängiger als Chlor, kann in geringeren Dosen verwendet werden und ist somit eher für eine Langzeitanwendung geeignet. Soll das aufbereitete Wasser jedoch als Trinkwasser verwendet werden, könnte dies zu einer unter Umständen problematisch erhöhten Iodaufnahme der Bevölkerung führen. Von einer Trinkwasseraufbereitung mit Iod sollte daher abgesehen werden. (ALL Consulting 2003)

6.7.3.7 Übersicht über mögliche Aufbereitungsverfahren

Abschließend werden alle möglichen Wasseraufbereitungsverfahren noch einmal zusammengefasst (siehe Tab. 6.13) und in ihrer Wirksamkeit gegenüber den verschiedenen im Wasser enthaltenen Schadstoffen verglichen.

Tab. 6.13: Überblick über die Einsatzmöglichkeiten verschiedener Wasseraufbereitungsverfahren (vgl. ALL Consulting 2003)

	Kapitel	Schwermetall	Natrium	TDS	Ba	Fe	Leitfähigkeit	Organisch	Na	CO ₂	Bio
FTE	4.4.4.1	X		X	X	X	X		X		
UV-Licht	4.4.4.2							X			X
Umkehrosmose	4.4.4.3	X	X	X	X	X	X		X	X	
Chemie	4.4.4.4										X
Destillation	4.4.4.5	X		X	X	X	X	X	X		X
Ionenaustausch	4.4.4.6	X	X		X	X	X		X	X	
Deionisierung	4.4.4.7	X	X		X	X	X		X	X	
Elektrodialyse	4.4.4.8	X	X		X	X	X		X	X	

6.7.4 Lagerstättenwasserentsorgungswege

Wie oben beschrieben, steigt mit zunehmender Entnahmezeit der Anteil des Formationswassers im Flowback während der Anteil des Frack-Fluids sinkt. Somit spielen hinsichtlich der Wasserentsorgung während der Erdgasproduktion die chemischen und physikalischen Eigenschaften des Formationswassers die maßgebende Rolle. Die Entsorgungswege für das Abwasser während der Erdgasgewinnung decken sich mit jenen, welche in Abschnitt 6.6.1.6 beschrieben sind und werden an dieser Stelle nicht nochmals diskutiert.

6.8 Gesamtkonzept zur Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten

6.8.1 Erkundungsstrategien und Vorversuche

Um die Entscheidung treffen zu können, an welchen Standorten ein Produktionsbetrieb in Form einer Erdgasbohrung wirtschaftlich betrieben werden kann, müssen die Betreiber vorlaufende und umfangreiche Datenerhebungen, Untersuchungen und Auswertungen durchführen. Ziel dieser Maßnahmen ist die Aufsuchung von Vorkommen, die unter vorgegebenen ökonomischen, gesellschaftlich-politischen, geologischen sowie umweltbezogenen Randbedingungen wirtschaftlich gewonnen werden können.

Im Wesentlichen werden in Bezug auf die geowissenschaftlich-technische Fragen zumeist folgende Erhebungen durchgeführt:

- Sammlung und Auswertung aller bereits vorhandenen geologisch-/hydrogeologischen Daten. Dies betrifft in NRW beispielsweise die Bohrlochdaten der Vielzahl an durchgeführten Mutungsbohrungen für den Steinkohlebergbau;

- Erhebung und Auswertung von weiteren benötigten Daten durch eigene geowissenschaftliche Untersuchungen.

Die geowissenschaftlichen Untersuchungen umfassen hierbei unter anderem:

- Begehung, Befahrung, Kartierung der in Frage kommenden Gebiete sowie
- Durchführung von geophysikalischen Untersuchungen.

Zu den geophysikalischen Untersuchungen sind zu zählen:

- reflexionsseismische Untersuchungen,
- erdmagnetische Messungen sowie
- gravimetrische Untersuchungen.

6.8.2 Lagerstättenerschließungskonzepte

Nach Abschluss der Aufsuchungsphase von Kohleflözgas- und Schiefergas-Lagerstätten müssen alle gesammelten Daten der Aufsuchungsphase zusammengefasst und ausgewertet werden. Bei einer positiven Bewertung der Lagerstätte kann anschließend ein Lagerstättenerschließungskonzept erstellt werden (siehe Abb. 6.71). Hier ist festzuhalten, dass keines der Unternehmen, die im Bereich der Kohleflözgas- und Schiefergas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen explorieren, die Aufsuchungsphase auch nur teilweise abgeschlossen hat. Deshalb liegen von diesen Unternehmen auch noch keine Konzepte zur Lagerstättenerschließung vor. Im Folgenden sollen Ideen gegeben und Fragen gestellt werden, was bei der Lagerstättenerschließung zu beachten ist.

Ziel eines Lagerstättenerschließungskonzeptes ist die möglichst vollständige und optimale Nutzung einer Lagerstätte mit möglichst geringem Einfluss auf die Umwelt bei einer wirtschaftlichen Förderung der Rohstoffe. Diese Ziele, vor allem der Umwelt- und Lagerstätten-schutz, werden auch in den einleitenden Bestimmungen des Bundesberggesetz (§ 1: Zweck des Gesetzes) genannt.

Bei der Erstellung eines Erschließungskonzeptes für eine unkonventionelle Erdgaslagerstätte sollte auch untersucht werden, wie das gewonnene Erdgas genutzt werden soll. Eine Einspeisung in das Pipeline-Versorgungsnetz erfordert, dass das Erdgas in einer Gasaufbereitungsanlage aufbereitet wird. Erfolgt eine Nutzung des Erdgases zur Stromerzeugung vor Ort, ist ein deutlich geringerer Aufbereitungsaufwand erforderlich und das Erdgas kann direkt in einem Blockheizkraftwerk verstromt werden.

Abschließend sollte auch betrachtet werden, dass die Bohrungen unter Umständen regelmäßig stimuliert werden müssen. Hierauf muss be-

reits bei der Planung der Bohrungskomplettierung Rücksicht genommen werden, um ein aufwendiges aus- und einbauen der installierten Steigrohre, Pumpen, Eruptionskreuz, Packer usw. zu vermeiden.

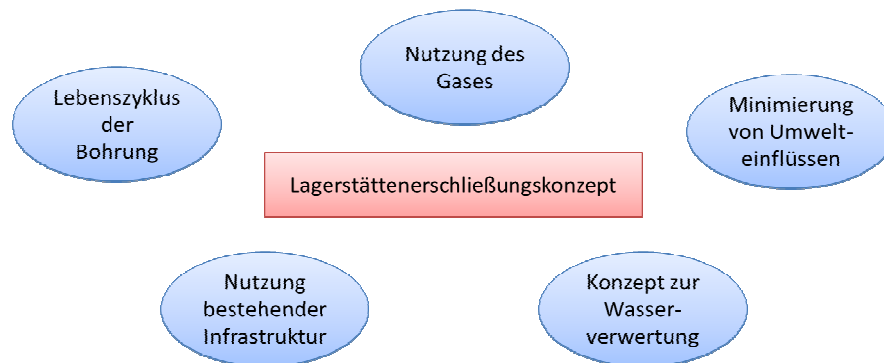


Abb. 6.71: Bestandteile eines Lagerstättenschließungskonzeptes

6.9 Szenarien und konzeptionelle Standortmodelle zur Erkundung und Gewinnung von unkonventionellen Gasvorkommen in NRW

6.9.1 Einleitung

Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, haben die Unternehmen in Bezug auf die unkonventionellen Gasvorkommen in NRW noch keine konkreten Erschließungsstrategien entwickelt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Explorationsprogramme nur ansatzweise begonnen wurden und somit die tatsächlich in Frage kommenden Gebiete – und damit einhergehend die geologischen und lagerstätten-spezifischen Eigenschaften – in NRW nicht eingrenzbar sind.

Um die Umweltauswirkungs- und Risikobewertung durchzuführen, sind zwei fiktive Szenarien A und B definiert worden, in denen eine flächenhafte Erkundung und Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW simuliert wird. Diese Szenarien sind als „Gedankenexperiment“ zu verstehen, das helfen soll die Größenordnung der Einwirkungen einzugrenzen. Überdies wird durch solche Szenarien der Vergleich verschiedener Einflussgrößen auf die Szenarien möglich. Diese fiktiven Szenarien ermöglichen also die Identifizierung von relevanten Größen für die in Frage stehenden Umweltauswirkungen und Risiken.

Obwohl fiktiv, gründen sich diese Szenarien auf begründbare und realistische Annahmen. Trotzdem sind diese Szenarien nicht als „Prognose“ oder „Annahme“ einer zukünftigen Situation in NRW zu verstehen. Vielmehr sind die betrachteten Komponenten/Elemente der Szenarien ausgewählt worden, um Antworten auf die in diesem Gutachten zu beantwortenden Fragen zu liefern.

Insofern dienen die Szenarien im Wesentlichen der Bilanzierung gewisser Größen (Wasserbedarf, Flächenbedarf, Transportaufkommen etc.).

Um dies zu ermöglichen, werden überdies konzeptionelle Standortmodelle für die nachfolgende Umwelt- und Risikoanalyse definiert. Diese konzeptionellen Standortmodelle beschränken sich in der Beschreibung der eingesetzten Technik auf die Aspekte, die für die nachfolgende Umweltauswirkungs- und Risikoanalyse relevant sind. Hierbei wird auf die Informationen zurückgegriffen, die das Gutachterkonsortium im Rahmen der Datenerhebung über Interviews mit verschiedenen Betreibern, aus Literaturrecherchen sowie Fallbeispielen erlangt hat. Auch die kürzlich im Rahmen des Exxonprozesses veröffentlichten Ergebnisse präsentieren Szenarien, die einen Hinweis auf mögliche Erschließungsstrategien von ExxonMobil geben können.

Kostenbezogene Aspekte können bei einer derart generischen Betrachtung nur unzureichend berücksichtigt werden. Das heißt, dass die betriebswirtschaftliche „Sinnhaftigkeit“ der getroffenen Annahmen nur dadurch sichergestellt werden kann, dass auf Fallbeispiele in der Fachliteratur oder Einschätzungen/Erfahrungen der Betreiber sowie auf eigenes Expertenwissen zurückgegriffen wird.

Bevor die Szenarien einzeln beschrieben werden, sollen zunächst die Elemente, die für beide Szenarien gleich sind, erläutert werden.

Anschließend erfolgt eine kurze Einführung in die Unterschiede der beiden Szenarien und hierauf aufsetzend die Beschreibung der beiden Szenarien durch Kennzahlen.

6.9.2 Die 10 %-Flächenszenarien A und B

Im Rahmen des Gutachtens können die möglichen Umweltauswirkungen und Umweltrisiken nur auf Basis von den Gutachtern abgeleiteter exemplarischer Erkundungs- und Gewinnungsstrategien benannt, abgeschätzt und qualitativ bewertet werden. Die tatsächlichen Auswirkungen und deren Ausmaß können nur standortbezogen beurteilt werden.

Die im Gutachten durchgeführten Bewertungen von kumulierten Effekten mehrerer Bohrplätze in einem bestimmten Gebiet basieren auf einem fiktiven 10 %-Flächenszenario, das für NRW von einer Gewinnung aus unkonventionellen Erdgas-Vorkommen auf einer Fläche von 1.800 km² ausgeht.⁷

Des Weiteren wird angenommen, dass auf 50 % dieser Fläche Schiefergas und auf den restlichen 50 % Kohleflözgasbetriebe angesiedelt werden (siehe Tab. 6.14).

Tab. 6.14: Grundlage für die konzeptionellen Modelle

	Schiefergas	Kohleflözgas
Anzahl Bohrplätze	100	186
Erschlossene Fläche	900 km ²	900 km ²
Summe erschlossene Fläche	1.800 km ²	

Aus diesem 10 %-Basisszenario werden die fiktiven Szenarien A und B entwickelt, mit deren Hilfe auch Summenwirkungen der möglichen Vorhaben analysiert werden können. Die wesentlichsten Unterschiede zwischen den beiden Szenarien sind:

⁷ Bei Entwicklung des Basisszenarios Anfang 2012 entsprachen die 1.800 km² 10 % der Fläche der Felder, für die Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung erteilt worden waren (rd. 18.000 km²). Aktuell (August 2012) liegt diese Fläche bei rd. 20.300 km².

Szenario A:

- Alle Schiefergas-Bohrungen und nur 50 % der Kohleflözgas-Bohrungen werden stimuliert (gefrackt)
- Die Stimulation erfolgt nur zu Beginn bei Erstellung der Förderbohrungen (Phase B2)
- Die Wasserversorgung erfolgt ausschließlich über Rohrleitungen oder Brunnen

Szenario B:

- Alle Schiefergas-Bohrungen und alle Kohleflözgas-Bohrungen werden stimuliert (gefrackt);
- 25 % der Bohrungen werden zusätzlich ein weiteres Mal während der Förderphase C stimuliert;
- Die Wasserversorgung erfolgt ausschließlich durch Lkw.

Um eine systematische Beschreibung der Szenarien zu ermöglichen, werden in den folgenden Kapiteln die konzeptionellen Modelle für die Phase A (Erkundungsbohrung: Kernbohrung), Phase B (Hydraulische Behandlung des Untergrundes), Phase C (Gewinnung) sowie Phase D (Verschluss und Nachsorge) beschrieben. Phase D ist nicht Teil der beauftragten Untersuchung, ist jedoch aus Sicht der Gutachter zumindest grundsätzlich zu betrachten, da hier im Hinblick auf die Risikoanalyse relevante Aspekte zu erwarten sind.

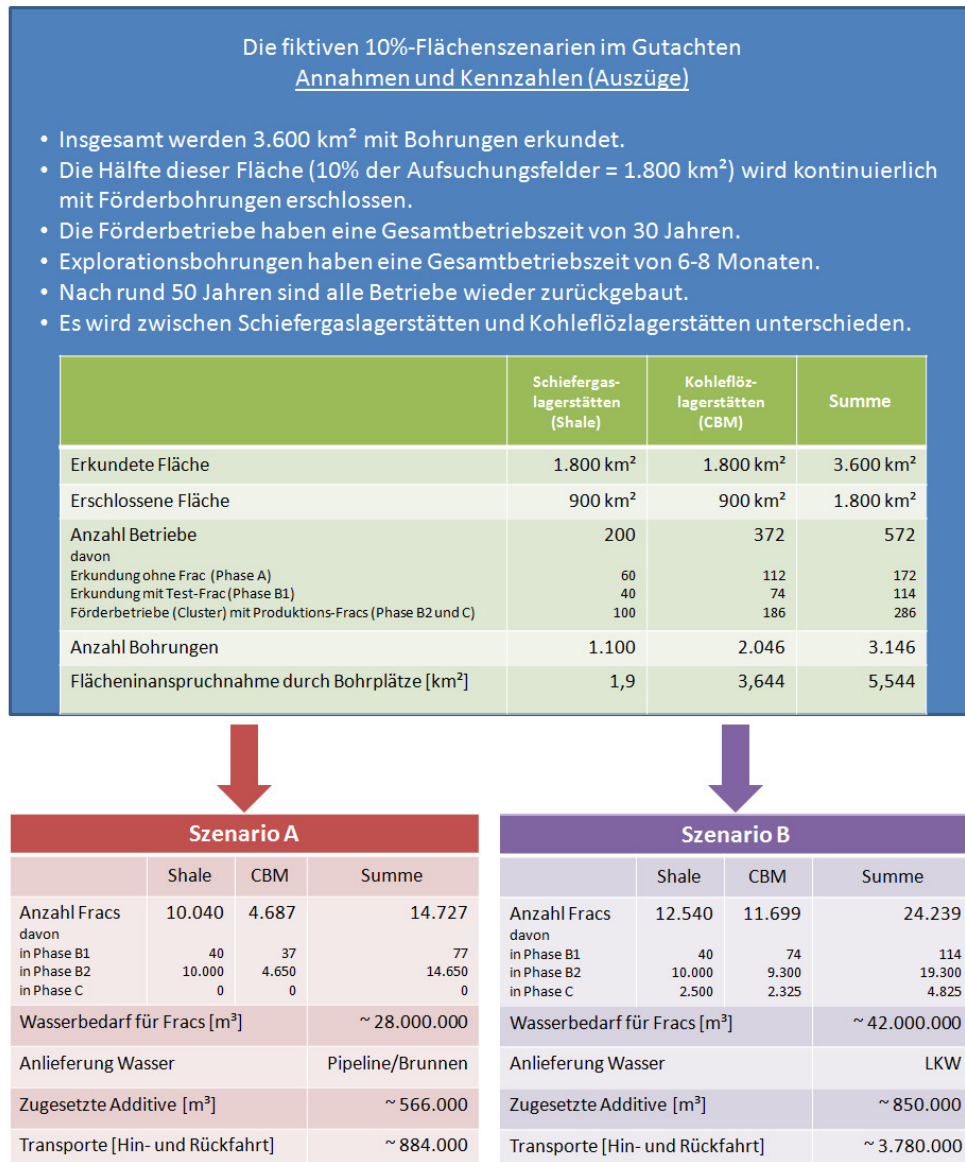


Abb. 6.72: Zusammenstellung einiger wesentlicher Eigenschaften und Kennzahlen der fiktiven Erschließungsszenarien

Die für die einzelnen Phasen entwickelten konzeptionellen Betriebs-typen sind in Bezug auf ihre Eigenschaften (Fläche, Betriebszeiten, Infrastruktur etc.) teilweise sehr unterschiedlich. Wie bereits dargestellt, besteht in der Realität das Bestreben, durch geschickte Wahl des Bohransatzpunktes, am ausgewählten Standort nicht nur zu explorieren, sondern auch einen Förderbetrieb errichten zu können.

Um im Rahmen dieses Gutachtens die Einwirkungen und Risiken einer großflächigen Erschließung der unkonventionellen Erdgas-Vorkommen in NRW abbilden und untersuchen zu können, müssen einige Vereinfachungen gemacht werden.

Wie nachfolgend dargestellt werden im Modell „Phase A“, „Phase B1“, „Phase B2“, „Phase C“ und „Phase D“-Betriebe unterschieden (siehe Abb. 6.73).

Ein Betrieb, der zur Erkundung errichtet wird (Erkundungsbohrung) und nicht fündig wird, also zurückgebaut wird, entspricht einem „Phase A“-Betrieb, es handelt also um einen Betrieb, der nur Phase A durchläuft und anschließend zurückgebaut wird (Phase D).

Ein „Phase B1“-Betrieb dient ebenfalls der Erkundung wie „Phase A“-Betriebe, in diesem Fall jedoch wird ein Test-Frack durchgeführt. Ein „Phase B1“-Betrieb, durchläuft also alle „Phase A“-Prozesse bis auf den Rückbau und wird nach dem Test-Frack zurückgebaut und rekultiviert werden.

Ein „Phase B2“-Betrieb ist ein Betrieb, der die Phasen A und B1 erfolgreich durchläuft, also fündig wird, und zu einem Bohrplatz mit 5 Multilateral- oder 10 Einfachbohrungen ausgebaut wird. Aus modelltechnischen Vereinfachungsgründen wird der in Phase B1 durchgeführte Test-Frack nicht einzeln berücksichtigt, sondern der Gesamtzahl an diesem Standort durchgeführten Fracks zugerechnet.

Ein „Phase C“-Betrieb entspricht einem Förder-/Gewinnungsbohrplatz, d.h. dieser Betrieb hat die Phasen A bis B2 erfolgreich durchlaufen.

Ein „Phase D“-Betrieb wird in diesem Zusammenhang als der Standort der zurückgebauten und rekultivierten „Phase A“, „Phase B1 und „Phase C“-Betriebe definiert. Die Bilanzierung der Kennzahlen für diese Lebenszyklusphase erfolgt für alle Betreibe.

Des Weiteren wird angenommen, dass nur ca. 50 % der Bohrungen tatsächlich erfolgreich zu Gewinnungsbetrieben ausgebaut werden. Für die hier durchgeführten Untersuchungen wird angenommen, dass 30 % der insgesamt angesetzten Bohrungen in Phase A nicht fündig werden und nach der Bohrung zurückgebaut und rekultiviert werden („Phase A“-Betriebe). Von den verbliebenen 70 % werden nach dem TestFrack wiederum ca. 30 % der Betriebe eingestellt, zurückgebaut und rekultiviert („Phase B1“-Betriebe). Die verbleibenden 50 % der Betriebe werden in Phase B2 zu Cluster-Bohrplätzen ausgebaut („Phase B2“-Betriebe) und durchlaufen die Förderphase bis zur Einstellung des Betriebes („Phase C“-Betriebe).

Sämtliche Betriebe treten nach der Einstellung des Betriebes in die Rückbau und Nachsorge-Phase, zu der auch die Rekultivierung gehört, ein („Phase D“-Betriebe).

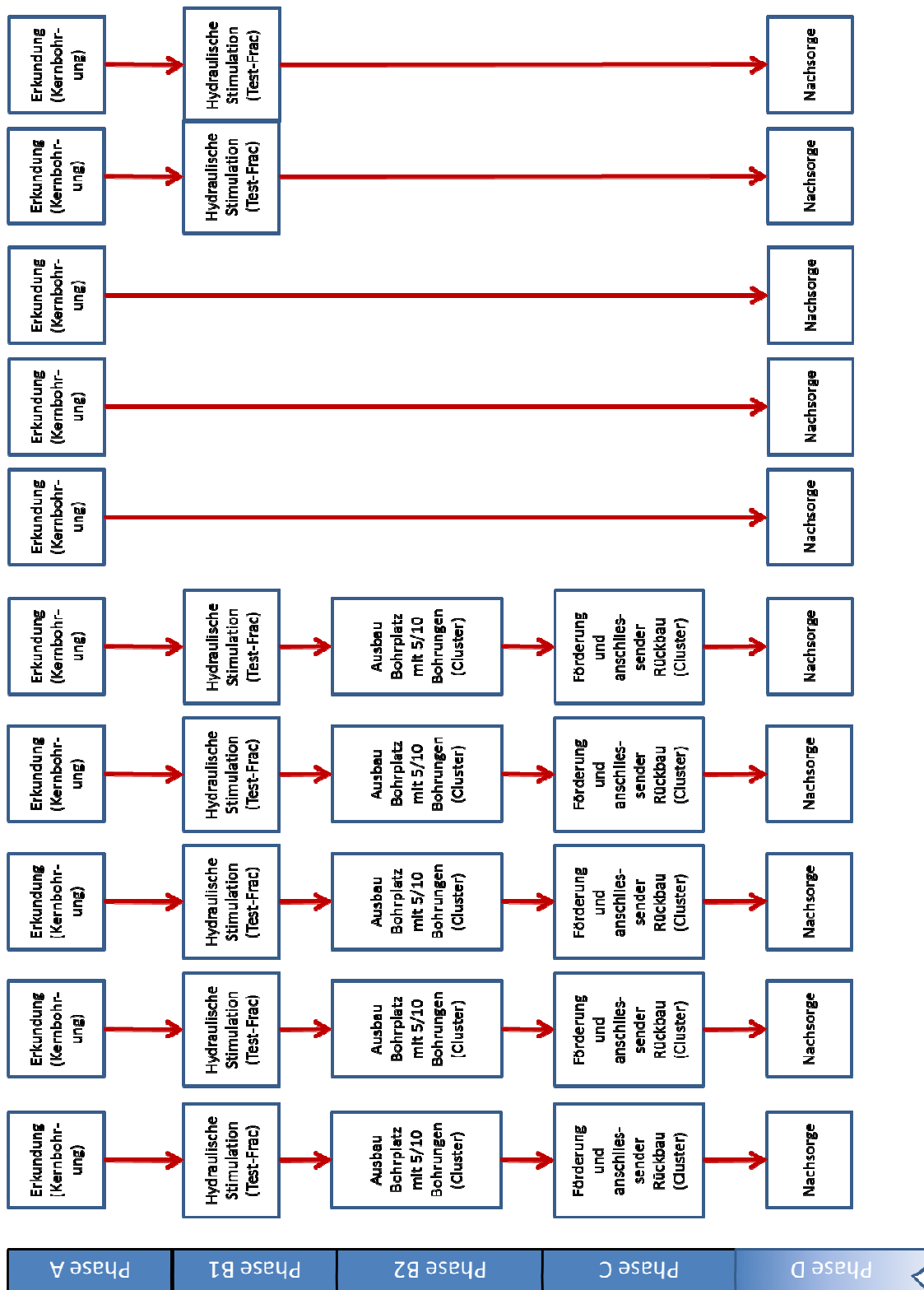


Abb. 6.73: Prinzipskizze zur Erläuterung der in den fiktiven Szenarien A und B angesetzten Betriebstypen. Es wird angenommen, dass insgesamt nur 50 % der Bohrungen fründig werden.

6.9.3 Szenariounabhängige Modelle

6.9.3.1 Modellierete Frack-Dimensionen

In den vorangegangenen Kapiteln ist bereits dargestellt worden, dass die Dimensionen (Volumina, Halblängen etc.) der durch fracking induzierten Risse von einer Vielzahl von Parametern abhängen. Es ist insofern nur bedingt möglich Mittelwerte aus der Literatur und aus den Angaben der Betreiber zu verwenden.

Nichtsdestotrotz können für eine Abschätzung der benötigten Fluid-Volumina Frack-Dimensionen angenommen werden, die für eine generische Betrachtung ausreichend plausibel sind.

Grundsätzlich gilt, dass die Volumina der induzierten Risse kleiner sind, als die eingepumpten Fluidvolumina. Der als leak-off bezeichnete Volumenverlust beim Fracken ist bis zu einem gewissen Maß erwünscht, da durch das Abströmen der Fluide in die Formation beispielsweise ein Filterkuchen (ähnlich wie beim Bohren) an den Risswänden gebildet wird, der die Aufrechterhaltung des Drucks ermöglicht und somit nachfolgend eine Erweiterung des Risses zulässt. Des Weiteren ermöglicht der Abstrom der Fluide das Platzieren der eingebrachten Sande (engl. *proppants*) tief in den Rissen.

Die Abstände zwischen den Rissen in Horizontalbohrungen werden zu 100 m angesetzt, bei einer zu Grunde gelegten Laterallänge von 1.200 m.

Die für die weiteren Betrachtungen angenommenen Werte sind in Tabelle 6.15 dargestellt.

Tab. 6.15: Darstellung des zu Grunde gelegten Frack-Modells

	Schiefergas	Kohleflözgas
Anzahl Fracks pro Bohrung	10	5
Halblänge Fracks	200 m	150 m
Höhe des Risses	50 m	40 m
Rissweite	0,03 m	0,03 m
Wasserbedarf	2.200 m ³	1.200 m ³
Wasser + Additive (2 %)	2245 m ³	1224 m ³
Pumprate	16 m ³ /min	10 m ³ /min
Dauer pro Frack	2,3 h	2,0 h

6.9.3.2 Bohrplatzmodelle

Grundsätzlich werden Schiefergas- und Flözgasgewinnungsbetriebe unterschieden. Obwohl insbesondere in Bezug auf die oberflächennahen Eingriffe viele Ähnlichkeiten oder Gemeinsamkeiten festzustellen sind (bspw. Bohrplatzgestaltung), sind die Unterschiede in Bezug auf

Ausbau der Bohrungen, Stimulationsverfahren oder auch Wasserbedarf und -entsorgung aus Gutachtersicht getrennt zu erfassen und in der nachfolgenden Umwelt- und Risikoanalyse zu bewerten.

Sowohl die interviewten Betreiber wie auch die Auswertung der internationalen Fachliteratur weisen darauf hin, dass im Falle von einfachen abgelenkten Bohrung derzeit und in Zukunft das „Cluster-Bohrplatz“-Modell zu Grunde gelegt wird. Das heißt, dass von einem Bohrplatz aus mehrere Bohrungen abgelenkt abgeteuft werden und so die Flächeninanspruchnahme auf der Oberfläche im Vergleich zu allein stehenden Vertikalbohrungen reduziert werden kann. Insofern werden die konzeptionellen Standortmodelle für die Gewinnungsphase als Cluster-Bohrplätze entwickelt.

Bei der Multilateralbohrung wird in den konzeptionellen Modellen von fünf Bohrungen pro Bohrplatz ausgegangen, von denen aus jeweils zwei Laterale im Untergrund erbohrt werden. Für Clusterbohrplätze mit Einfachbohrungen werden zehn Bohrungen pro Bohrplatz angesetzt.

6.9.3.3 Modelle der Verrohrung und Zementation

Es wird unterschieden zwischen der einfachen abgelenkten (teilweise horizontalen) Bohrung und der Multilateralbohrung.

Zur Ermittlung der für die Einfach-Bohrungen benötigten Wassermengen werden die in Abbildung 6.74 und Abbildung 6.75 dargestellten Bohrungen zu Grunde gelegt. Grundsätzlich wird hierbei unterschieden zwischen Bohrungen, die streckenweise nur zum Teil zementiert werden, d.h. bei denen die Zementation der Ringräume nicht in allen Fällen bis in die darüber liegende Rohrtour geführt wird (Teilzementation), und solchen, die alle Ringraumzementationen bis in die darüber liegende Rohrtour führen (Vollzementation).

Wie in den Abbildungen dargestellt, muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass die Bohrlochteufe je nach Bohrlochgeometrie nicht mit der tatsächlichen (wahren) vertikalen Teufe übereinstimmt. Es ergibt sich somit, dass eine Bohrung mit einer Bohrlochteufe von 2.000 m im Falle einer abgelenkten Bohrung in weniger als 2.000 m vertikaler Teufe endet. Die Differenz zwischen gemessener Bohrlochteufe (engl. *measured depth, MD*) und wahrer vertikaler Teufe (engl. *true vertical depth, TVD*) hängt direkt vom eingestellten Ablenkungswinkel ab.

Des Weiteren ergibt sich, dass bspw. eine Horizontalbohrung mit ca. 1.000 Horizontalbohrstrecke, die auf 2.000 m TVD abgelenkt wird, insgesamt eine Bohrlochteufe von etwas mehr als 3.000 m (MD) haben wird.

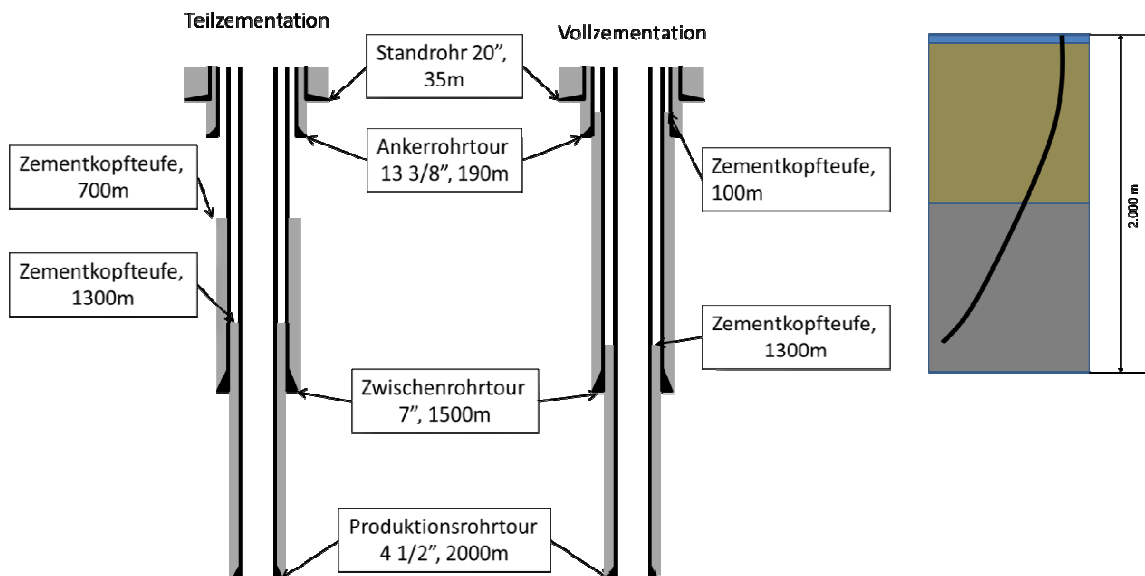


Abb. 6.74: Verrohrungs- und Zementationsmodelle (Schema „Flöz A“ und „Flöz B“) für eine einfache abgelenkte (nicht-horizontale) Bohrung mit einer Länge von 2.000 m (MD⁸). Rechts skizziert der Verlauf einer solchen Bohrung.

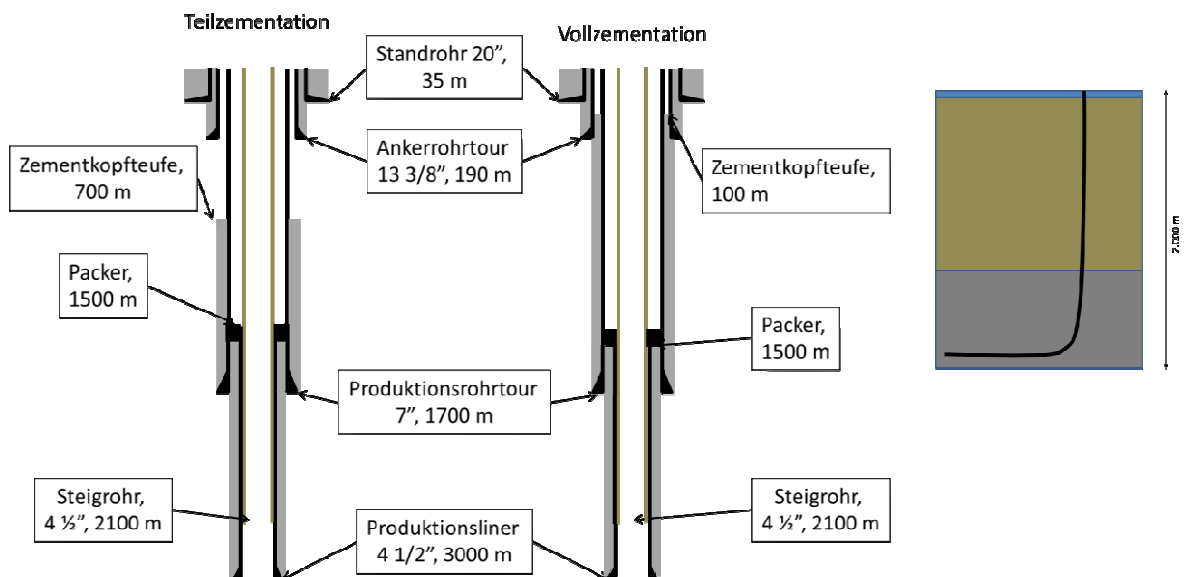


Abb. 6.75: Verrohrungs- und Zementationsmodelle (Schema „Schiefer A“ und „Schiefer B“) für eine einfache horizontale Bohrung mit einer Länge von 3.000 m (MD). Rechts skizziert der Verlauf einer solchen Bohrung.

⁸ MD: gemessene Teufe, engl. *measured depth*. Gibt nicht die tatsächliche vertikale Teufe an, sondern die Teufe der Bohrung. Im Falle einer abgelenkten Bohrung ist die wahre vertikale Teufe (engl. *true vertical depth*, TVD) kleiner als MD.

Für die entsprechenden Wasserverbräuche während der Bohrung für Bohrspülung, Komplettierungsflüssigkeiten etc. kann mindestens das 3 bis 4-fache des erbohrten Volumens angesetzt werden. Bereits die an den Cuttings haftenden Wasser-/Bohrspülmengen machen das 2 bis 3-fache des Cuttingvolumens aus. (Buja 2011) Das erbohrte Bohrklein einschließlich des anhaften Wassers sowie die Bohrspülmengen fallen spätestens nach Beendigung des Betriebs zur Entsorgung an.

In Tabelle 6.16, Tabelle 6.17 und Tabelle 6.18 sowie Tabelle 6.19 sind die entsprechenden Werte für die jeweiligen Bohrungen und Verrohrungs-/Zementationschemata wie in Abbildung 6.74 und Abbildung 6.75 angegeben.

Tab. 6.16: Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 2.000 m MD. Verrohrungsschema, teilzementiert (Schema „Flöz A“) wie in Abbildung 6.74 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour		Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Erbohrtes Volumen (Cuttings)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	m ³	
20	0.508	35	20	0.508	0	7	0	0		
13.375	0.340	190	20	0.508	0	31	0	21		
7	0.178	1500	9.625	0.244	700	61	15	18		
4.5	0.114	2000	7	0.178	1300	12	19	10		
Summe						112	34	49	340 - 450	

Tab. 6.17: Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 2.000 m MD. Verrohrungsschema, vollzementiert (Schema „Flöz B“) wie in Abbildung 6.74 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour		Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Erbohrtes Volumen (Cuttings)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	m ³	
20	0.508	35	20	0.508	0	7	0	0		
13.375	0.340	190	20	0.508	0	31	0	21		
7	0.178	1500	9.625	0.244	100	61	2	31		
4.5	0.114	2000	7	0.178	1300	12	19	10		
Summe						112	21	62	340 - 450	

Tab. 6.18: Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD. Verrohrungsschema, teilzementiert (Schema „Schiefer A“) wie in Abbildung 6.75 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Cuttings	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	m ³
20	0.508	35	20	0.508	0	7	0	0	
13.375	0.340	190	20	0.508	0	31	0	21	
7	0.178	1700	9.625	0.244	700	71	15	22	
4.5	0.114	3000	7	0.178	1500	32	22	22	
Summe						142	37	65	420 - 570

Tab. 6.19: Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD. Verrohrungsschema, vollzementiert (Schema „Schiefer B“) wie in Abbildung 6.75 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Cuttings	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	m ³
20	0.508	35	20	0.508	0	7	0	0	
13.375	0.340	190	20	0.508	0	31	0	21	
7	0.178	1700	9.625	0.244	100	71	2	35	
4.5	0.114	3000	7	0.178	1500	32	22	22	
Summe						142	24	79	420 - 570

Zusätzlich zu den betrachteten Bohrungs- und Verrohrungsschemata („Flöz A“, „Flöz B“, „Schiefer A“ und „Schiefer B“) werden nachfolgend die entsprechenden Werte für Multilateralbohrungen zu betrachten.

In Abbildung 6.76 ist eine Prinzipskizze einer solchen Bohrung dargestellt. Im Rahmen dieses konzeptionellen Modells wird vorausgesetzt, dass die horizontal abgelenkten Produktionsliner durchgehend bis zum Produktionsrohrpacker zementiert sind.

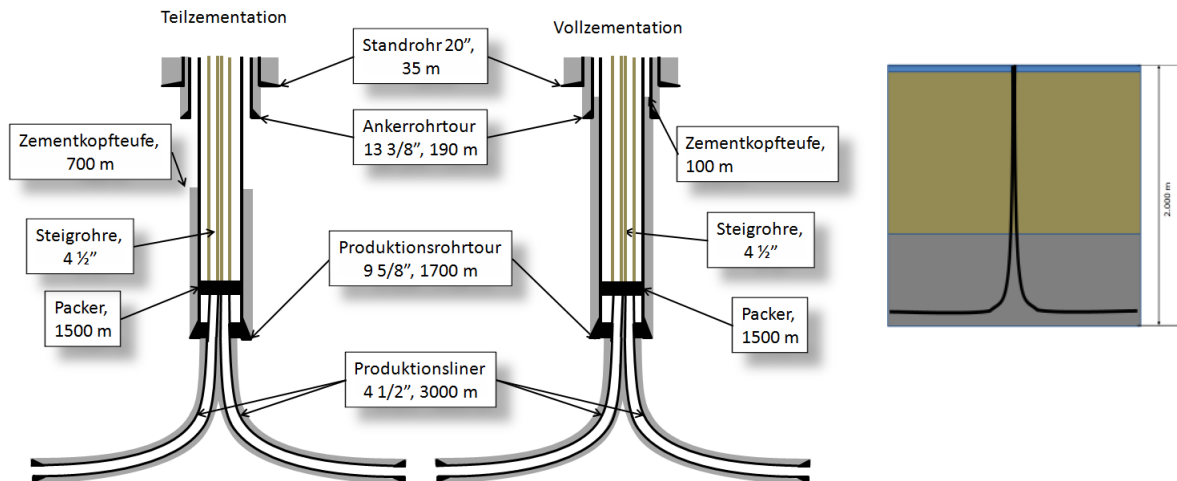


Abb. 6.76: Verrohrungs- und Zementationsmodelle (Schema „Schiefer AM“ und „Schiefer BM“) für eine multilateral horizontale Bohrung mit einer Länge von 3.000 m (MD). Rechts skizziert der Verlauf einer solchen Bohrung.

In der nachfolgenden Tabelle 6.20 und Tabelle 6.21 sind die jeweiligen Wasserbedarfs-, Schutzflüssigkeits-, Bohrklein- und Zementdaten aufgeführt.

Tab. 6.20: Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer multilateral, abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD. Verrohrungsschema, teilzementiert (Schema „Schiefer AM“) wie in Abbildung 6.76 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Cuttings	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf	
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	m ³	
20	0,508	35	20	0,508	0	7	0	0		
13,375	0,340	190	20	0,508	0	31	0	21		
9,625	0,244	1700	13,375	0,340	700	137	31	44		
4,5	0,114	3000	7	0,178	1500	32	22	22		
4,5	0,114	3000	7	0,178	1700	32		22		
Summe						240	53	109	720 - 960	

Tab. 6.21: Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer multilateral, abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD. Verrohrungsschema, vollzementiert (Schema „Schiefer BM“) wie in Abbildung 6.76 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Cuttings	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	m ³
20	0,508	35	20	0,508	0	7	0	0	
13,375	0,340	190	20	0,508	0	31	0	21	
9,625	0,244	1700	13,375	0,340	100	137	4	70	
4,5	0,114	3000	7	0,178	1500	32		22	
4,5	0,114	3000	7	0,178	1700	32	22	22	
Summe						240	27	135	720 - 960

Der Rückbau und Verschluss der Bohrungen kann unterschiedlich erfolgen. Laut BVOT NRW gilt es, „Bohrungen, die nicht mehr benötigt werden, [...] so zu verfüllen, dass Einbrüche an der Erdoberfläche vermieden werden und eine spätere Nutzung des Untergrundes zur Gewinnung von Bodenschätzen und Wasser oder zur Untergrundspeicherung nicht beeinträchtigt wird.“ (§ 11, S. 1, BVOT NRW) Des Weiteren lautet die Anforderung, dass „Erdöl- und Erdgasträger, Speicherhorizonte sowie nutzbare Wasserstockwerke [...] abzudichten“ sind. (§ 11, S. 2, BVOT NRW)

Grundsätzlich lassen sich zwei Arten der Abdichtung und Verfüllung unterscheiden:

- Kombination aus Schutzfluiden und Zementstopfen/-brücken und
- Vollverfüllung mit Zement.

Insbesondere bei großen Bohrlochteufen wird die erstgenannte Variante eingesetzt (siehe Abb. 6.77 und Abb. 6.78).

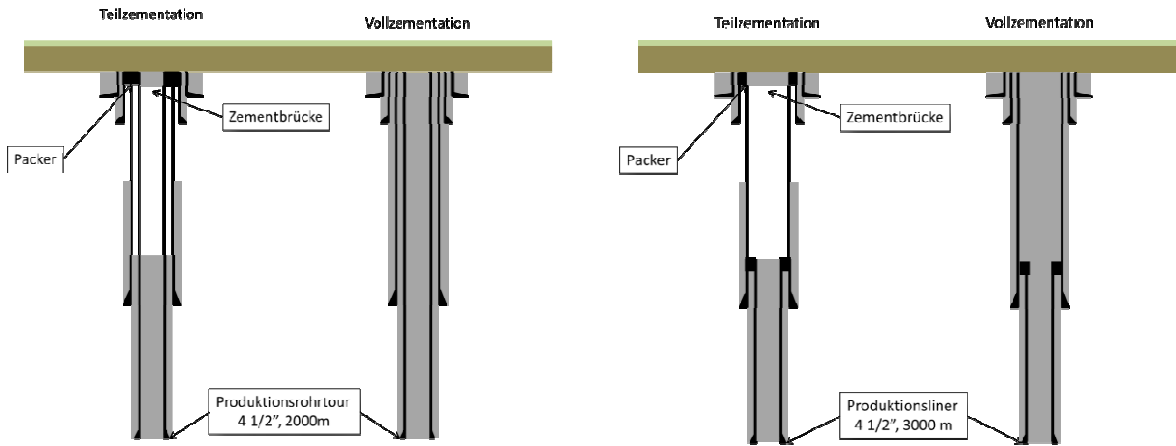


Abb. 6.77: Varianten der Bohrlochverfüllung für die in den konzeptionellen Modellen verwendeten Bohrungen „Flöz A“, „Flöz B“ (links), „Schiefer A“ und „Schiefer B“ (rechts).

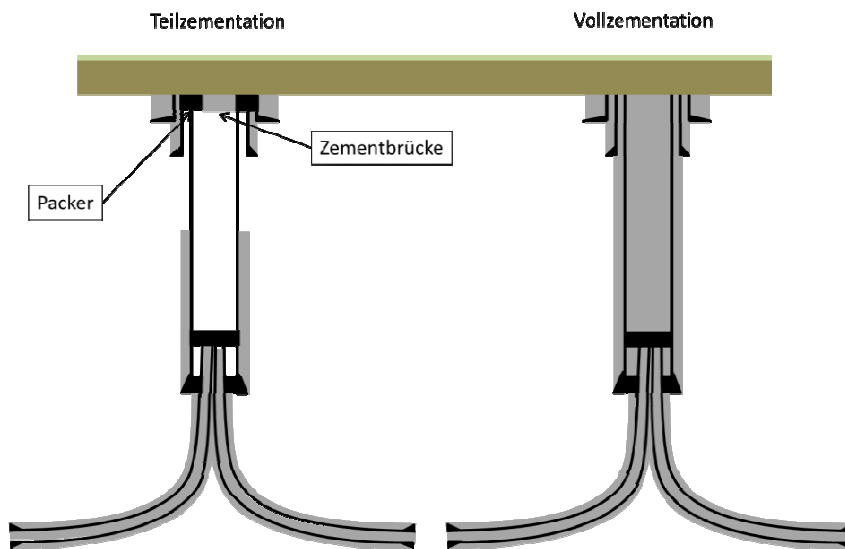


Abb. 6.78: Varianten der Bohrlochverfüllung für die in den konzeptionellen Modellen verwendeten Bohrungen „Schiefer AM“ und „Schiefer BM“.

Eine Abschätzung der benötigten Wasser-, Schutzflüssigkeitsvolumina und Zementvolumina für diese Alternativen ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt.

Tab. 6.22: Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung. Verrohrungsschema „Flöz A“, teilzementiert wie in Abbildung 6.77 (links) dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf	
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	
20	0,508	30	20	0,508	0	0	0		
13,375	0,340	190	20	0,508	0	0	0,5		
7	0,178	1500	9,625	0,244	700	0	0		
4,5	0,114	2000	7	0,178	1300	11	7		
Summe							11	8	21

Tab. 6.23: Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung. Verrohrungsschema „Flöz B“, vollzementiert wie in Abbildung 6.77 (links) dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf	
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	
20	0,508	30	20	0,508	0	0	0		
13,375	0,340	190	20	0,508	0	0	0		
7	0,178	1500	9,625	0,244	0	0	2		
4,5	0,114	2000	7	0,178	0	0	31		
Summe							0	33	40

Tab. 6.24: Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung. Verrohrungsschema „Schiefer A“, teilzementiert wie in Abbildung 6.77 (rechts) dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf	
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	
20	0,508	30	20	0,508	0	0	0		
13,375	0,340	190	20	0,508	0	0	0		
7	0,178	1700	9,625	0,244	700	37	0		
4,5	0,114	3000	7	0,178	1500	0	15		
Summe							37	15	56

Tab. 6.25: Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung. Verrohrungsschema „Schiefer B“, vollzementiert wie in Abbildung 6.77 (rechts) dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf	
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³	
20	0,508	30	20	0,508	0	0	0		
13,375	0,340	190	20	0,508	0	0	0		
7	0,178	1700	9,625	0,244	0	0	39		
4,5	0,114	3000	7	0,178	0	0	15		
Summe							0	55	66

Tab. 6.26: Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung. Verrohrungsschema „Schiefer AM“, teilizementiert wie in Abbildung 6.78 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³
20	0,508	30	20	0,508	0	0	0	
13,375	0,340	190	20	0,508	0	0	0	
9,625	0,244	1700	13,375	0,340	700	70	0	
4,5	0,114	3000	7	0,178	1500	0	15	
4,5	0,114	3000	7	0,178	1700	0	15	
Summe						71	31	108

Tab. 6.27: Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung. Verrohrungsschema „Schiefer BM“, teilizementiert wie in Abbildung 6.78 dargestellt.

Durchmesser Rohrtour		Teufe Rohrtour	Durchmesser Bohrloch		Teufe Zementkopf (TOC)	Schutzflüssigkeit	Zement	Wasserbedarf
zoll	m	m	zoll	m	m	m ³	m ³	m ³
20	0,508	30	20	0,508	0	0	0	
13,375	0,340	190	20	0,508	0	0	0	
9,625	0,244	1700	13,375	0,340	0	0	75	
4,5	0,114	3000	7	0,178	0	0	15	
4,5	0,114	3000	7	0,178	0	0	15	
Summe						0	106	127

6.9.4 Szenarioabhängige Modelle

6.9.4.1 Phase A: Erkundungsbohrung ohne Frack

Im Rahmen der Aufsuchung von Erdgas-Lagerstätten ist das Abteufen von Explorationsbohrungen unverzichtbarer Bestandteil der Erkundungsphase.

Im Wesentlichen lassen sich Bohrungen in dieser Projektphase unterscheiden in Erkundungsbohrungen und Bestätigungsbohrungen.

Erkundungsbohrungen (auch bezeichnet als Explorationsbohrungen oder im Englischen „exploration drilling“ bzw. „wildcat drilling“) sind dadurch charakterisiert, dass kaum oder gar keine Erkenntnisse zu den Eigenschaften der zu durchbohrenden Schichten aus direkten Untersuchungen unter Tage vorliegen. Vielmehr wird das Bohrprogramm solcher Bohrungen ausgerichtet an Informationen, die durch Auswertung von 2D-/3D-Seismik, geologischen Modellen und gegebenenfalls durch Analyse von in der Vergangenheit durchgeführten anderen Bohrungen (Bohrkerne, Bohrtagebücher etc.) vorliegen.

Die im Rahmen der Erkundungsbohrung gewonnenen Daten in Bezug auf Formationsdruck, Schichtfolgen, Gesteinseigenschaften etc. werden anschließend durch eine oder zwei weitere Bohrungen, sogenannte Bestätigungsbohrungen (englisch: „appraisal drillings“) verifiziert. Diese Bohrungen können am gleichen Standort durchgeführt werden, indem die bereits erstellte Bohrung abgelenkt wird oder zur weiteren Erkundung eines potentiellen Abbaufeldes an einem neuen Standort.

Eine Erkundungsbohrung, die ausschließlich dem Erbohren von Kernen und der Durchführung von lagerstättenschonenden Untersuchungen⁹ dient, benötigt eine Fläche von 3.000 m² bis 6.000 m², dies je nach definierter Zielteufe und davon abhängiger nötiger Bohrgerüst-Ausführung. Kleine, mobile Anlagen benötigen zwischen 3.000 bis 4.000 m² Fläche, wohin gegen große Anlage zum Erbohren von den mehreren Tausenden Metern rund 6.000 m² Fläche beanspruchen werden.

Wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, wird angenommen, dass nur etwa jede zweite Erkundungsbohrung fündig wird. Diese Annahme deckt sich beispielsweise mit Informationen, die Wintershall veröffentlicht hat (Wintershall 2012b).

In beiden Szenarien wird angenommen, dass insgesamt 200 Explorationsbohrungen auf Schiefergas und 372 Explorationsbohrungen auf Flözgas angesetzt werden können.

In Bezug auf die zeitliche Flächeninanspruchnahme sind fündige und nicht fündige Bohrungen zu unterscheiden:

Ist eine Erkundungs-/Bestätigungsbohrung nicht fündig, resultiert die zeitliche Flächeninanspruchnahme im Wesentlichen aus der Bohrzeit für die zu erreichende Teufe. Es wird in diesem konzeptionellen Modell angenommen, dass bei einer zu erreichenden Zielteufe von 2.000 m mit 4-6 Wochen Bohrzeit gerechnet werden kann. Je nach durchgeführten Untersuchungen kann dieser Zeitraum auch länger sein. Einschließlich Bohrplatzeinrichtung, Aufbau des Bohrgerüsts, Bohrung, Abbau des Bohrgerüsts und sonstiger Infrastruktur sowie Wiederherstellung der vorgefundenen Umweltbedingungen kann somit in diesem Fall die gesamte zeitliche Flächeninanspruchnahme pro Bohrung auf ca. 6 Monate abgeschätzt werden.

⁹ Das heißt: Untersuchungen, die den Gebirgskörper nicht zerstören.

Monate	1	2	3	4	5	6
Bau Bohrplatz	■	■				
Errichtung Bohrgerüst			■			
Bohrung (2.000 m)				■	■	
Abbau Bohrgerüst/Infrastruktur					■	■
Wiederherstellung Fläche						■

Abb. 6.79: Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für einen „Phase A“-Betrieb

Der Transportbedarf in dieser Phase ist in der nachfolgenden Tabelle 6.28 dargestellt. Grundlage für die angenommenen Werte bilden die Tyndall-Studie und Informationen aus dem Exxonprozess. Für die später erfolgende Betrachtung der Umweltauswirkungen, sind im Gegensatz zum Tyndall- sowie ExxonMobil-Modell für alle Aktivitäten die Hin- und Rückfahrten der Fahrzeuge berücksichtigt worden.

Die Tyndall-Studie berücksichtigt die Rückfahrten gar nicht. Das ExxonMobil-Modell nur zum Teil (nur für Frack-Ausrüstungs- und Bohrgerüst-Transport).

In beiden Szenarien wird davon ausgegangen, dass in Phase A ca. 30 % der Bohrungen aufgegeben werden, weil sie nicht fründig geworden sind oder die Erkundung ohne Frack das Ziel war. Das heißt, dass von den angenommenen 572 Erkundungsbohrungen rund 172 zur Kategorie „Phase A“-Betrieb zu zählen sind und aufgegeben werden.

Tab. 6.28: Verkehrsaufkommenmodell für Phase A (Aufsuchung)¹⁰

Verfahrensschritt	Tyndall-Studie				Exxon-Informations- und Dialogprozess	Eigenes Modell	
	Pro Bohrung		Pro Bohrplatz (6 Bohrungen)			Pro Bohrplatz (ca. 14 Bohrungen ?)	Pro Bohrplatz (1 Bohrung)
	Von	Bis	Von	Bis	Schiefergas		Flözgas
Bau Bohrplatz und Zufahrtswege			10	45	Wird nicht betrachtet	55	
Bohrgerüst			30	30	70	140	
Bohrflüssigkeiten und -material	25	50	150	300	1000	75	
Bohranlagenteile (Rohrtouren, Gestänge etc.)	25	50	150	300		75	
Komplettierungsanlage			15	15		0	
Komplettierungs-Ausrüstung (Steigrohr, E-Kreuz)	5	5	30	30		0	
Frac-Ausrüstung (Pump-/Mischfahrzeuge)			150	200	50	0	
Komplettierungs-/Frac-Fluide und -material	10	20	60	120	300	0	0
Sand	20	25	120	150		0	0
Wasser	400	600	2400	3600	Versorgung durch Pipeline	s. Bohrflüssigkeiten	
Flowback-Abtransport	200	300	1200	1800	tsorgung durch Pipeline (0	
Abtransport Frac-Ausrüstung	Wird nicht betrachtet				50	0	
Abtransport Bohrgerüst					70	140	
Rückbau Bohrplatz					Wird nicht betrachtet		
					Summe	565	565

In der nachfolgenden Tabelle 6.29 werden die für die in Kapitel 8 und 9 durchzuführende Umwelt- und Risikoanalyse wichtigsten Kennzahlen noch einmal zusammengefasst und die kumulierten Werte für „Phase A“-Betriebe aufgeführt.

¹⁰ Die Werte der Tyndall-Studie und des ExxonMobil-Dialogprozesses sind angegeben, da einige dieser Werte für die konzeptionellen Standortmodelle in diesem Gutachten als Grundlage genommen worden sind.

Tab. 6.29: Übersicht über die kumulierten Werte der „Phase A“-Betriebe

	Schiefergas	Kohleflözgas	Summe
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	1	1	–
Anzahl Bohrplätze	60	112	172
Fläche, gesamt	360.000 m ²	672.000 m ²	1.032.000 m ²
Transportfahrten	33.900	63.280	97.180
Wasserbedarf Bohrvorgang	25.200 m ³ – 34.200 m ³	38.080 m ³ – 50.400 m ³	63.280 m ³ – 84.600 m ³
Schutzflüssigkeit	1.440 m ³ – 2.220 m ³	2.352 m ³ – 3.808 m ³	3.792 m ³ – 6.028 m ³
Zement	3.900 m ³ – 4.740 m ³	5.488 m ³ – 6.944 m ³	9.388 m ³ – 11.684 m ³
Cuttings	8.520 m ³	12.544 m ³	21.064 m ³

6.9.4.2 Phase B: Hydraulische Behandlung des Untergrundes

Für die verbleibenden 70 % der Erkundungs-/Bestätigungsbohrungen wird angenommen, dass sie Ergebnisse erbracht haben, die eine Weiterführung der Untersuchungen in der folgenden Phase B rechtfertigen.

Phase B wird im Rahmen dieses Gutachtens in Phase B1 und Phase B2 unterteilt, um dem Entwicklungsprozess in der Realität Rechnung zu tragen.

6.9.4.3 Phase B1: Hydraulische Behandlung des Untergrundes und Test-Frack

Phase B1 umfasst Untersuchungen in Bohrungen zur Bestimmung von Lagerstättenparametern mit hydraulischer Behandlung des Untergrundes (z.B. Lagerstättendrucktest, Injektionstest etc.) sowie Frack-Maßnahmen zu Testzwecken (Test-Fracks).¹¹

Um das für die Stimulation nötige Material und die entsprechenden Anlagen auf dem Bohrplatz unterbringen zu können, müssen die Bohrplätze auf mindestens 10.000 m² erweitert werden. Wenn ein Clusterbohrplatz geplant ist, wird der Bohrplatz auch bereits in diesem Schritt auf seine Endfläche von 12.000 m² ausgebaut werden.

Die zeitliche Flächeninanspruchnahme ergibt sich wie in Abbildung 6.80 dargestellt zu ca. 7 Monaten.

¹¹ Diesen Maßnahmen kann sich eine bis zu zweijährige Test-Förderphase anschließen, in denen im Langzeitversuch die spätere Förderphase getestet wird. Solche Test-Förderphasen werden in diesem Gutachten nicht explizit betrachtet, da sie im Wesentlichen die gleichen Umweltauswirkungen und Risiken haben werden, wie die „Phase C“-Betriebe (Gewinnungsbetriebe).

Monate	1	2	3	4	5	6	7
Bau Bohrplatz	■	■					
Errichtung Bohrerüst			■				
Bohrung (2.000 m)				■	■		
Lagerstättenuntersuchung					■		
Test-Frac						■	
Abbau Bohrerüst/Infrastruktur						■	■
Wiederherstellung Fläche							■

Abb. 6.80: Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für eine einzelne Bohrung in Phase B1.

Szenario A:

Für die spätere Risikobetrachtung wird in diesem Szenario davon ausgegangen, dass in Phase B1 im Schiefergas alle Erkundungsbohrungen einmal sowie 50 % der Erkundungsbohrungen im Flözgas gefrackt werden.

Der Transportbedarf entspricht dem der „Phase A“-Betriebe zuzüglich der für den Test-Frac benötigten Anlieferungen von Anlagen und Betriebsstoffen. Wie in Tabelle 6.30 dargestellt ergibt sich für „Phase B1“-Betriebe ein Mehraufkommen an Transportvorgängen von fast 350 Fahrten in Vergleich zu „Phase A“-Betrieben.

Tab. 6.30: Verkehrsaufkommenmodell für Phase B1, Szenario A (Test-Frack)¹²

Verfahrensschritt	Tyndall-Studie				Exxon-Informations- und Dialogprozess		Eigenes Modell	
	Pro Bohrung		Pro Bohrplatz (6 Bohrungen)		Pro Bohrplatz (ca. 14 Bohrungen ?)		Pro Bohrplatz (1 Bohrung)	
	Von	Bis	Von	Bis	Schiefergas	Flözgas		
Bau Bohrplatz und Zufahrtswege			10	45	Wird nicht betrachtet	55		
Bohrgerüst			30	30	70	140		
Bohrflüssigkeiten und -material	25	50	150	300	1000	75		
Bohranlagenteile (Rohrtouren, Gestänge etc.)	25	50	150	300		75		
Komplettierungsanlage			15	15		30		
Komplettierungs-Ausrüstung (Steigrohr, E-Kreuz)	5	5	30	30		10		
Frac-Ausrüstung (Pump-/Mischfahrzeuge)			150	200	50	50		
Komplettierungs-/Frac-Fluide und -material	10	20	60	120	300	30		
Sand	20	25	120	150		5		
Wasser	400	600	2400	3600	Versorgung durch Pipeline			
Flowback-Abtransport	200	300	1200	1800	Entsorgung durch Pipeline (?)			50
Abtransport Frac-Ausrüstung	Wird nicht betrachtet				50	50		
Abtransport Bohrgerüst					70	140		
Rückbau Bohrplatz					Wird nicht betrachtet	80		
Gesamt mit Transport Wasser+Flowback per LKW			4315	6590	1540	860		790
Gesamt (ohne Transport Wasser + Flowback per LKW)			715	1190				

¹² Die Werte der Tyndall-Studie und des ExxonMobil-Dialogprozesses sind angegeben, da einige dieser Werte für das konzeptionelle Modell in diesem Gutachten als Grundlage genommen worden sind. Die Werte der Tyndall-Studie und des ExxonMobil-Dialogprozesses beziehen sich auf Produktionsbohrplätze und sind nicht für Phase A in diesem Gutachten zu vergleichen.

Wie zuvor dargestellt, wird angenommen, dass in Phase B1 insgesamt 114 Betriebe eingestellt und zurückgebaut werden.

In der nachfolgenden Tabelle 6.31 werden die für die in Kapitel 8 und Kapitel 9 durchzuführenden Umwelt- und Risikoanalysen wichtigsten Kennzahlen noch einmal zusammengefasst und die kumulierten Werte für „Phase B1“-Betriebe aufgeführt.

Tab. 6.31: Übersicht über die kumulierten Werte der „Phase B1“-Betriebe in Szenario A

	Schiefergas		Kohleflözgas		Summe	
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	1		1		-	
Anzahl Bohrplätze	40		74		114	
Fläche, gesamt	440.000 m ²		740.000 m ²		1.180.000 m ²	
Transportfahrten	36.000		58.275		94.275	
Wasserbedarf Bohrvorgang	16.800 m ³ - 22.800 m ³		25.160 m ³ - 33.300 m ³		41.960 m ³ - 56.100 m ³	
Schutzflüssigkeit	960 m ³ - 1.480 m ³		1.554 m ³ - 2.516 m ³		2.514 m ³ - 3.996 m ³	
Zement	2.600 m ³ - 3.160 m ³		3.626 m ³ - 4.588 m ³		6.226 m ³ - 7.748 m ³	
Cuttings	5.680 m ³		8.288 m ³		13.968 m ³	
Wasserbedarf Test-Frack	88.000 m ³		44.400 m ³		132.400 m ³	
Bedarf an Additiven (2 %)	1.796 m ³		906 m ³		2.702 m ³	
Min./Max.-Werte	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Flowback-Volumen (Rückflussanteil)	4.490 m ³ (5 %) ¹³	71.837 m ³ (80 %) ¹⁴	6.796 m ³ (15 %) ¹⁵	27.637 m ³ (61 %) ¹⁶	11.286 m ³	99.474 m ³

Szenario B:

In diesem Szenario werden alle Phase B1-Bohrungen gefrackt und der Wasserbedarf wird durch Anlieferung per Lkw gedeckt.

13 (King 2011)

14 (US EPA 2010)

15 (US EPA 2010)

16 (EPA 2004)

Tab. 6.32: Verkehrsaufkommenmodell für Phase B1, Szenario B (Test-Frack)

Verfahrensschritt	Tyndall-Studie				Exxon-Informationen- und Dialogprozess	Eigenes Modell	
	Pro Bohrung		Pro Bohrplatz (6 Bohrungen)			Pro Bohrplatz (1 Bohrung)	
	Von	Bis	Von	Bis		Schiefergas	Flözgas
Bau Bohrplatz und Zufahrtswege			10	45	Wird nicht betrachtet	55	
Bohrgerüst			30	30	70	140	
Bohrflüssigkeiten und -material	25	50	150	300	1000	75	
Bohranlagenteile (Rohrtouren, Gestänge etc.)	25	50	150	300		75	
Kompletierungsanlage			15	15		30	
Kompletierungs-Ausrüstung (Steigrohr, E-Kreuz)	5	5	30	30	50	10	
Frac-Ausrüstung (Pump-/Mischfahrzeuge)			150	200	50	50	
Kompletierungs-/Frac-Fluide und material	10	20	60	120	300	30	
Sand	20	25	120	150		5	
Wasser	400	600	2400	3600	Versorgung durch Pipeline	148	80
Flowback-Abtransport	200	300	1200	1800	Entsorgung durch Pipeline (?)	120	50
Abtransport Frac-Ausrüstung	Wird nicht betrachtet				50	50	
Abtransport Bohrgerüst	Wird nicht betrachtet				70	140	
Rückbau Bohrplatz	Wird nicht betrachtet				Wird nicht betrachtet	80	
Gesamt mit Transport Wasser+Flowback per LkW			4315	6590			
Gesamt (ohne Transport Wasser + Flowback per LkW)			715	1190	15-40	1008	870

Tab. 6.33: Übersicht über die kumulierten Werte der „Phase B1“-Betriebe in Szenario B.

	Schiefergas		Kohleflözgas		Summe	
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	1		1		-	
Anzahl Bohrplätze	40		74		114	
Fläche, gesamt	440.000 m ²		740.000 m ²		1.180.000 m ²	
Transportfahrten	41.920		72.520		114.440	
Wasserbedarf Bohrvorgang	16.800 m ³ - 22.800 m ³		25.160 m ³ - 33.300 m ³		41.960 m ³ - 56.100 m ³	
Schutzflüssigkeit	960 m ³ - 1.480 m ³		1.554 m ³ - 2.516 m ³		2.514 m ³ - 3.996 m ³	
Zement	2.600 m ³ - 3.160 m ³		3.626 m ³ - 4.588 m ³		6.226 m ³ - 7.748 m ³	
Cuttings	5.680 m ³		8.288 m ³		13.968 m ³	
Wasserbedarf Test-Frack	88.000 m ³		88.800 m ³		176.800 m ³	
Bedarf an Additiven (2 %)	1.796 m ³		1.812 m ³		3.608 m ³	
Min./Max.-Werte	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Flowback-Volumen (Rückflussanteil)	4.490 m ³ (5 %) ¹⁷	71.837 m ³ (80 %) ¹⁸	13.592 m ³ (15 %) ¹⁹	55.273 m ³ (61 %) ²⁰	18.082 m ³	127.110 m ³

6.9.4.4 Phase B2: Ausbau Bohrplatz und Produktions-Fracks zur Gewinnung

Phase B2 beschreibt die Ausbauphase der verbliebenen 286 Explorationsbohrplätze zu Produktionsbohrplätzen. In der kumulierten Betrachtung stellt dies den Bau der in den 10 %-Flächenszenarien angenommenen Bohrplätze in NRW dar.

Die Bohrplatzeinrichtung unterscheidet sich für Cluster-Bohrplätze mit Einfachbohrungen und Multilateralbohrungen nur marginal. Die Unterschiede ergeben sich im Wesentlichen aus der Anzahl einzurichtender Bohrungen auf den Bohrplätzen.

Cluster-Bohrplätze mit 10 Einfach-Bohrungen werden mit einem Flächenbedarf von 12.000 m² angesetzt. 5 Multilateralbohrungen benöti-

¹⁷ (King 2011)

¹⁸ (US EPA 2010)

¹⁹ (US EPA 2010)

²⁰ (EPA 2004)

gen nur ca. 10.000 m² Fläche für den Bohrplatz, da hier nur fünf Bohransatzpunkte auf dem Bohrplatz angesetzt werden.²¹

Die genannten Flächenangaben enthalten bereits die für die Frack-Stimulation benötigten Flächen.

In Tabelle 6.34 sind die für diesen Betriebstyp zu Grunde gelegten Bohrplatzmodelle dargestellt. Die getroffenen Annahmen beruhen auf Interviews mit Betreibern, Informationen, die im Rahmen des Exxonprozesses veröffentlicht worden sind sowie Auswertung von Fallbeispielen.

Tab. 6.34: Konzeptionelle Bohrplatzmodelle für Schiefergas und Kohleflözgas für die Phase B2

	Schiefergas		Kohleflözgas
	<i>Cluster-Bohrplatz</i>	<i>Multilateral</i>	<i>Cluster-Bohrplatz</i>
Bohrplatzfläche	12.000 m ²	10.000 m ²	12.000 m ²
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	10	5	10
Anzahl Laterale pro Bohrung	-	2	-
Länge Horizontalbohrung	1.200 m		Schrägbohrung: horizontale Ablenkung 800 m
Dichtester Abstand Bohrplätze	3 km		2,2 km
Erschlossene Fläche	9 km ²		4,8 km ²

Die getroffenen Annahmen in Bezug auf die Anzahl an Bohrungen dienen der Vergleichbarkeit der unterschiedlichen konzeptionellen Modelle für die nachfolgenden Szenarioberechnungen. In der tatsächlichen Umsetzung dieser Ansätze werden die Betreiber die Anzahl an Bohrungen den geologischen Verhältnissen, den oberflächenbezogenen Randbedingungen (Freiflächen vs. genutzte/nicht nutzbare Flächen), Kosten-Nutzen-analytischen Überlegungen usw. anpassen.

Die „Erschlossene Fläche“ entspricht der Fläche eines Quadrats mit dem unter „Länge Horizontalbohrung“ angegebenen halben Seitenlänge. Für Kohleflözgaslagerstätten wird hierbei nach Betreiberankunft eine halbe Seitenlänge von ca. 800 m angenommen.

²¹ Folgt man Angaben aus den USA so ist bspw. im Shale-gas für Clusterbohrplätze mit 12 bis 16 Bohrungen ein Platzbedarf von 25.000 m² anzusetzen. Tendenziell sind solche Werte für Deutschland und NRW nicht anzunehmen, da weltweit und insbesondere in Europa die Umweltauflagen und die öffentliche/politische Meinung die Betreiber zur Entwicklung von platzsparenden Bohrplatzkonzepten drängt.

In beiden Fällen – Schiefergas und Kohleflözgas – wurde zu der angegebenen halben Seitenlänge ein Sicherheitsabstand von 250 m hinzugezogen um die „Erschlossene Fläche“ zu berechnen. Dies folgt aus den Aussagen der interviewten Betreiber, die einen Sicherheitsabstand zwischen den Bohrungen von mindestens 500 m am Bohrloch tiefsten ansetzen.

Der „Dichteste Abstand der Bohrplätze“ ergibt sich mit diesem Ansatz auf die angegebenen gerundeten Werte.

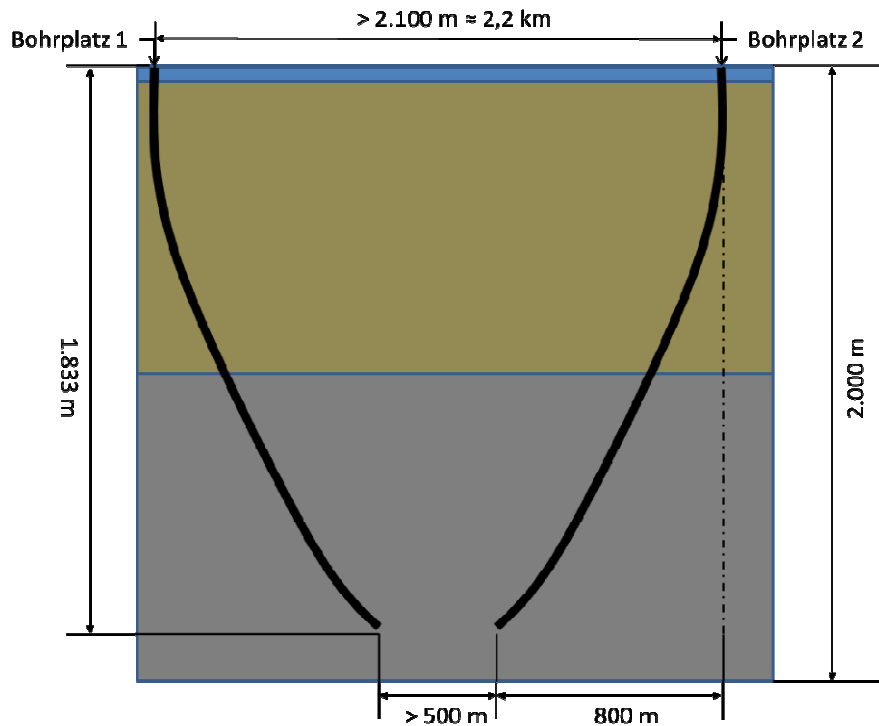


Abb. 6.81: Prinzipskizze zur Erläuterung des Mindestabstandes zweier Bohrplätze am Beispiel "Flözgasbetriebe"

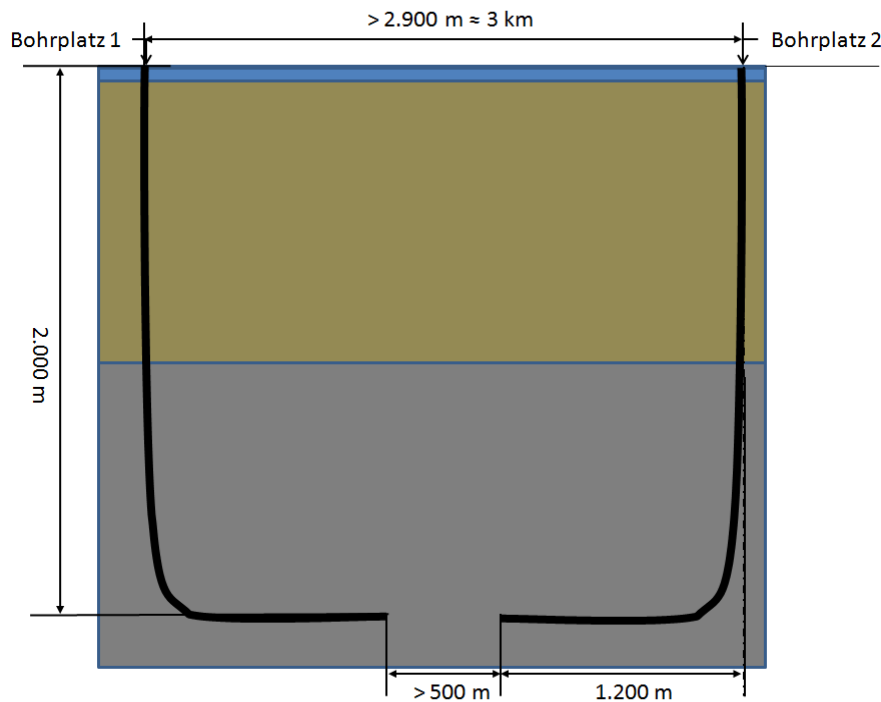


Abb. 6.82: Prinzipskizze zur Erläuterung des Mindestabstandes zweier Bohrplätze am Beispiel "Schiefergasbetriebe"

Die für die konzeptionellen Standort- und Flächenmodelle angesetzten zeitlichen Flächeninanspruchnahmen für „Phase B2“-Betriebe sind in Abbildung 6.83 und Abbildung 6.84 dargestellt.

Monate	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Bau Bohrplatz	■	■	■													
Errichtung Bohrgerüst				■	■											
Bohrung (10)						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Fracken (100)										25	25				25	25
Abbau Bohrgerüst																■

Abb. 6.83: Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für einen Schiefergasbohrplatz mit 10 Bohrungen („Phase B2“-Betrieb)

Monate	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Bau Bohrplatz	■	■	■													
Errichtung Bohrgerüst				■	■											
Bohrung (10)						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Fracken (50)											25				20	5
Abbau Bohrgerüst																■

Abb. 6.84: Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für einen Flözgasbohrplatz mit 10 Bohrungen („Phase B2“-Betrieb)

Sowohl für Schiefergas- wie auch für Flözgasbetriebe ergibt sich für die Ausbauphase ein Zeitbedarf von ca. 16 Monaten. Aus den Abbildungen ist abzulesen, dass der Zeitbedarf und die zeitliche Abfolge der auf dem Bohrplatz durchzuführenden Maßnahmen (einschließlich der Fracks) durch den Bohrfortschritt bestimmt werden. Nach der Einrichtung des Bohrplatzes und der nötigen Infrastruktur (ca. 3 Monate) wird das Bohrgestell errichtet, welches bis zum Ende der Bohrphase insgesamt 12 Monate auf dem Bohrplatz verbleibt.

Der eigentliche Fracking-Vorgang in den erstellten Bohrungen nimmt nur einen geringen Zeitraum in dieser Phase ein und wird parallel zu den weiterlaufenden Bohrtätigkeiten in bereits erbohrten und komplettierten Bohrungen durchgeführt.

Der tatsächliche zeitliche Verlauf wird in der Realität von dem hier dargestellten abweichen, da bspw. keine Genehmigungszeiten, Betriebsstillstände usw. berücksichtigt worden sind. Tendenziell kann jedoch angenommen werden, dass die modellierten Bohrplätze eine Bauzeit von 1 bis 1,5 Jahren haben werden.

In Tabelle 6.35 sind die Anzahl angenommener Fracks pro Bohrung und Bohrplatz sowie der Wasserbedarf pro Frack und Bohrplatz angegeben. Die hier verwendeten Werte sind Fallbeispielen aus den USA entnommen, die auf die in diesem Gutachten zu Grunde gelegten Szenarien angepasst worden sind.

Wie mehrfach im Rahmen dieses Gutachtens dargestellt, schwanken die tatsächlichen Werte der Anzahl an Fracks und für den Wasserbedarf beträchtlich. Insofern ist bei der weiteren Nutzung dieser Zahlen immer darauf hinzuweisen, dass hiermit nur Größenordnungen erfasst werden.

Die für den Bohrvorgang benötigten Wassermengen sowie Zementvolumina, Schutzflüssigkeitsvolumina und Bohrkleinolumina entsprechen den bereits in Phase A dargestellten Werten.

Tab. 6.35: Frack- und Wasserbedarfmodelle für Schiefergas- und Kohleflözgasbetriebe in Phase B2

	Schiefergas		Kohleflözgas
	Cluster-Bohrplatz	Multilateral	Cluster-Bohrplatz
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	10	5	10
Anzahl Fracks pro Bohrung	10 ²²	20 (10/Lateral)	5 ²³
Anzahl Fracks pro Bohrplatz	100		50
Wasserbedarf pro Frack	2.200 m ³ ²⁴		1.200 m ³ ²⁵²⁶
Wasserbedarf pro Frack pro Bohrplatz	220.000 m ³		60.000 m ³

In Tabelle 6.36 sind die Volumina des erwarteten Flowback und berichteten täglichen Lagerstättenwasservolumina angegeben. In der Fachliteratur und den Fallbeispielen werden diese beiden Komponenten meistens nicht getrennt betrachtet und wo dies doch erfolgt, wird darauf hingewiesen, dass die Klassifizierung nicht eindeutig ist.

Tab. 6.36: Modelle der zu erwartenden Flowback- und täglichen Lagerstättenwasservolumina pro Bohrplatz.

	Schiefergas		Kohleflözgas	
	Min.	Max.	Min.	Max.
Wasserbedarf pro Frack pro Bohrplatz	220.000 m ³		60.000 m ³	
Zugesetzte Additive (2 Vol.-%) ²⁷	4.490 m ³		1.225 m ³	
Summe injizierter Fluide	224.490 m ³		61.225 m ³	
Min./Max.-Werte	Min.	Max.	Min.	Max.
Flowback-Volumen (Anteil Rückfluss)	11.225 m ³ (5 %) ²⁸	179.592 m ³ (80 %) ²⁹	9.184 m ³ (15 %) ³⁰	37.347 m ³ (61 %) ³¹
Lagerstättenwasserförderung	0,29 m ³ /Tag ³²	317 m ³ /Tag ³³	1,06 m ³ /Tag ³⁴	636 m ³ /Tag ³⁵

²² abgeschätzt nach (King 2011)

²³ (EPA 2004)

²⁴ (Tyndall Centre 2011)

²⁵ (EPA 2004)

²⁶ (Stutz et al. 2012)

²⁷ (Tyndall Centre 2011)

²⁸ (King 2011)

²⁹ (King 2011)

³⁰ (US EPA 2010)

³¹ (EPA 2004)

³² (Hazen et al. 2009)

³³ (Sumi 2008)

³⁴ (Halliburton 2008)

³⁵ (USGS 2000)

Sowohl das Flowback- wie auch das Lagerstättenwasservolumen vermindern sich exponentiell in relativ kurzen Zeiträumen (s. folgende Abbildungen).

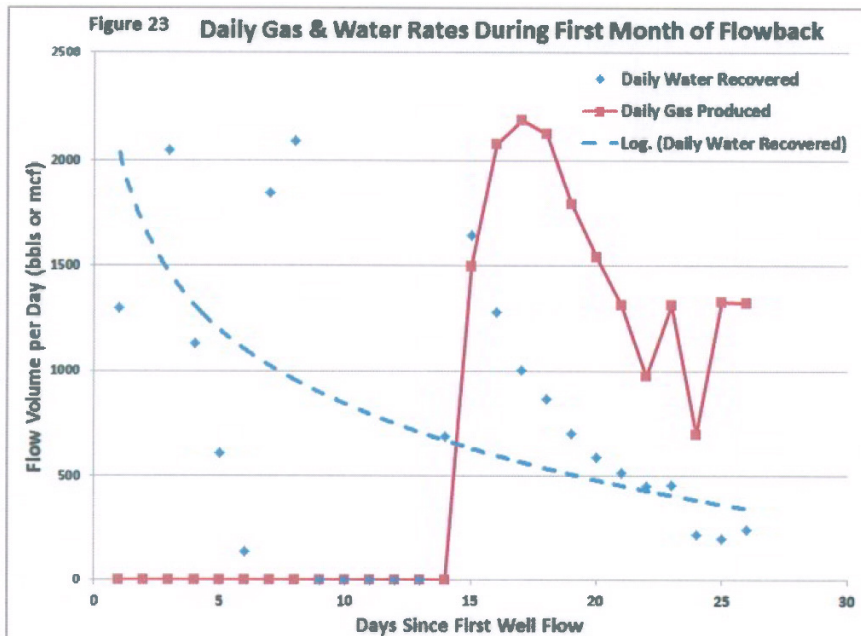


Abb. 6.85: Zeitlicher Verlauf der anfallenden Wasser- und Gasvolumina in einem Schiefergasgewinnungsbetrieb gemäß King (King 2011).

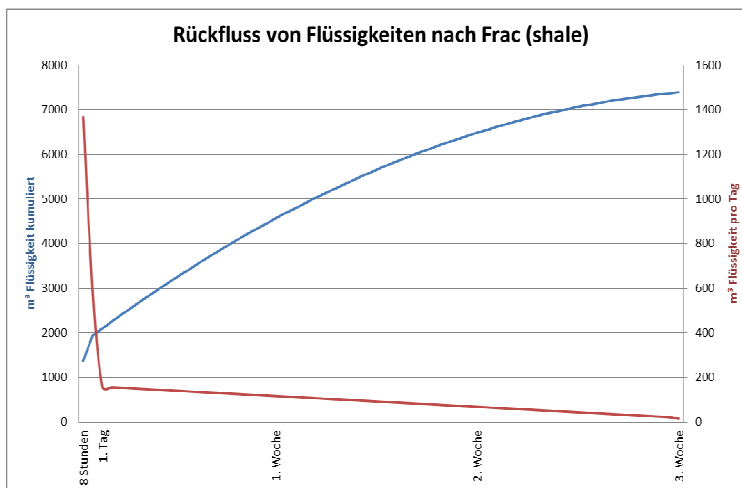


Abb. 6.86: Zeitlicher Verlauf des Lagerstättenwasseranfalls in einer Schiefergaslagerstätte gemäß King (King 2011).

In Schieferbohrungen fällt die anfallende Fluidmenge innerhalb von 3 bis 4 Wochen auf ca. 1/100 des Initialwertes.

In Kohleflözgaslagerstätten reduzieren sich die täglich anfallenden Wassermengen auf ca. 1/20 des Initialwertes innerhalb von 2 bis 3 Jahren.

CBM production history in the Powder River Basin field.

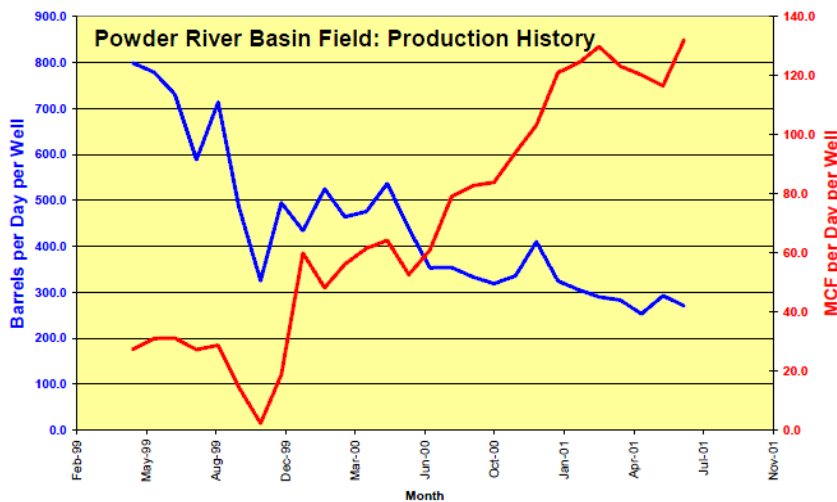


Abb. 6.87: Wasservolumen und Gasvolumen in einem Kohleflözgas-Gewinnungsbetrieb gemäß ALL CONSULTING³⁶

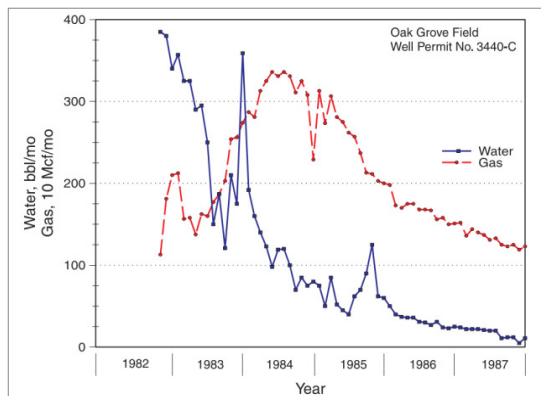


Fig. 9.1—Water production in Oak Grove field.¹¹

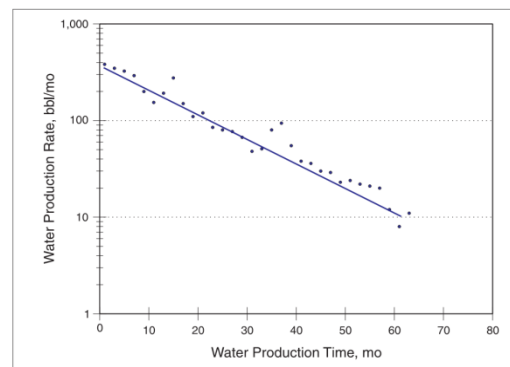


Fig. 9.2—Exponential decline of water in Well #3440-C.^{4,11}

Abb. 6.88: Exponentielle Abnahme des Lagerstättenwasseraufkommens am Beispiel der Kohleflözgas-Förderbohrung #3440-C in den USA.³⁷

Die aus der Literatur entnommenen in Tabelle 6.36 angegebenen Werte stellen Zeitpunktbetrachtungen dar. Es ist insbesondere bei den angegebenen Höchstwerten nicht eruiert, zu welchem Zeitpunkt die Werte erhoben worden sind. Insofern sind aus Gutachtersicht die in Tabelle 6.35 angegebenen Mindest-Werte für Langzeitbetrachtungen (Phase C) zu Grunde zu legen.

³⁶ (All Consulting 2003)

³⁷ (Halliburton 2008)

Für Phase B2 ergeben sich die in Tabelle 6.37 aufgeführten Werte.

Tab. 6.37: Modelle der für Phase B2 zu erwartenden Fluidvolumina pro Bohrplatz

	Schiefergas		Kohleflözgas	
Summe injizierter Fluide	224.490 m ³		61.225 m ³	
Min./Max.-Werte	Min.	Max.	Min.	Max.
Flowback-Volumen In Klammern: angenommener Prozentsatz der injizierten Fluide, die zurückfließen	11.225 m ³ (5 %) ³⁸	179.592 m ³ (80 %) ³⁹	9.180 m ³ (15 %) ⁴⁰	37.332 m ³ (61 %) ⁴¹
Lagerstättenwasserförderung	8.000 m ³		41.760 m ³	
Summe zu entsorgender Fluide pro Bohrplatz	19.225 m ³	187.592 m ³	50.940 m ³	79.092 m ³

In der nachfolgenden Tabelle 6.38 werden die für die in Kapitel 8 und Kapitel 9 durchzuführende Umwelt- und Risikoanalyse wichtigsten Kennzahlen noch einmal zusammengefasst und die kumulierten Werte für „Phase B2“-Betriebe aufgeführt.

38 (King 2011)

39 (US EPA 2010)

40 (US EPA 2010)

41 (EPA 2004)

Tab. 6.38: Übersicht über die Kennwerte der „Phase B2“-Betriebe für einen Bohrplatz

	Schiefergas		Kohleflözgas	
	Cluster	Multilateral	Cluster	
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	10	5	10	
Fläche pro Bohrplatz	12.000 m ²	10.000 m ²	12.000 m ²	
Wasserbedarf Bohrvorgang	4.200 m ³ – 5.700 m ³	3.600 m ³ – 4.800 m ³	3.400 m ³ – 4.500 m ³	
Schutzflüssigkeit	240 m ³ – 370 m ³	145 m ³ – 265 m ³	210 m ³ – 340 m ³	
Zement	650 m ³ – 790 m ³	545 m ³ – 675 m ³	490 m ³ – 620 m ³	
Cuttings	1.420 m ³	1.200 m ²	1.120 m ³	
Wasserbedarf, Frack	220.000 m ³		60.000 m ³	
Zugesetzte Additive (2 Vol.-%) ⁴²	4.490 m ³		1.225 m ³	
Min./Max.-Werte	Min.	Max.	Min.	Max.
Flowback (Rückfluss-Anteil)	11.225 m ³ (5 %) ⁴³	179.592 m ³ (80 %) ⁴⁴	9.184 m ³ (15 %) ⁴⁵	37.347 m ³ (61 %) ⁴⁶
LS-Wasser	8.000 m ³	41.760 m ³		

Szenario A:

In Tabelle 6.39 sind die für einen „Phase B2“-Betrieb in Szenario A zu erwartenden Transportaufkommen dargestellt. Hier sind drei Modelle (Tyndall-Studie, Exxonprozess, eigenes Modell) gegenüber gestellt. Die Transportaktivitäten für den Rückbau des Standorts sind in dieser Tabelle mit aufgeführt, obwohl sie zur Phase D: Rückbau und Nachsorge zu zählen sind.

⁴²(Tyndall Center 2011)⁴³(King 2011)⁴⁴(US EPA 2010)⁴⁵(US EPA 2010)⁴⁶(EPA 2004)

Tab. 6.39: Vergleich des Transportaufkommens in Phase B2 in unterschiedlichen Modellen für Szenario A (Tyndall Centre 2011) (Ewen et al. 2012).

Verfahrensschritt	Tyndall-Studie				Eigenes Modell			
	Pro Bohrung		Pro Bohrplatz (6 Bohrungen)		Pro Bohrplatz (10 Bohrungen)		Pro Bohrplatz (10 Bohrungen)	
	Von	Bis	Von	Bis	Schiefergas	Mit Frac	Flözgas	Ohne Frac
Bau Bohrplatz und Zufahrtswege			10	45		92		
Bohrgerüst			30	30		140		
Bohrflüssigkeiten und -material	25	50	150	300		750		
Bohranlagenteile (Rohrtouren, Gestänge etc.)	25	50	150	300		750		
Komplettierungsanlage			15	15		30		
Komplettierungs-Ausrüstung (Steigrohr, E-Kreuz)	5	5	30	30		100		
Frac-Ausrüstung (Pump-/Mischfahrzeuge)			150	200		50		0
Komplettierungs-/Frac-Fluide und material	10	20	60	120		300		150
Sand	20	25	120	150		450		225
Wasser	400	600	2400	3600				
Flowback-Abtransport	200	300	1200	1800				
Abtransport Frac-Ausrüstung							Versorgung durch Pipeline	
Abtransport Bohrgerüst							Entsorgung durch Pipeline	
Rückbau Bohrplatz							50	0
							140	
							80	
Gesamt mit Transport Wasser+Flowback per LKW			4315	6590		2932		2557
Gesamt (ohne Transport Wasser + Flowback per LKW)			715	1190				2082

Szenario B:

In Tabelle 6.40 sind die für einen „Phase B2“-Betrieb in Szenario B zu erwartenden Transportaufkommen dargestellt. Die Transportaktivitäten für den Rückbau des Standorts sind in dieser Tabelle mit aufgeführt, obwohl sie zur Phase D: Rückbau und Nachsorge zu zählen sind.

Tab. 6.40: Vergleich des Transportaufkommens in Phase B2 in unterschiedlichen Modellen für Szenario B (Tyndall Centre 2011) (Ewen et al. 2012).

Verfahrensschritt	Tyndall-Studie				Exxon-Informations- und Dialogprozess Pro Bohrplatz (ca. 14 Bohrungen ?)	Eigenes Modell	
	Pro Bohrung		Pro Bohrplatz (6 Bohrungen)			Schiefergas	Flözgas
	Von	Bis	Von	Bis			
Bau Bohrplatz und Zufahrtswege			10	45	Wird nicht betrachtet	92	
Bohrgerüst			30	30	70	140	
Bohrflüssigkeiten und -material	25	50	150	300		750	
Bohranlage (Rohrtouren, Gestänge etc.)	25	50	150	300	1000	750	
Kompletierungsanlage			15	15		30	
Kompletierungs-Ausrüstung (Steigrohr, E-Kreuz)	5	5	30	30		100	
Frac-Ausrüstung (Pump-/Mischfahrzeuge)			150	200	50	50	
Kompletierungs-/Frac-Fluide und -material	10	20	60	120		300	150
Sand	20	25	120	150	300	450	225
Wasser	400	600	2400	3600	Versorgung durch Pipeline	14667	4000
Flowback-Abtransport	200	300	1200	1800	Versorgung durch Pipeline (?)	Entsorgung durch Pipeline	
Abtransport Frac-Ausrüstung	Wird nicht betrachtet				50	50	
Abtransport Bohrgerüst	Wird nicht betrachtet				70	140	
Rückbau Bohrplatz	Wird nicht betrachtet				Wird nicht betrachtet	80	
Gesamt mit Transport Wasser+Flowback per LKW			4315	6590		17599	6557
Gesamt (ohne Transport Wasser + Flowback per LKW)			715	1190	1540		

6.9.4.5 Phase C: Förderung

Szenario A:

In der Förderphase C in Szenario A finden keine Bohr- und/oder Frack-Aktivitäten statt. Die angesetzte Gesamtlebenszyklusdauer von 30 Jahren führt im konzeptionellen Modell zu rund 28 Jahren Laufzeit für diese Betriebsphase.

Die Wesentlichen zu berücksichtigenden Vorgänge sind die Gasförderung und die Entsorgung des anfallenden Lagerstättenwassers.

Tab. 6.41: Übersicht über die Kennwerte eines nicht nachstimulierten „Phase C“-Betriebes für einen Bohrplatz.

	Schiefergas		Kohleflözgas	
	Cluster	Multilateral	Cluster	
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	10	5	10	
Fläche pro Bohrplatz	12.000 m ²	10.000 m ²	12.000 m ²	
Min./Max.-Werte	Min.	Max.	Min.	Max.
Lagerstättenwasserförderung bei 30 Jahren Betriebszeit	3.175,5 m ³ (0,29 m ³ /Tag) ⁴⁷	31.755 m ³ (10 x Min = 2,9 m ³ /Tag)	11.607 m ³ (1,06 m ³ /Tag) ⁴⁸	110.607 m ³ (10 x Min = 10,6 m ³ /Tag)

Szenario B:

In diesem Szenario werden 25 % der Bohrungen erneut stimuliert. Insofern sind für Szenario B in Phase C sowohl Transportvorgänge wie auch Volumenströme zu bilanzieren.

Tab. 6.42: Übersicht über die Kennwerte eines nachstimulierten „Phase C“-Betriebes für einen Bohrplatz.

	Schiefergas		Kohleflözgas	
	Cluster	Multilateral	Cluster	
Anzahl Bohrungen pro Bohrplatz	10	5	10	
Fläche pro Bohrplatz	12.000 m ²	10.000 m ²	12.000 m ²	
Wasserbedarf, Frack	220.000 m ³		60.000 m ³	
Zugesetzte Additive (2 Vol.-%) ⁴⁹	4.490 m ³		1.225 m ³	
Min./Max.-Werte	Min.	Max.	Min.	Max.
Flowback (Rückfluss-Anteil)	11.225 m ³ (5 %) ⁵⁰	179.592 m ³ (80 %) ⁵¹	9.184 m ³ (15 %) ⁵²	37.347 m ³ (61 %) ⁵³

⁴⁷ (Hazen et al. 2009)

⁴⁸ (Halliburton 2008)

⁴⁹ (Tyndall Center 2011)

Für das Transportaufkommen in diesem Szenario ergeben sich die in Tabelle 6.43 dargestellten Werte.

Tab. 6.43: Transportaufkommens in für Phase C, Szenario B.

Verfahrensschritt	Tyndall-Studie				Eigenes Modell	
	Pro Bohrung		Pro Bohrplatz (6 Bohrungen)		Pro Bohrplatz (10 Bohrungen, 3 nachgefrackt)	
	Von	Bis	Von	Bis	Schiefergas	Flözgas
Bau Bohrplatz und Zufahrtswege			10	45	0	
Bohrgerüst			30	30	0	
Bohrflüssigkeiten und -material	25	50	150	300	0	
Bohranlage (Rohrtouren, Gestänge etc.)	25	50	150	300	0	
Kompletierungsanlage			15	15	30	
Kompletierungs-Ausrüstung (Steigrohr, E-Kreuz)	5	5	30	30	100	
Frac-Ausrüstung (Pump-/Mischfahrzeuge)			150	200	50	
Kompletierungs-/Frac-Fluide und material	10	20	60	120	37	18
Sand	20	25	120	150	56	28
Wasser	400	600	2400	3600	3666	1000
Flowback-Abtransport	200	300	1200	1800	Entsorgung durch Pipeline	
Abtransport Frac-Ausrüstung			Wird nicht betrachtet			
Abtransport Bohrgerüst					50	
Rückbau Bohrplatz					0	
Gesamt mit Transport Wasser+Flowback per LKW			4315	6590	3989	1276

- 50 (King 2011)
 51 (US EPA 2010)
 52 (US EPA 2010)
 53 (EPA 2004)

6.9.4.6 Phase D: Rückbau und Nachsorgephase

Erdgas zählt im bergrechtlichen Sinne zu den Kohlenwasserstoffen und ist damit ein sogenannter bergfreier Bodenschatz im Sinne des § 3 Abs. 3 des Bundesberggesetzes (BBergG). Die Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas unterliegt der Betriebsplanpflicht. Die Zulassung eines Betriebsplanes im Sinne des § 55 BBergG ist nur zu erteilen, wenn die erforderliche Vorsorge zur Wiedernutzbarmachung der Oberfläche in dem nach den Umständen gebotenen Ausmaß getroffen ist. (BbergG 1980)

Unter der Wiedernutzbarmachung versteht man gemäß § 4 BBergG die ordnungsgemäße Gestaltung der in Anspruch genommenen Oberfläche unter Beachtung des öffentlichen Interesses. Zu der Wiedernutzbarmachung des Bohrplatzes gehört sowohl die Beseitigung von Betriebseinrichtungen als auch die Sicherung oder Verfüllung des Bohrloches und die Rekultivierung der Betriebsfläche. (BbergG 1980)

Für die Rekultivierung des Bohrplatzes nach Beendigung der Erkundungs- oder Gewinnungstätigkeiten muss nach § 53 BBergG ein „Betriebsplan für die Einstellung des Betriebes“ erstellt und genehmigt werden. Der Abschlussbetriebsplan beinhaltet alle Maßnahmen für den Rückbau des Bohrplatzes. Das Rekultivierungskonzept, auf dem der Abschlussbetriebsplan basiert, orientiert sich an der Art der Nachnutzung. Es gibt grundsätzlich folgende Arten der Wiedernutzbarmachung:

- Landwirtschaftliche Rekultivierung
- Forstwirtschaftliche Rekultivierung
- Nutzung der entstehenden Gewässer
- Nutzung als Gewerbe oder Siedlungsfläche
- Erholungsnutzung

Wie bereits im Abschnitt zu Phase B2 erläutert, sind dieser Phase die Transportaktivitäten im Rahmen der Rückbau- und die Rekultivierungsmaßnahmen zuzuordnen. D.h., dass in dieser Phase mit einem geschätzten Fahraufkommen von 80 Lkw-Transporten pro Bohrplatz gerechnet werden kann. Diese Fahrten sind bereits in den zuvor aufgeführten Transportmodellen (Phase A bis Phase B2) enthalten.

Zusätzlich sind für diese Phase die planmäßig in den Untergrund eingebrachten Zemente sowie Schutzflüssigkeiten bei Verschluss der Bohrungen zu zementieren. Diese Daten sind bereits im Rahmen der Beschreibung der Verrohrungsschemata und der Zementation für die einzelnen Bohrungen aufgeführt worden.

6.9.5 Lebenszyklusbetrachtung

Auf Grundlage der dargestellten Modelle kann eine Abschätzung der kumulierten Vorgänge für beide Szenarien erfolgen.

In den folgenden Seiten sind die Kennzahlen für die betrachteten Elemente der Szenarien aufgeführt. Diese Kennzahlen bilden eine Grundlage für die Abschätzung der Umwelteinwirkungen und Risiken.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass Szenario B in Bezug auf einige der getroffenen Annahmen – insbesondere: Wasserversorgung in Phase B2 ausschließlich per Lkw – ein worst-case-Szenario darstellt, dessen Realisierung aus unserer Sicht nicht wahrscheinlich erscheint.

Insofern sind nicht die angegebenen Werte als solche das Ziel der Betrachtung, sondern vielmehr deren Größenordnung und Veränderung im Verlauf des Lebenszyklus eines Betriebes.

Dass die Werte mit einer teilweise hohen Zahl an signifikanten Stellen aufgeführt werden, soll der Nachvollziehbarkeit dienen, nicht eine nicht vorhandene Genauigkeit implizieren.

Die beiden Szenarien sind für die in diesem Gutachten angestrebte Betrachtung hiermit hinreichend genau definiert. Die Modellierung der zeitlichen Abläufe und der damit zusammenhängenden Veränderung der aufgeführten Größe wird in den folgenden Kapiteln 8 und 9 themenspezifisch durchgeführt.

Szenario A

Tab. 6.44: Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen

	Schiefergas		Flözgas	Summe
	Cluster	Multilateral		
Anzahl Bohrplätze	Phase A	60	112	172
	Phase B1	40	74	114
	Phase B2			
	Phase C	50	186	286
	Phase D			
	Summe (Phase A-D)	200	372	572
Anzahl Bohrungen (Unter Bohrungen ist hier das aktive Bohren der Bohrungen zu verstehen)	Phase A	60	112	172
	Phase B1	40	74	114
	Phase B2	500 (multilateral)	1.860	2860
	Phase C	0	0	0
	Phase D	0	0	0
	Summe	1.100	2.046	3.146

Szenario A

Tab. 6.44: Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)

	Schiefergas		Flözgas	Summe
	Cluster	Multilateral		
Fläche Bohrplatz	Phase A	360.000 m ²	Clusterbohrung 672.000 m ²	1.032.000 m ²
	Phase B1	240.000 m ²	740.000 m ²	1.180.000 m ²
	Phase B2	600.000 m ²	2.232.000 m ²	3.332.000
	Phase C			
	Phase D			
Summe (Phase A-D)	1.900.000 m²	3.644.000 m²	5.544.000 m²	
Transportfahrten	Phase A+D	33.900	63.280	97.180
	Phase B1+D	36.000	51.615	87.615
	Phase B2	285.200	416.547	701.747
	Phase C	0	0	0
	Phase D	8.000	14.880	22.880
Summe	363.100	546.322	909.422	

Szenario A

Tab. 6.44: Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen
(Forts.)

	Schiefergas		Flözgas	Summe	
	Cluster	Multilateral			
Wasserbedarf, Bohrvorgänge etc. ohne Fracking	Phase A	25.200 m ³ - 34.200 m ³	Clusterbohrung	63.280 m ³ - 84.600 m ³	
	Phase B1	16.800 m ³ - 22.800 m ³		41.960 m ³ - 56.100 m ³	
	Phase B2	210.000 m ³ - 285.000 m ³	180.000 m ³ - 240.000 m ³		1.022.400 m ³ - 1.362.000 m ³
	Phase C	0	0	0	
	Phase D	33.600 m ³ - 39.600 m ³	54.000 m ³ - 63.500 m ³	43.806 m ³ - 83.440 m ³	131.406 m ³ - 186.540 m ³
	Summe (Phase A-D)		739.446 m³ - 1.004.140 m³	1.259.046 m³ - 1.689.240 m³	
Schutzflüssigkeiten	Phase A	1.440 m ³ - 2.220 m ³	2.352 m ³ - 3.808 m ³	3.792 m ³ - 6.028 m ³	
	Phase B1	960 m ³ - 1.480 m ³	1.554 m ³ - 2.516 m ³	2.514 m ³ - 3.996 m ³	
	Phase B2	12.000 m ³ - 18.500 m ³	7.250 m ³ - 13.250 m ³	39.060 m ³ - 63.240 m ³	58.310 m ³ - 94.990 m ³
	Phase C	0	0	0	
	Phase D	0 m ³ - 22.200 m ³	0 m ³ - 17.750 m ³	0 m ³ - 22.506 m ³	0 m ³ - 62.456 m ³
	Summe		42.966 m³ - 92.070 m³	64.616 m³ - 167.470 m³	

Szenario A

Tab. 6.44: Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen
(Forts.)

	Schiefergas		Flözgas	Summe
	Cluster	Multilateral		
Zement			Clusterbohrung	
	Phase A	3.900 m ³ - 4.740 m ³	5.488 m ³ - 6.944 m ³	9.388 m ³ - 11.684 m ³
	Phase B1	2.600 m ³ - 3.160 m ³	3.626 m ³ - 4.588 m ³	6.226 m ³ - 7.748 m ³
	Phase B2	32.500 m ³ - 39.500 m ³	27.250 m ³ - 33.750 m ³	150.890 m ³ - 188.570 m ³
	Phase C	0	0	0
Phase D	9.000 m ³ - 33.000 m ³	15.500 m ³ - 53.000 m ³	16.688 m ³ - 68.838 m ³	41.188 m ³ - 154.838 m ³
	90.750 m³ - 167.150 m³		116.942 m³ - 195.690 m³	207.692 m³ - 362.840 m³
Cuttings	Phase A	8.520 m ³	12.544 m ³	21.064 m ³
	Phase B1	5.680 m ³	8.288 m ³	13.968 m ³
	Phase B2	71.000 m ³	60.000 m ³	339.320 m ³
	Phase C	0	0	0
	Phase D	0	0	0
	145.200 m³		229.152 m³	374.352 m³

Szenario A

Tab. 6.44: Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.).

	Schiefergas		Flözgas (50% gefrac) Clusterbohrung	Summe
	Cluster	Multilateral		
Phase A	-	-	-	-
Phase B1	88.000 m ³	-	44.400 m ³	132.400 m ³
Phase B2	22.000.000 m ³	-	5.580.000 m ³	27.580.000 m ³
Phase C	0	0	0	0
Phase D	0	0	0	0
Summe (Phase A-D)	22.088.000 m³	-	5.624.400 m³	27.712.400 m³
Phase A	-	-	-	-
Phase B1	1.796 m ³	-	906 m ³	2.702 m ³
Phase B2	449.000 m ³	-	113.878 m ³	562.878 m ³
Phase C	0	0	0	0
Phase D	0	0	0	0
Summe	450.796 m³	-	114.784 m³	565.580 m³

Wasserbedarf, Frac				
Zugesetzte Additive (2% von gesamt Fluid)				

Szenario A

Tab. 6.44: Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen
(Forts.)

	Schiefergas		Flözgas (50% gefract)		Summe	
	Min. (5%)	Max. (80%)	Min. (15%)	Max. (61%)	Min.	Max.
Phase A	-	-	-	-	-	-
Phase B1	4.490 m ³ (5%)	71.837 m ³ (80%)	6.796 m ³ (15%)	27.637 m ³ (61%)	11.286 m ³	99.474 m ³
Phase B2	1.122.500 m ³	17.959.200 m ³	854.082 m ³	3.473.266 m ³	1.976.582 m ³	21.431.466 m ³
Phase C	-	-	-	-	-	-
Phase D	-	-	-	-	-	-
Summe (Phase A-D)	1.126.990 m³	18.031.037 m³	860.878 m³	3.500.903 m³	1.987.868 m³	21.531.940 m³
Phase A	-	-	-	-	-	-
Phase B1	-	-	-	-	-	-
Phase B2	800.000 m ³	-	7.767.360 m ³	-	-	8.567.360 m ³
Phase C	296.400 m ³	2.964.000 m ³	2.014.938 m ³	20.149.380 m ³	2.311.338 m ³	23.113.380 m ³
Phase D	0	0	0	0	0	0
Summe	1.096.400 m³	3.764.000 m³	9.782.298 m³	27.916.740 m³	10.878.698 m³	31.680.740 m³

Szenario B

Tab. 6.45: Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen

		Schiefergas		Flözgas	Summe
		Cluster	Multilateral		
Anzahl Bohrplätze	Phase A	60		112	172
	Phase B1	40		74	114
	Phase B2				
	Phase C	50	50	186	286
	Phase D				
	Summe (Phase A-D)	200		372	572
Anzahl Bohrungen (Unter Bohrungen ist hier das aktive Bohren der Bohrungen zu verstehen)	Phase A	60		112	172
	Phase B1	40		74	114
	Phase B2		500 (multilateral)	1.860	2.860
	Phase C	0	0	0	0
	Phase D	0	0	0	0
	Summe	1.100		2.046	3.146

Szenario B

Tab. 6.45: Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)

	Schiefergas		Flözgas	Summe
	Cluster	Multilateral		
Fläche Bohrplatz	Phase A	360.000 m ²	Clusterbohrung 672.000 m ²	1.032.000 m ²
	Phase B1	240.000 m ²	740.000 m ²	1.180.000 m ²
	Phase B2	600.000 m ²	2.232.000 m ²	3.332.000
	Phase C			
	Phase D			
Summe (Phase A-D)	1.900.000 m²	3.644.000 m²	5.544.000 m²	
Transportfahrten	Phase A+D	33.900	63.280	97.180
	Phase B1+D	40.320	64.380	104.700
	Phase B2	1.759.900	1.219.602	2.979.502
	Phase C	439.975	304.901	744.876
	Phase D	8.000	14.880	22.880
Summe	2.282.095	1.667.043	3.949.138	

Szenario B

Tab. 6.45: Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen
(Forts.)

	Schiefergas		Flözgas	Summe
	Cluster	Multilateral		
Wasserbedarf, Bohrvorgänge etc. ohne Fracking	Phase A	25.200 m ³ - 34.200 m ³	Clusterbohrung 38.080 m ³ - 50.400 m ³	63.280 m ³ - 84.600 m ³
	Phase B1	16.800 m ³ - 22.800 m ³	25.160 m ³ - 33.300 m ³	41.960 m ³ - 56.100 m ³
	Phase B2	210.000 m ³ - 285.000 m ³	180.000 m ³ - 240.000 m ³	632.400 m ³ - 837.000 m ³
	Phase C	0	0	0
	Phase D	33.600 m ³ - 39.600 m ³	54.000 m ³ - 63.500 m ³	43.806 m ³ - 83.440 m ³
Summe (Phase A-D)	519.600 m³ - 685.100 m³		739.446 m³ - 1.004.140 m³	1.259.046 m³ - 1.689.240 m³
Schutzflüssigkeiten	Phase A	1.440 m ³ - 2.220 m ³	2.352 m ³ - 3.808 m ³	3.792 m ³ - 6.028 m ³
	Phase B1	960 m ³ - 1.480 m ³	1.554 m ³ - 2.516 m ³	2.514 m ³ - 3.996 m ³
	Phase B2	12.000 m ³ - 18.500 m ³	7.250 m ³ - 13.250 m ³	39.060 m ³ - 63.240 m ³
	Phase C	0	0	0
	Phase D	0 m ³ - 22.200 m ³	0 m ³ - 17.750 m ³	0 m ³ - 22.506 m ³
Summe	21.650 m³ - 75.400 m³		42.966 m³ - 92.070 m³	64.616 m³ - 167.470 m³

Szenario B

Tab. 6.45: Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen
(Forts.)

	Schiefergas		Flözgas	Summe	
	Cluster	Multilateral			
Zement	Phase A	3.900 m ³ - 4.740 m ³	Clusterbohrung	9.388 m ³ - 11.684 m ³	
	Phase B1	2.600 m ³ - 3.160 m ³		6.226 m ³ - 7.748 m ³	
	Phase B2	32.500 m ³ - 39.500 m ³	27.250 m ³ - 33.750 m ³	91.140 m ³ - 115.320 m ³	150.890 m ³ - 188.570 m ³
	Phase C	0	0	0	0
	Phase D	9.000 m ³ - 33.000 m ³	15.500 m ³ - 53.000 m ³	16.688 m ³ - 68.838 m ³	41.188 m ³ - 154.838 m ³
	Summe (Phase A-D)			207.692 m³ - 362.840 m³	
Cuttings	Phase A	8.520 m ³	12.544 m ³	21.064 m ³	
	Phase B1	5.680 m ³	8.288 m ³	13.968 m ³	
	Phase B2	71.000 m ³	60.000 m ³	208.320 m ³	339.320 m ³
	Phase C	0	0	0	0
	Phase D	0	0	0	0
	Summe (Phase A-D)		229.152 m³	374.352 m³	

Szenario B

Tab. 6.45: Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)

	Schiefergas		Flözgas (50% gefrac)	Summe
	Cluster	Multilateral		
Phase A	-	-	-	-
Phase B1	88.000 m ³	-	88.800 m ³	176.800 m ³
Phase B2	22.000.000 m ³	-	11.160.000 m ³	33.160.000 m ³
Phase C	5.500.000 m ³	-	2.790.000 m ³	8.290.000 m ³
Phase D	0	0	0	0
Summe (Phase A-D)	27.588.000 m³	-	14.038.800 m³	41.626.800 m³
Phase A	-	-	-	-
Phase B1	1.796 m ³	-	1.812 m ³	3.608 m ³
Phase B2	449.000 m ³	-	227.755 m ³	676.755 m ³
Phase C	112.245 m ³	-	56.939 m ³	169.184 m ³
Phase D	0	0	0	0
Summe	563.041 m³	-	286.506 m³	849.547 m³
Wasserbedarf, Frac				
Zugesetzte Additive (2% von gesamt Fluid)				

Szenario B

Tab. 6.45: Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)

	Schiefergas		Flözgas		Summe	
	Min. (5%)	Max. (80%)	Min (15%)	Max. (61%)	Min.	Max.
Phase A	-	-	-	-	-	-
Phase B1	4.490 m ³	71.837 m ³	13.592 m ³	55.273 m ³	18.082 m ³	127.110 m ³
Phase B2	1.122.450 m ³	17.959.200 m ³	1.708.163 m ³	6.946.531 m ³	2.830.613 m ³	24.905.731 m ³
Phase C	280.612 m ³	4.489.796 m ³	427.041 m ³	1.736.633 m ³	707.653 m ³	6.226.429 m ³
Phase D	-	-	-	-	-	-
Summe (Phase A-D)	1.407.552 m³	22.520.833 m³	2.148.796 m³	8.738.437 m³	3.556.348 m³	31.259.270 m³
Phase A	-	-	-	-	-	-
Phase B1	-	-	-	-	-	-
Phase B2	800.000 m ³	-	7.767.360 m ³	-	8.567.360 m ³	-
Phase C	296.400 m ³	2.964.000 m ³	2.014.938 m ³	20.149.380 m ³	2.311.338 m ³	23.113.380 m ³
Phase D	0	0	0	0	0	0
Summe	1.096.400 m³	3.764.000 m³	9.782.298 m³	27.916.740 m³	10.878.698 m³	31.680.740 m³

Flowback (Anteil an Wasserbedarf, Frac +
Zugesetzte Additive)

Lagerstättenwasser

6.9.5.1 Lebenszyklusbetrachtung – Beispiel: Zeitliche Flächeninanspruchnahme

Mit Hilfe der in Tabelle 6.44 und Tabelle 6.45 angegebenen Werte können zeitlich aufgelöste Analysen durchgeführt werden, die es in Bezug auf die in Kapitel 8 und Kapitel 9 durchzuführenden Umwelt- und Risikoanalysen ermöglichen, das zeitliche Ausmaß und den Umfang der Einwirkungen gezielter zuzuordnen.

In Bezug auf die zeitliche Flächeninanspruchnahme ergibt sich beispielsweise der in Abbildung 6.89 dargestellte Verlauf.

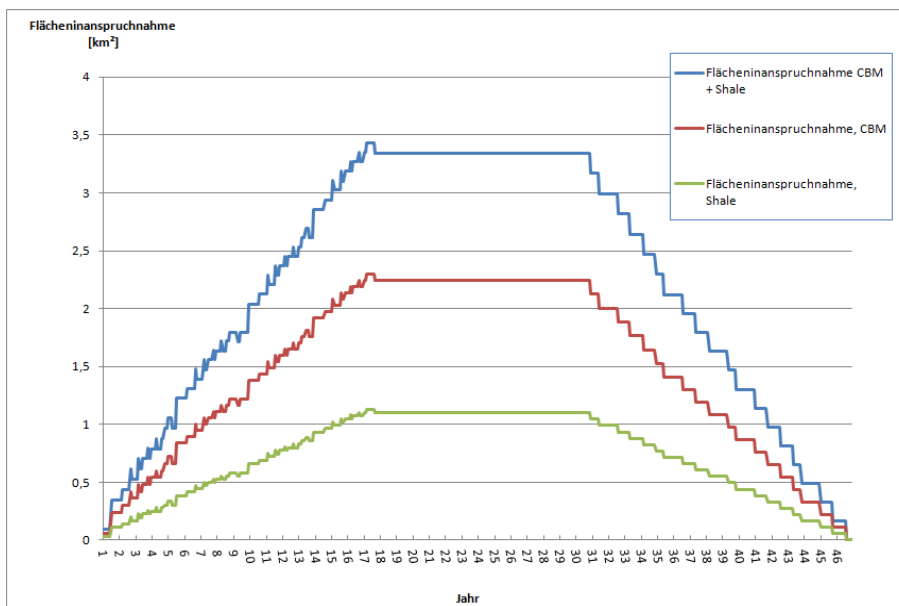


Abb. 6.89: Zeitlicher Verlauf der Flächeninanspruchnahme durch Bohrlochbergbaubetriebe im 10 %-Flächenszenario A und B

Aus der Abbildung ist zu entnehmen, dass gleichzeitig maximal zwischen 3 und 3,5 km² Fläche durch die Betriebe in Anspruch genommen werden. D.h. die zeitliche Flächeninanspruchnahme liegt bei etwa 62 % der absoluten Flächeninanspruchnahme von rund 5,6 km² wie in Tabelle 6.44 und Tabelle 6.45 dargestellt.

Die tatsächlichen Verläufe und Werte zu den einzelnen Zeitpunkten werden von der Anzahl verfügbarer und eingesetzter Bohrerüste abhängen sowie von den Investitionsplanungen der Unternehmen. Insofern kann und wird die Entwicklung in der Realität in Bezug auf die angegebenen Werte abweichen. Es ist jedoch an diesem Szenario bereits abzulesen, dass

1. die zeitliche Flächeninanspruchnahme durch die Bohrplätze immer unterhalb der absoluten liegen wird. Für den hier modellierten Fall bedeutet dies, dass im Laufe der 48 Jahre, in denen die Aufsuchungs- und Fördertätigkeiten stattfinden werden, insgesamt ca. 5,6 km² Fläche durch die Bohrplätze in Anspruch genommen werden, aber die maximale Fläche, die beispielsweise im Zeitraum von Jahr 18 bis Jahr 32 in Anspruch genommen wird, zwischen 3 und 3,5 km² betragen wird, also bei ca. 62 % der absoluten Flächeninanspruchnahme liegt;
2. die kumulierten Tätigkeiten bereits bei diesem 10 %-Flächenszenario einen Zeitraum von fast 50 Jahren umfassen, insofern hier lange Planungshorizonte in Bezug auf die regionalen Flächennutzungspläne anzusetzen sind. Da die Szenarien von einer kontinuierlichen Entwicklung der Lagerstätten ausgehen, müssen wahrscheinlich weitaus längere Zeiträume in Betracht gezogen werden;
3. in Bezug auf die in diesen Szenarien erschlossene Fläche von rund 1.800 km² die maximale gleichzeitige Flächeninanspruchnahme durch Bohrplätze mit rund 3,5 km² ca. 0,2 % der Gesamtfläche über Tage ausmachen wird.

Des Weiteren muss jedoch ebenfalls die zeitliche Flächeninanspruchnahme durch die für die Erschließung und Förderung benötigte Infrastruktur betrachtet werden.

Hierzu zählen beispielsweise die Straßen zur Versorgung der Bohrung mit benötigten Anlagenkomponenten sowie Betriebsstoffen, die für den Transport des geförderten Erdgases benötigten Pipelines bis zu den zentralen Aufbereitungsanlagen sowie die Entsorgungspipelines für den Flowback und das Lagerstättenwasser. Diese Strukturen folgen in Bezug auf den Verlauf ihrer zeitlichen Flächeninanspruchnahme natürlich der zeitlichen Flächeninanspruchnahme der Bohrplätze.

Die mittlere Straßendichte in NRW beträgt derzeit ca. 2 km/km² (MBWSV 2012). Mit Hilfe dieses statistischen Wertes wird für die nachfolgenden Berechnungen angenommen, dass im Mittel 500 m Zufahrtsstraße zu einem Bohrplatz neu gebaut werden müssen (siehe Abb. 6.90).

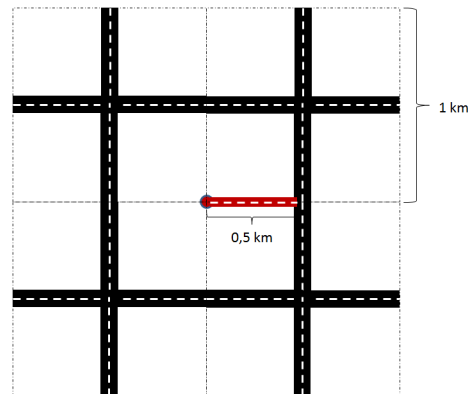


Abb. 6.90: Prinzipskizze zur Darstellung der für die Berechnungen angenommenen Zufahrtsstraßenlänge zu einem Bohrplatz (in rot dargestellt).

Wie bereits dargestellt beträgt die Zufahrtsstraßenbreite 5,5 m, so dass sich für die insgesamt 572 Bohrplätze ein zusätzlicher absoluter Flächenbedarf von rund 1,6 km² ergibt (siehe Tab. 6.46).

Tab. 6.46: Ermittlung der zusätzlichen Flächeninanspruchnahme durch Zufahrtsstraßen

	Schiefergas	Flözgas	Summe
Anzahl Betriebe	200	372	572
Mittelwert Abstand zu nächster Straße [m]	500,0		-
Zufahrtsstraßenbreite [m]	5,5		-
Fläche Zufahrtsstraße, pro Betrieb [m ²]	2.750	2.750	-
Für alle Betriebe, gerundet [km²]	0,55	1,02	1,57

Betrachtet man in Bezug auf die langfristigen Auswirkungen nur die Anzahl an Bohrplätzen, die Phase C (Gewinnung) und somit eine Betriebszeit von insgesamt 30 Jahren erreichen, ergeben sich für die 286 Betriebe entsprechend die in Tabelle 6.47 dargestellten Werte.

Tab. 6.47: Flächeninanspruchnahme durch Straßen für Phasen B2 und C

	Schiefergas	Flözgas	Summe
Anzahl Betriebe	100	186	286
Mittelwert Abstand zu nächster Straße [m]	500,0		-
Zufahrtsstraßenbreite [m]	5,5		-
Fläche Zufahrtsstraße, pro Betrieb [m ²]	2.750	2.750	-
Für alle Betriebe, gerundet [km²]	0,28	0,51	0,79

Wie aus Tabelle 6.47 zu entnehmen ist, entspricht der zusätzliche Flächenbedarf für Zu- und Abfahrtsstraßen mit Werten von 0,28 km² (Schiefergas) und 0,51 km² (Kohleflözgas) für alle Förderbohrplätze einer Erhöhung des Gesamtflächenbedarfs von 5,6 km² um ca. 14 % auf rund 6,4 km² Gesamtflächenbedarf. Wie bereits in Bezug auf die zeitliche Flächeninanspruchnahme der Bohrplätze erläutert, ist der maximale *zeitliche* Flächeninanspruchnahmewert mit 62 % der Gesamtflächeninanspruchnahme anzusetzen, so dass sich für die maxi-

male zeitliche Flächeninanspruchnahme der Bohrplätze einschließlich der Zu- und Abfahrtsstraßen ein Wert von 4 km² ergibt.

Die Rechnungen für die Flächeninanspruchnahme durch *Rohrleitungen zum Transport* des Erdgases zu zentralen Aufbereitungsanlagen sowie für die Entsorgung des Backflows/Lagerstättenwassers weisen im Vergleich hierzu ungleich höhere Werte auf (siehe Tab. 6.48 und Tab. 6.49).

Tab. 6.48: Flächeninanspruchnahme durch Erdgasrohrleitungen Phasen B2 und C

	Schiefergas	Kohleflözgas
Anzahl Betriebe	100	186
Mittlere Rohrleitungslänge Erdgas (je 9 Bohrlochbetriebe 1 Aufbereitungsanlage) [km]	26	18
Schutzstreifen (DN 610 ⁵⁴) mit eingeschränkter Nutzung [m]	10	
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Erdgas-Rohrleitungen pro Betrieb [km ²]	0,26	0,18
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Erdgas-Rohrleitungen für alle Betriebe [km²]	26	34

Tab. 6.49: Flächeninanspruchnahme durch Fluidentsorgungsleitungen Phasen B2 und C

	Schiefergas	Kohleflözgas
Anzahl Betriebe	100	186
Mittlere Rohrleitungslänge Backflow (je 9 Bohrlochbetriebe 1 Sammelanlage) [km]	26	18
Schutzstreifen (DN 273 ⁵⁵) mit eingeschränkter Nutzung [m]	6	
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Backflow-Rohrleitungen pro Betrieb [km ²]	0,157	0,110
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Backflow-Rohrleitungen für alle Betriebe [km²]	16	20

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die in Rechnung gestellten Schutzstreifen Flächen mit eingeschränkter Nutzung sind, also nicht jegliche andere Nutzung ausschließen. Die Einbautiefen der Rohrleitungen liegen zwischen 0,8 – 1,6 m, so dass eine Nutzung der darüber liegenden Fläche eingeschränkt möglich ist. Diese ist bei Privatnutzungen (bspw. Landwirtschaft, sonstige private Nutzung: Gärten) mit den zuständigen Gasversorgern/Netzgesellschaften abzustimmen und muss von diesen erlaubt werden. Grundlage für den Ein-

⁵⁴ Die Rohrleitungsmaße wurden entsprechend den Werten, die in den Gutachten des ExxonMobil-Dialogprozesses angesetzt wurden, gewählt. (Uth 2012)

⁵⁵ Siehe vorherige Fußnote.

bau und den Schutz solcher Rohrleitungen sind die DVGW Merkblätter und Technischen Regeln.

Unabhängig hiervon ist zunächst jedoch bei diesen Betrachtungen die eingeschränkte Nutzung als Flächeninanspruchnahme zu werten. Insofern sind für die hier betrachteten 10 %-Flächenszenarien zur Gesamtflächeninanspruchnahme durch Bohrplätze und Straßen von 6,4 km² zusätzlich 60 km² für die Erdgasrohrleitungen anzusetzen und 36 km² für Backflow/Lagerstättenwasserentsorgungsrohrleitungen hinzu zu addieren.

Eine Reduktion dieser Flächen mit zeitlich eingeschränkter Nutzungsmöglichkeit kann dadurch erreicht werden, dass angenommen wird, dass das Erdgas und der Backflow/das Lagerstättenwasser jeweils an die gleiche zentrale Sammelstelle geführt werden. In diesem Fall können beide Rohrleitungen nebeneinander verlegt werden (Abstand bspw. 1 m) und parallel geführt werden. Der Schutzstreifen würde sich gem. § 50 Abs. 3, S. 3 BVOT NRW in diesem Fall um den Abstand der beiden Rohrleitungen verbreitern (gemessen am Schutzstreifen für die Erdgasrohrleitung von 10 m). (siehe Tab. 6.50).

Tab. 6.50: Alternativer Fall, in dem Erdgas- und Backflow-Rohrleitung parallel zum selben Sammelplatz geführt werden

	Schiefergas	Kohleflözgas
Mittlere Rohrleitungslänge Erdgas (je 9 Bohrlochbetriebe 1 Aufbereitungsanlage) [km]	26	18
Schutzstreifen (DN 610 ⁵⁶) mit eingeschränkter Nutzung [m]	10	
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Erdgas-Rohrleitungen pro Betrieb [km ²]	0,26	0,18
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Erdgas-Rohrleitungen für alle Betriebe [km²]	26	34
<hr/>		
Mittlere Rohrleitungslänge Backflow (je 9 Bohrlochbetriebe 1 Sammelanlage) [km]	26	18
Schutzstreifen (DN 273 ⁵⁷) mit eingeschränkter Nutzung [m]	Rohrleitung in 1 m Abstand parallel zu Erdgasleitung	
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Backflow-Rohrleitungen pro Betrieb [km ²]	0,026	0,018
Flächeninanspruchnahme (eingeschränkte Nutzung) durch Backflow-Rohrleitungen für alle Betriebe [km²]	2,6	3,3

⁵⁶ Die Rohrleitungsmaße wurden entsprechend den Werten, die in den Gutachten des ExxonMobil-Dialogprozesses angesetzt wurden, gewählt, da keine anderen Betreiberdaten vorlagen. (Uth 2012)

⁵⁷ Siehe vorherige Fußnote.

Für diese Alternative ergibt sich somit ein Gesamtflächenbedarf von rund 66 km² für beide Rohrleitungen. In Bezug auf die maximale zeitliche Flächeninanspruchnahme gilt analog zur bisherigen Vorgehensweise, dass 62 % der Gesamtflächeninanspruchnahme, also ca. 41 km² anzusetzen sind.

Die vorgenannten Ergebnisse sind in Tabelle 6.51 und Tabelle 6.52 nochmals zusammenfassend dargestellt.

Tab. 6.51: Zusammenfassung der Gesamtflächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe).

	Schiefergas	Flözgas	Summe
Bohrplätze [km ²]	1,9	3,64	5,54
Straßen [km ²]	0,55	1,02	1,57
Gas-+Fluidrohrleitungen [km ²]	28,6 - 42	37,3 - 54	65,9 - 96
Gesamt [km²]	31,1 - 44,5	42 - 58,7	73 - 103,1

Tab. 6.52: Zusammenfassung der maximalen gleichzeitigen Flächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe).

	Schiefergas	Flözgas	Summe
Bohrplätze [km ²]	1,13	2,30	3,43
Straßen [km ²]	0,33	0,64	0,97
Gas-+Fluidrohrleitungen [km ²]	17 - 24,98	22,18 - 32,12	39,19 - 57,09
Gesamt [km²]	18,5 - 26,44	25,12 - 35,06	43,59 - 61,49

6.9.5.2 Lebenszyklusbetrachtung – Beispiel: Verkehrsaufkommen, Szenarien A und B

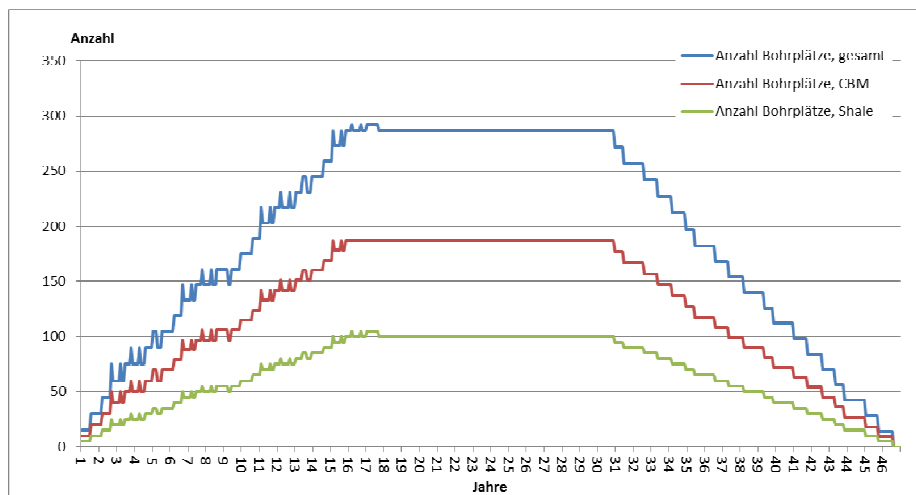


Abb. 6.91: Zeitlicher Verlauf der gleichzeitig bestehenden Bohrplätze im 10 %-Flächenszenario

Die Anzahl an gleichzeitig betriebenen Bohrplätzen ist in Bezug auf ihren zeitlichen Verlauf in Abbildung 6.91 dargestellt. Die Ähnlichkeit des Verlaufs zur Darstellung der zeitlichen Flächeninanspruchnahme ist offenkundig und nachvollziehbar. Maximal werden 286 Bohrplätze gleichzeitig in Betrieb sein, also 50 % der insgesamt in den 10 %-Flächenszenarien angenommenen 572 Bohrplätze.

Im Zusammenhang mit den zu erwartenden Transportvorgängen kann ebenfalls eine zeitlich aufgelöste Untersuchung erfolgen.

Wie in Abbildung 6.92 dargestellt, finden die meisten Fahrten in Szenario A während der Aufbau- und Ausbauphase in den ersten 18 Jahren statt. In Szenario B (siehe Abb. 6.93) ist ein sehr hohes Verkehrsaufkommen (im Vergleich zu Szenario A) zwar ebenfalls in den ersten 18 Jahren zu besorgen, jedoch führt die Kombination der angenommenen Nachstimulationen in 25 % der Bohrungen und der Anlieferung des benötigten Wassers per Lkw zu Spitzen bis zum Szenariojahr 31. Die Absolutwerte dieser Spitzen für das Szenario B sind teilweise um ein Vielfaches höher als die im Szenario A.

Von den in Tabelle 6.44 aufgeführten 883.978 Fahrten in Szenario A sind rund 97 % in diesem ersten Zeitraum von 18 Jahren angesiedelt. Die für den Rückbau ab Jahr 31 zu erwartenden Transportvorgänge machen mit ca. 3 % nur einen geringen Bruchteil der Gesamtzahl aus.

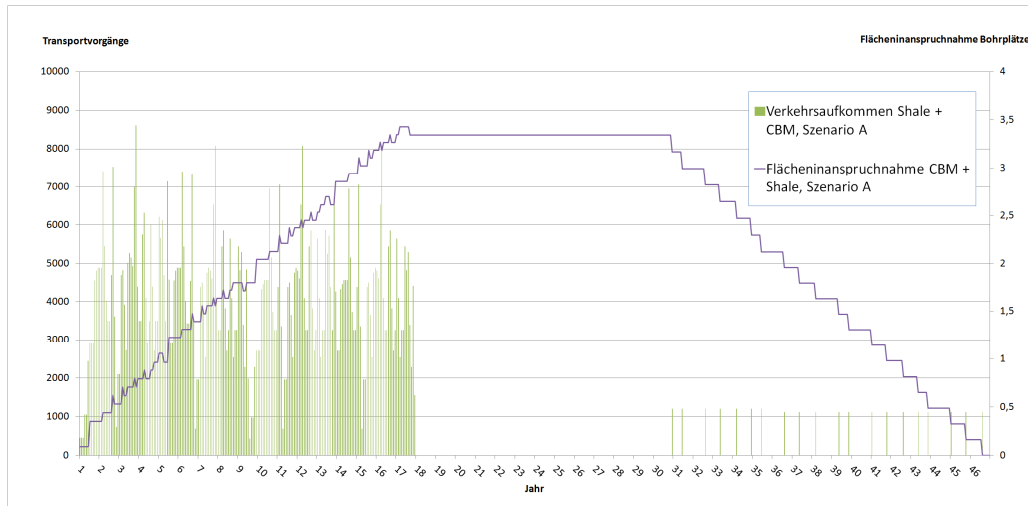


Abb. 6.92: Verkehrsaufkommen in Szenario A

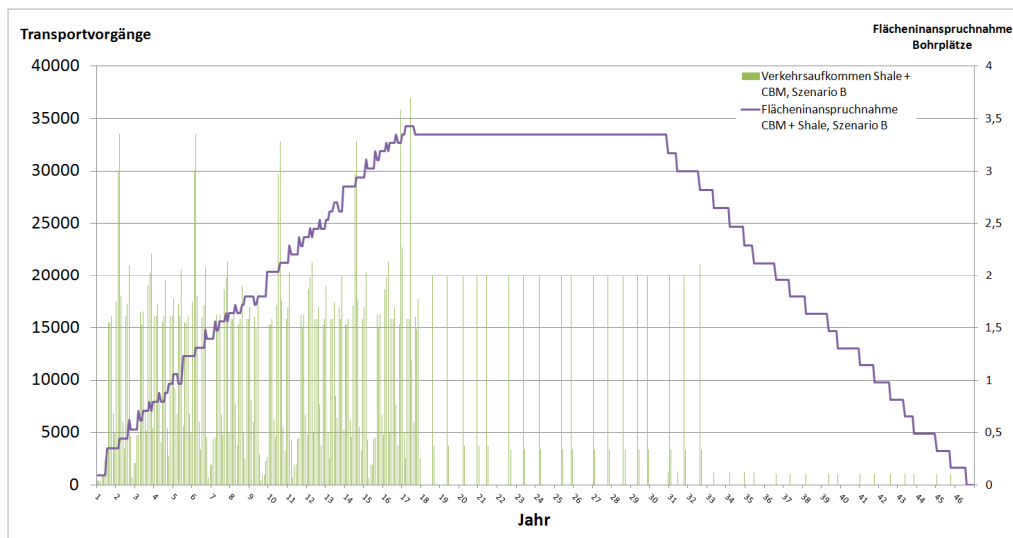


Abb. 6.93: Verkehrsaufkommen in Szenario B

6.9.5.3 Lebenszyklusbetrachtung – Beispiel: Verkehrsaufkommen, Einzelstandortanalyse

6.9.5.3.1 Phase A-Betriebe: Erkundungsbohrung ohne Frack

In Tabelle 6.28 wurde bereits das modellierte Verkehrsaufkommen für die **Phase A** (Aufsuchung) dargestellt. Es ist zunächst festzuhalten, dass es in diesem Lebenszyklusabschnitt keine Unterschiede zwischen Schiefergas- und Kohleflözgasaufsuchungsbohrungen und auch nicht zwischen den Szenarien gibt. Im realen Fall werden die angegebenen Werte je nach höherem oder geringerem Bedarf an Material unterschiedlich sein.

In Verbindung mit dem Zeitbedarfsmodell für diese Phase (siehe Abb. 6.94) ist zunächst festzustellen, dass sich die Bautätigkeiten auf ca. 8 Wochen beschränken werden.

Monate	1	2	3	4	5	6
Bau Bohrplatz	■	■				
Errichtung Bohrerüst			■			
Bohrung (2.000 m)				■	■	
Abbau Bohrerüst/Infrastruktur					■	■
Wiederherstellung Fläche						■

Abb. 6.94: Zeitlicher Verlauf einer Aufsuchungsbohrung, die nicht fündig ist. Kein Frack.

In der Bohrphase während der Exploration ist immer wieder mit Unterbrechungen zu rechnen, da in diesem Stadium die Bohrung auch zur Untersuchung des Gebirges dient und somit tageweise immer wieder Bohrstillstände erfolgen werden. Bei nicht fündiger Bohrung schließt sich der Abbau des Bohrerüsts und der Rückbau des Bohrplatzes an.

Gemäß den Angaben des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen (MBWSV 2012) kann von ca. 20 bis 21 Lkw pro Quadratkilometer in NRW ausgegangen werden. Für das Einzugsgebiet eines Schiefergasbetriebes von 9 km² ergibt sich somit eine mittlere Anzahl von ca. 188 Lkw in diesem Gebiet. Um zu ermitteln, wie der Lkw-Verkehr durch die Einrichtung eines Bohrbetriebes ansteigen würde, wird zunächst ein mittleres Lkw-Verkehrsaufkommen in dem Einzugsgebiet angenommen. Hierzu wird folgende Annahme getroffen:

- Jeder Lkw im Einzugsgebiet von 9 km² führt pro Wochentag (Montag bis Samstag) eine Hin- und Rückfahrt durch⁵⁸

Wie in Tabelle 6.53 dargestellt ergibt sich unter diesen Voraussetzungen somit zunächst ein Verkehrsaufkommen von ca. 2.250 Lkw-Fahrten in 9 km² während einer Woche. Dieser Wert wird als Bezugsgröße gewählt, um den zusätzlichen Lkw-Verkehr, der durch die Einrichtung eines Bohrplatzes ausgelöst wird, zu analysieren.

⁵⁸ Diese Annahme erscheint für Lkw, die tendenziell eher unternehmerisch genutzt werden und bei denen somit eine möglichst hohe Auslastung erzielt werden soll, durchaus plausibel und stellt aus unserer Sicht eher eine Mindestzahl anzunehmender Fahrten dar.

Tab. 6.53: Verkehrsaufkommens durch Lkw-Verkehr im Einzugsgebiet (9 km²) ohne Bohrbetrieb

Fläche NRW [km ²]	34.088,00
Lkw und Zugmaschinen NRW	710.324,00
Lkw/Zugmaschinen in NRW pro km ²	20,84
Bohrplatz-Einzugsgebiet [km ²]	9
Mittlere Anzahl Lkw im Einzugsgebiet im Einzugsgebiet ohne Bohrung	188
Angenommene Lkw-Fahrten pro Woche im Einzugsgebiet ohne Bohrung	2.250

Eine mögliche Verteilung der Transportprozesse, die durch die verschiedenen Maßnahmen während des Lebenszyklus eines Phase A-Betriebes ausgelöst werden, ist in Tabelle 6.54 dargestellt. Die hier dargestellte Verteilung von Transportprozessen ist eine konservative Abschätzung, da sämtliche mit einem Prozess auf dem Bohrplatz einhergehenden Transportprozesse kumuliert in einer Woche vor Beginn des entsprechenden Prozesses stattfinden sollen. Es wird, mit Ausnahme der Phase des Baus des Bohrplatzes, also angenommen, dass sämtliches Material auf einmal angeliefert wird und nicht bei Bedarf im Verlauf von mehreren Wochen.

Tab. 6.54: Verteilung der in Tabelle 6.54 modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase A-Betriebes

	Monat	Woche	Hin- und Rückfahrten, Phase A, Szenario A und B	Prozentualer Anstieg durch Bohrplatzverkehr	Minuten bis nächster Lkw
Bau Bohrplatz	1	1	44	2%	98
		2	2	0%	2749
		3	2	0%	2749
		4	2	0%	2749
	2	5	2	0%	2749
		6	2	0%	2749
		7	2	0%	2749
		8	142	6%	31
Errichtung Borgerüst	3	9	0	0%	-
		10	0	0%	-
		11	0	0%	-
		12	150	6%	29
Bohrung	4	13	0	0%	-
		14	0	0%	-
		15	0	0%	-
		16	0	0%	-
	5	17	-	0%	-
		18	0	0%	-
		19	0	0%	-
		20	0	0%	-
Abbau Bohrgerüst	6	21	0	0%	-
		22	0	0%	-
		23	180	7%	24
Rückbau	6	24	40	2%	108

Aus Tabelle 6.54 sind die prozentualen Anstiege des Verkehrsaufkommens bezogen auf die vorausgesetzten 2.250 sonstigen Lkw-Fahrten im Einzugsgebiet des Bohrplatzes dargestellt (siehe auch Abb.

6.95). Ebenfalls kann der Tabelle entnommen werden mit welcher Frequenz Lkw an einem (beliebigen) definierten Fixpunkt innerhalb des Einzugsgebietes vorbeifahren würden, bspw. an den Häusern von Anwohnern entlang der Zufahrtstraßen, die zum Bohrplatz führen. Vorausgesetzt wird hierbei, dass die Fahrten während eines Zeitraums von 12 Stunden pro Tag (Montag – Samstag) stattfinden.

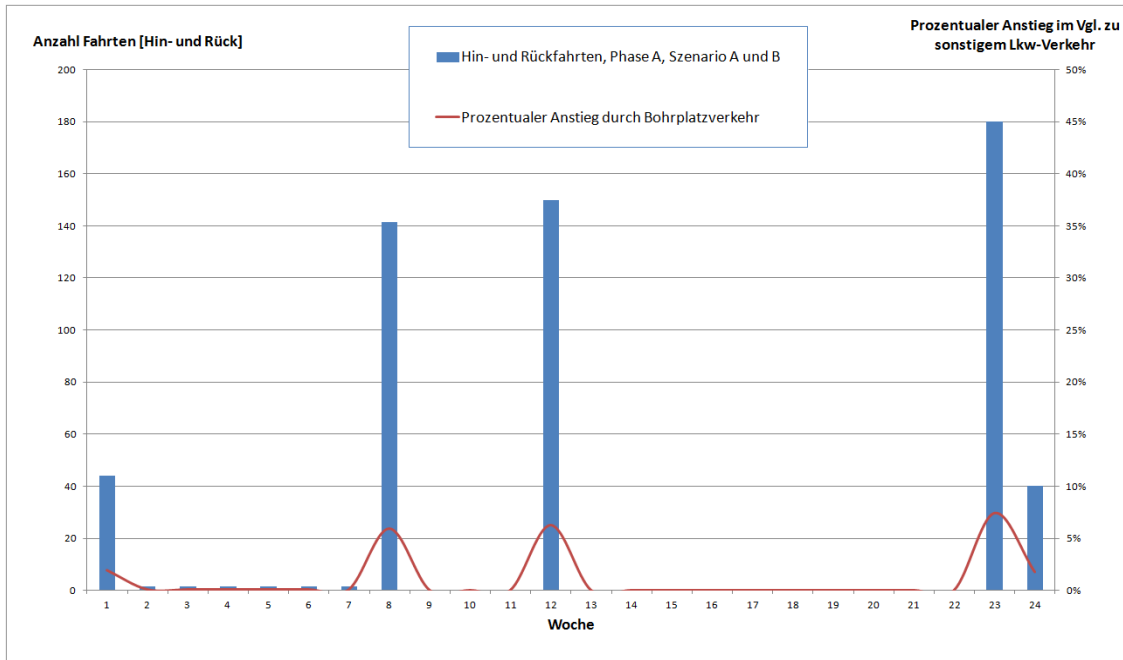


Abb. 6.95: Darstellung der Anzahl an Transportprozessen und ihrer zeitlichen Verteilung, die durch einen Erkundungsbetrieb (Phase A-Betrieb) ausgelöst werden

Analog können diese Analysen für die anderen Betriebstypen durchgeführt werden, wobei für die übrigen Betriebsarten nach betrachtetem Szenario unterschieden werden muss.

6.9.5.3.2 Phase B1-Betriebe, Szenario A (Erkundungsbohrung mit Test-Frack)

Für die **Phase B1** ergeben sich die in Tabelle 6.55 sowie Abbildung 6.96 dargestellten Ergebnisse.

Tab. 6.55: Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B1-Betriebes (Erkundungsbohrung mit Test-Frack, Schiefergas). Szenario A.

	Monat	Woche	Hin- und Rückfahrten, Phase B1, Szenario A	Prozentualer Anstieg durch Bohrplatzverkehr	Minuten bis nächster Lkw
Bau Bohrplatz	1	1	44	2%	98
		2	2	0%	2749
		3	2	0%	2749
		4	2	0%	2749
	2	5	2	0%	2749
		6	2	0%	2749
		7	2	0%	2749
		8	142	6%	31
Errichtung Borgerüst	3	9	0	0%	
		10	0	0%	
		11	0	0%	
		12	150	6%	29
Bohrung	4	13	0	0%	
		14	0	0%	
		15	0	0%	
		16	0	0%	
	5	17	0	0%	
		18	125	5%	35
Untersuchungen + Test-Frack	6	19	0	0%	
		20	0	0%	
Abbau Bohrgerüst	6	21	0	0%	
		22	120	5%	36
	7	23	0	0%	
		24	0	0%	
Rückbau	7	25	0	0%	
		26	190	8%	23
		27	40	2%	108
		28	40	2%	108

Es zeigt sich an diesem Beispiel, dass das Verkehrsaufkommen direkt von den durchgeführten Prozessen auf dem Bohrplatz abhängt und von daher nur sehr ungenau mit über den Gesamtzeitraum gemittelten Werten gerechnet werden kann. Der in einzelnen Wochen erreichte prozentuale Anstieg des Verkehrsaufkommens liegt unwesentlich höher als für Phase A-Betriebe. Es zeigt sich also, dass **Phase B1-Betriebe** nicht höhere (Transportvorgänge pro Woche), sondern häufigere erhöhte Verkehrsaufkommen über die Gesamtbetriebszeit von ca. 7 Monaten im Vergleich zu Phase A-Betrieben auslösen.

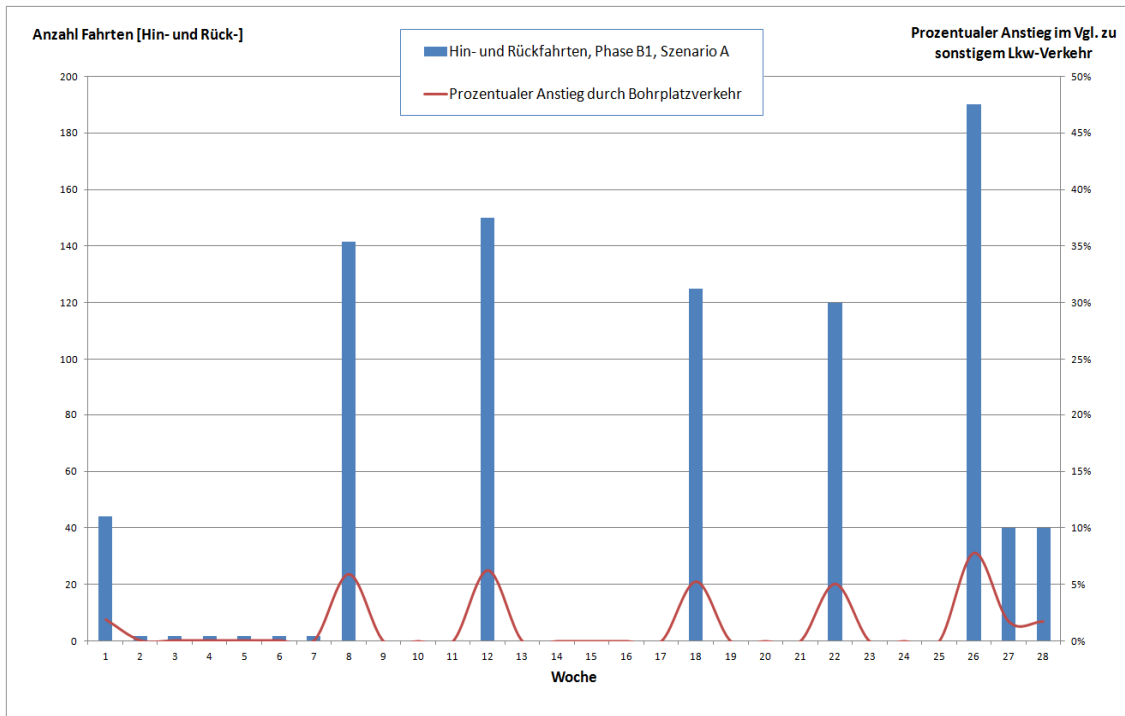


Abb. 6.96: Darstellung der Anzahl an Transportprozessen und ihrer zeitlichen Verteilung, die durch einen Erkundungsbetrieb mit Test-Frack (Phase B1-Betrieb) in Szenario A ausgelöst werden.

6.9.5.3.3 Phase B1-Betriebe, Szenario B (Erkundungsbohrung mit Test-Frack)

In Szenario B sind für Phase B1-Betriebe noch die durch die Anlieferung des Wassers für den Test-Frack per Lkw ausgelösten Transportprozesse zusätzlich zu dem Szenario A-Transportprozessen zu bilanzieren.

Durch die Anlieferung des Wassers, das für die Frack-Prozess benötigt wird, per Lkw, kommt es in diesem Szenario in Woche 18 zu einem zusätzlichen Verkehrsaufkommen von 11 %. D.h., dass ungefähr alle 15 Minuten ein Lkw in dieser einen Woche an einem Fixpunkt entlang der Transportstrecke vorbei fahren würde.

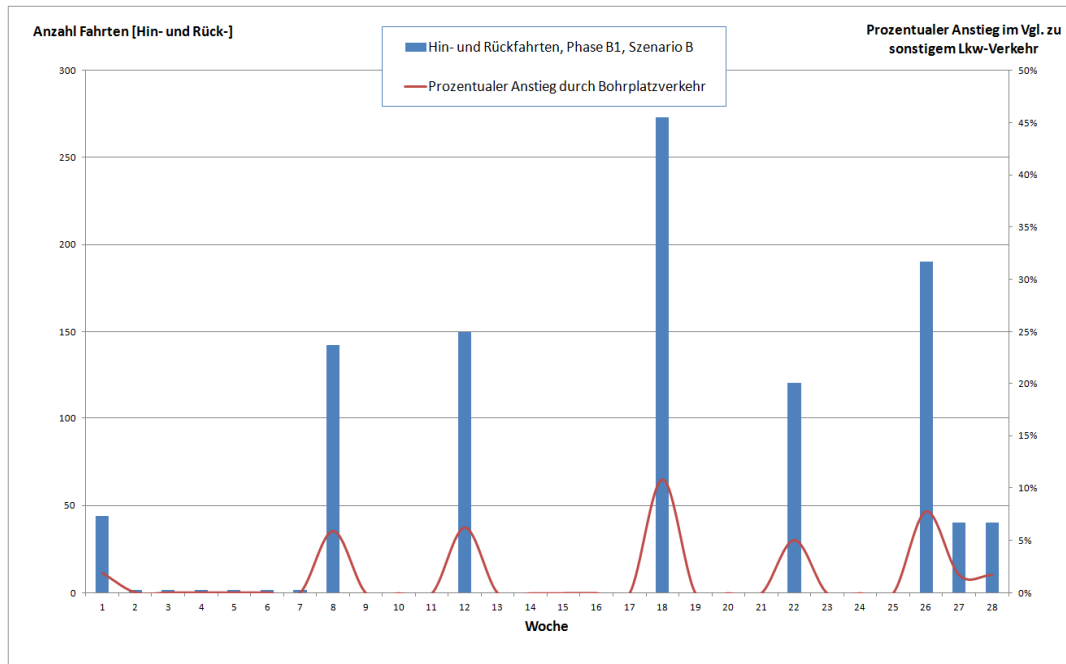


Abb. 6.97: Darstellung der Anzahl an Transportprozessen und ihrer zeitlichen Verteilung, die durch einen Erkundungsbetrieb mit Test-Frack (Phase B1-Betrieb) in Szenario B ausgelöst werden

Tab. 6.56: Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B1-Betriebes (Erkundungsbohrung mit Test-Frack, Schiefergas). Szenario B.

	Monat	Woche	Hin- und Rückfahrten, Phase B1, Szenario B	Prozentualer Anstieg durch Bohrplatzverkehr	Minuten bis nächster Lkw
Bau Bohrplatz	1	1	44	2%	98
		2	2	0%	2749
		3	2	0%	2749
		4	2	0%	2749
	2	5	2	0%	2749
		6	2	0%	2749
		7	2	0%	2749
		8	142	6%	31
Errichtung Borgerüst	3	9	0	0%	
		10	0	0%	
		11	0	0%	
		12	150	6%	29
Bohrung	4	13	0	0%	
		14	0	0%	
		15	0	0%	
		16	0	0%	
	5	17	0	0%	
		18	273	11%	16
		19	0	0%	
		20	0	0%	
Untersuchungen + Test-Frack	6	21	0	0%	
		22	120	5%	36
		23	0	0%	
		24	0	0%	
Abbau Bohrgerüst	7	25	0	0%	
		26	190	8%	23
		27	40	2%	108
		28	40	2%	108

6.9.5.3.4 Phase B2-Betriebe, Szenario A (Förderbohrplatz)

In der **Phase B2** (Bohrlochplatz wird bis zum Produktionsstandort ausgebaut, d.h. bis zum Beginn von Phase C) werden die Unterschiede zwischen Szenario A und B noch deutlicher als für Phase B1-Betriebe. Die Vorgehensweise ist analog zu der schon für die Bilanzierung von Phase A- und Phase B1-Betrieben verwendeten.

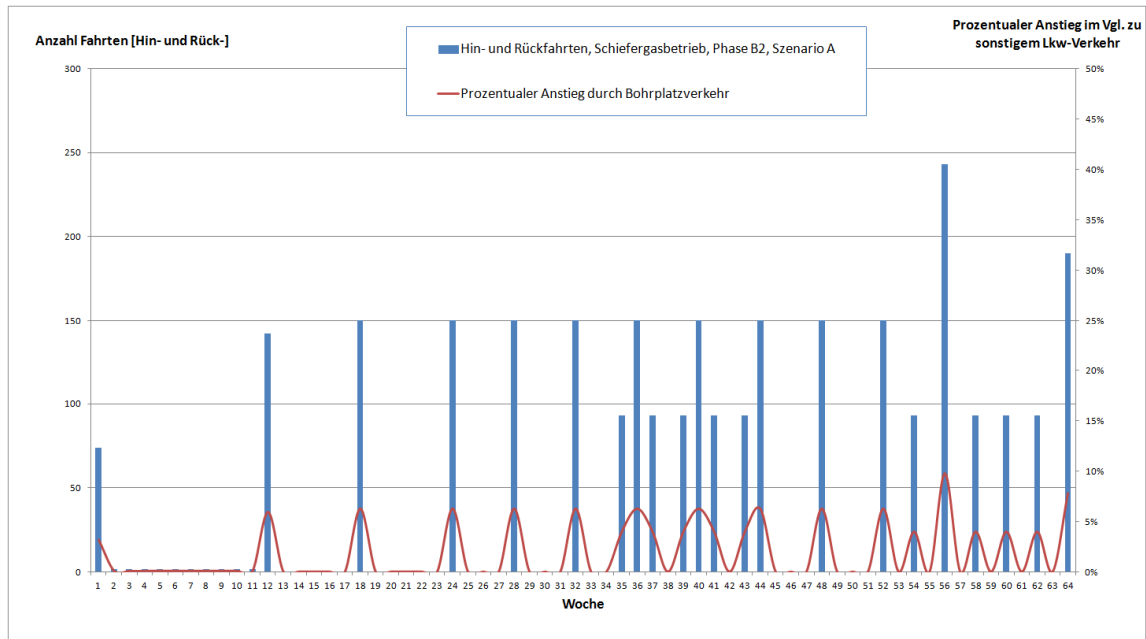


Abb. 6.98: Anzahl an Transportprozessen und deren zeitliche Verteilung, die durch einen Förderbohrplatz (Phase B2-Betrieb) in Szenario A ausgelöst werden

Tab. 6.57: Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B2-Betriebes (Förderbohrplatz, Schiefergas). Szenario A:

		Monat	Woche	Hin- und Rückfahrten, Schiefergasbetrieb, Phase B2, Szenario A	Prozentualer Anstieg durch Bohrplatzverkehr	Minuten bis nächster Lkw
	Bau Bohrplatz	1	1	74	3%	59
			2	2	0%	2583
			3	2	0%	2583
			4	2	0%	2583
		2	5	2	0%	2583
			6	2	0%	2583
			7	2	0%	2583
			8	2	0%	2583
		3	9	2	0%	2583
			10	2	0%	2583
			11	2	0%	2583
			12	142	6%	30
	Errichtung Bohrgerüst	4	13	0	0%	
			14	0	0%	
			15	0	0%	
			16	0	0%	
		17	0	0%		
	5	18	150	6%	29	
		19	0	0%		
	1. Bohrung	6	20	0	0%	
			21	0	0%	
			22	0	0%	
		23	0	0%		
		24	150	6%	29	
	2. Bohrung	7	25	0	0%	
			26	0	0%	
			27	0	0%	
	3. Bohrung	8	28	150	6%	29
			29	0	0%	
			30	0	0%	
			31	0	0%	
	4. Bohrung	9	32	150	6%	29
			33	0	0%	
			34	0	0%	
			35	93	4%	46
1. Bohrung Fracks 1-5	5. Bohrung	10	36	150	6%	29
1. Bohrung Fracks 6-10			37	93	4%	46
2. Bohrung Fracks 1-5			38	0	0%	
2. Bohrung Fracks 6-10			39	93	4%	46
3. Bohrung Fracks 1-5			40	150	6%	29
3. Bohrung Fracks 6-10	6. Bohrung	11	41	93	4%	46
4. Bohrung Fracks 1-5			42	0	0%	
4. Bohrung Fracks 6-10			43	93	4%	46
5. Bohrung Fracks 1-5	7. Bohrung	12	44	150	6%	29
5. Bohrung Fracks 6-10			45	0	0%	
			46	0	0%	
			47	0	0%	
	8. Bohrung	13	48	150	6%	29
			49	0	0%	
			50	0	0%	
			51	0	0%	
	9. Bohrung	14	52	150	6%	29
			53	0	0%	
6. Bohrung Fracks 1-5			54	93	4%	46
6. Bohrung Fracks 6-10			55	0	0%	
7. Bohrung Fracks 1-5	10. Bohrung	15	56	243	10%	18
7. Bohrung Fracks 6-10			57	0	0%	
8. Bohrung Fracks 1-5			58	93	4%	46
8. Bohrung Fracks 6-10			59	0	0%	
9. Bohrung Fracks 1-5			60	93	4%	46
9. Bohrung Fracks 6-10	Abbau Bohrgerüst	16	61	0	0%	
10. Bohrung Fracks 1-5			62	93	4%	46
10. Bohrung Fracks 6-10			63	0	0%	
			64	190	8%	23

6.9.5.3.5 Phase B2-Betriebe, Szenario B (Förderbohrplatz)

In Szenario B wird die gesamte Wasserversorgung durch Lkw bereit gestellt. Dies führt in diesem Szenario natürlich zu den in Abbildung 6.99 abgebildeten sehr hohen Transportaufkommen in Vorbereitung auf die einzelnen Fracks. Wie auch in Tabelle 6.58 aufgeführt würden in diesem fiktiven Szenario die zusätzlichen Transportfahrten in einzelnen Wochen das Verkehrsaufkommen im Einzugsgebiet um rund 40 % erhöhen.

Das heißt, dass ungefähr alle 3 Minuten ein Lkw in der jeweiligen Woche an einem Fixpunkt entlang der Transportstrecke vorbei fahren würde.

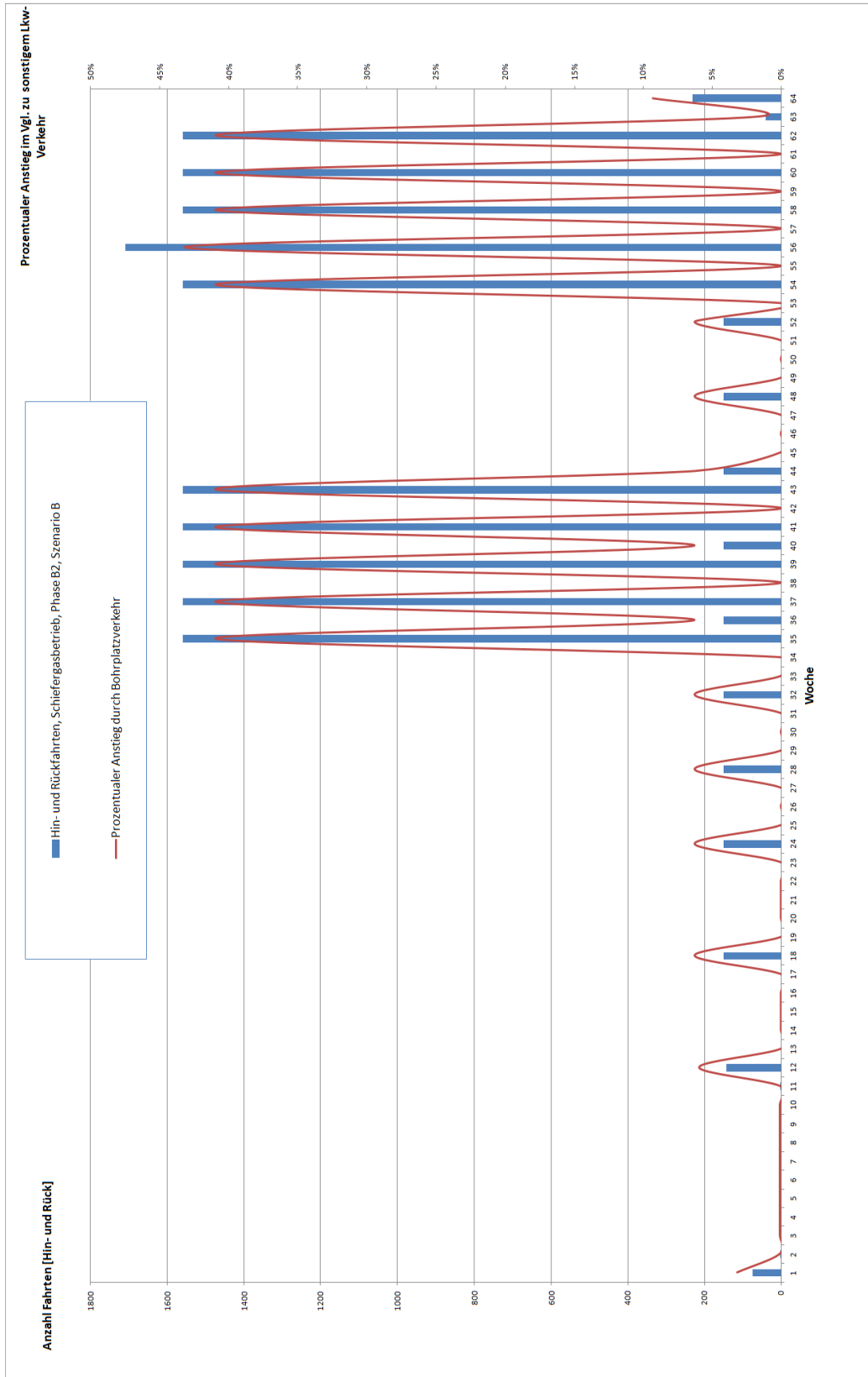


Abb. 6.99: Anzahl an Transportprozessen und deren zeitliche Verteilung, die durch einen Förderbohrplatz (Phase B2-Betrieb) in Szenario B ausgelöst werden.

Tab. 6.58: Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B2-Betriebes (Förderbohrplatz, Schiefergas). Szenario B.

		Monat	Woche	Hin- und Rückfahrten, Schiefergasbetrieb, Phase B2, Szenario B	Prozentualer Anstieg durch Bohrplatzverkehr	Minuten bis nächster Lkw	
	Bau Bohrplatz	1	1	74	3%	59	
			2	2	0%	2583	
			3	2	0%	2583	
			4	2	0%	2583	
		2	5	2	0%	2583	
			6	2	0%	2583	
			7	2	0%	2583	
			8	2	0%	2583	
		3	9	2	0%	2583	
			10	2	0%	2583	
			11	2	0%	2583	
			12	142	6%	30	
	Errichtung Bohrgerüst	4	13	0	0%		
			14	0	0%		
			15	0	0%		
			16	0	0%		
		17	0	0%			
	1. Bohrung	5	18	150	6%	29	
			19	0	0%		
		20	0	0%			
		6	21	0	0%		
	22		0	0%			
	23		0	0%			
	24		150	6%	29		
	2. Bohrung	7	25	0	0%		
			26	0	0%		
			27	0	0%		
			28	150	6%	29	
	3. Bohrung	8	29	0	0%		
			30	0	0%		
			31	0	0%		
			32	150	6%	29	
	4. Bohrung	9	33	0	0%		
			34	0	0%		
			35	1560	41%	3	
			36	150	6%	29	
1. Bohrung Fracks 1-5	5. Bohrung	10	37	1560	41%	3	
1. Bohrung Fracks 6-10			38	0	0%		
2. Bohrung Fracks 1-5			39	1560	41%	3	
2. Bohrung Fracks 6-10			40	150	6%	29	
3. Bohrung Fracks 1-5		11	41	1560	41%	3	
3. Bohrung Fracks 6-10			42	0	0%		
4. Bohrung Fracks 1-5		12	43	1560	41%	3	
4. Bohrung Fracks 6-10			44	150	6%	29	
5. Bohrung Fracks 1-5			13	45	0	0%	
5. Bohrung Fracks 6-10				46	0	0%	
	47	0		0%			
	48	150		6%	29		
	8. Bohrung	13	49	0	0%		
			50	0	0%		
			51	0	0%		
			52	150	6%	29	
	9. Bohrung	14	53	0	0%		
			54	1560	41%	3	
6. Bohrung Fracks 1-5			55	0	0%		
6. Bohrung Fracks 6-10			56	1710	43%	3	
7. Bohrung Fracks 1-5	10. Bohrung	15	57	0	0%		
7. Bohrung Fracks 6-10			58	1560	41%	3	
8. Bohrung Fracks 1-5			59	0	0%		
8. Bohrung Fracks 6-10			60	1560	41%	3	
9. Bohrung Fracks 1-5	Abbau Bohrgerüst	16	61	0	0%		
9. Bohrung Fracks 6-10			62	1560	41%	3	
10. Bohrung Fracks 1-5			63	40	2%	108	
10. Bohrung Fracks 6-10			64	230	9%	19	

Dieses Szenario wird in der hier vorgestellten Form für sehr unwahrscheinlich gehalten. Bei Cluster-Bohrplätzen mit 10 bis 20 Bohrungen pro Bohrplatz kann davon ausgegangen werden, dass bereits aus Kos-

tengesichtspunkten die Wasserversorgung über Rohrleitungen erfolgen würde.

6.9.5.3.6 Phase C-Betriebe, Szenario B (Nachstimulation)

Während der **Betriebsphase C** ist in Szenario A kaum erhöhtes Verkehrsaufkommen zu berücksichtigen. In Szenario B ist während einiger Wochen im Verlauf der 28-jährigen Betriebszeit mit erhöhtem Verkehrsaufkommen zu rechnen, sobald die Nachstimulation stattfindet. Auch hier muss wieder angemerkt werden, dass die Annahme, dass sämtliches Wasser per Lkw angeliefert wird, für diese Art Cluster-Bohrplätze mit dem bei Vorstellung der Frack-Modelle spezifizierten Wasserbedarfen zu konservativ erscheint. Die einzelnen Fahrten im Rahmen von Inspektions- und Wartungsprozessen, werden in diesem Modell vernachlässigt.

Tab. 6.59: Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase C-Betriebes (Förderbohrplatz, Schiefgas), in dem 3 Bohrungen nachstimuliert werden. Szenario B.

	Woche	Hin- und Rückfahrten, Schiefgasbetrieb, Phase B2, Szenario B	Prozentualer Anstieg durch Bohrplatzverkehr	Minuten bis nächster Lkw
	1	1313	37%	3
1. Bohrung Fracks 1-5	2	0	0%	
1. Bohrung Fracks 6-10	3	1313	37%	3
2. Bohrung Fracks 1-5	4	0	0%	
2. Bohrung Fracks 6-10	5	1313	37%	3
3. Bohrung Fracks 1-5	6	0	0%	
3. Bohrung Fracks 6-10	7	50	2%	86

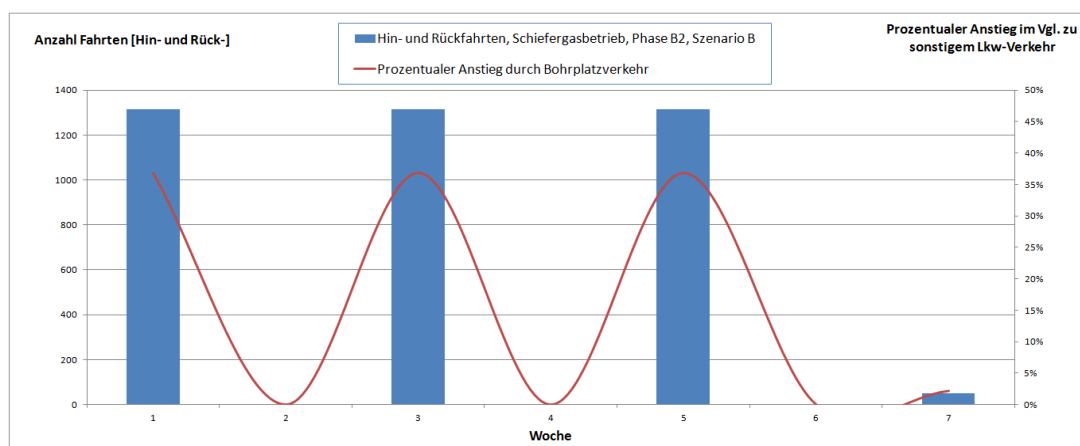


Abb. 6.100: Anzahl an Transportprozessen und deren zeitliche Verteilung, die durch einen Förderbohrplatz (Phase C-Betrieb) in Szenario B ausgelöst werden, wenn 3 Bohrungen dieses Bohrplatzes nachstimuliert werden.

6.9.5.4 Phase D-Betriebe, Szenario a und B

Zum Ende der Betriebsphase C ist wiederum mit einem im Vergleich zur Ausbauphase viel geringerem Verkehrsaufkommen in der Fläche und an den Standorten zu rechnen. Die Fahrten in der **Phase D** zu bilanzierenden fallen im Zusammenhang mit den Rückbau- und Rekultivierungstätigkeiten an. Nicht erfasst werden durch dieses Modell die Transportvorgänge im Zusammenhang mit dem Rückbau der flächig errichteten Infrastruktur wie Straßen und Pipelines.

6.10 Unsicherheiten/Wissensdefizite

Die technische und planerische Konkretisierung von Erschließungs- und Gewinnungskonzepten kann erst bei Kenntnis der geologischen Randbedingungen erfolgen. Die derzeit hierzu bekannt gemachten Konzepte basieren im Wesentlichen auf Erfahrungen und Kenntnissen in diesem Sektor aus den USA.

Die Übertragbarkeit der Erfahrungen im Tight Gas aus Niedersachsen wird betreiberseitig als nur sehr eingeschränkt möglich eingeschätzt.

Aufgrund der fehlenden geologischen Informationen sind die meisten Details zu konkreten bohr- und gewinnungstechnischen Aspekten noch sehr unbestimmt.

Für NRW liegen keine Konzepte für die Entsorgung der Lagerstättenwässer und des Flowback beispielsweise in Verpressbohrungen vor.

Es ist nicht bekannt, welche Konzepte in Bezug auf die bekannten Schwächen der Zementation hinsichtlich der langzeitlichen Barriere-Integrität existieren.

Zudem ist die Übertragbarkeit von Aussagen, die aus Kohleflözgas-Lagerstätten der USA und Australien abgeleitet wurden, auf die Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW aus Sicht der Gutachter nicht belastbar.

Für eine belastbare Aussage über die Fluidodynamik innerhalb von Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW fehlen grundlegende Forschungsergebnisse.

6.11 LITERATUR / VERWENDETE INFORMATIONEN

AbwV, Abwasserverordnung (1997). Bundesministerium der Justiz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH. (21.03.1997).

ASPO DEUTSCHLAND (2010): Kurzstudie unkonventionelles Erdgas.
http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf (20.04.2012).

ALL CONSULTING (2003): Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives / U.S. Department of Energy. 2003. – Forschungsbericht.

AZAR, J.J. & ROBELLO SAMUEL, G. (2007): Drilling Engineering, Tulsa, USA, 2007.

BAKER HUGHES (2010): Coalbed Methane Production Systems, Low flow / low horsepower ESP systems / Baker Hughes Incorporated. 2010. – Forschungsbericht.

BAKER HUGHES (2012): Proressing Cavity Pumping Systems (PCPs). <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/-production/artificial-lift/progressing-cavity-pumping-systems-pcps>. Version:2012.

BbergG (1980): Bundesberggesetz. August 1980. – "Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), das zuletzt durch Artikel 15a des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist".

BELLARBY, J. (2009): Well Completion Design. First. Elsevier, 2009.

BEZIRKSREGIERUNG ARNSBERG (2011): http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/presse/2011/04/055_11/index.php (12.04.2011).

BLUM, M. (2011): Geologische Vorerkundungen für Schiefergas im Karbon in Nordrhein-Westfalen. In: Chancen und Risiken von unkonventionellem Erdgas, 2011.

BOSWORTH, S., EL-SAYED, HS., OHMER, H., STRACKE, M., WEST, C. & RETNANTO, A. (1998): Key Issues in Multilateral Technology. In: Oilfield Review (1998), Nr. 10, S. 14–28.

BUJA, H.-O. & TEUBNER (2011): Handbuch der Tief-, Flach-, Geothermie- und Horizontalbohrtechnik. Bd. 1. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2011 http://books.google.de/books?id=kX-i4tRP_2wC&printsec=frontcover&dq=handbuch+der+tief+horiz

ontalbohrtech-
nik&hl=de&sa=X&ei=nv0fT_GDIMfssgb5hoXMDA&ved=0CD
8Q6AEwAA#v=onepage&q&f=false .

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND
REAKTORSICHERHEIT (2008): Grundwasser in Deutschland.
2008.

BUNGER, S. (2007): Grundlagen der Horizontalbohrtechnik. Vulkan-
Verlag, 2007 [http://books.google.de/books/about/-
Grundla-
gen_der_Horizontalbohrtechnik.html?id=1gc069qWdqUC&redir_escaped=y](http://books.google.de/books/about/-Grundla-
gen_der_Horizontalbohrtechnik.html?id=1gc069qWdqUC&redir_escaped=y) .

BURNETT, D. (2012): Better than 1” of Rain on a West Texas Ranch
- New Technology to Clean Up Oil Field Brine. [http://-
www.gpri.org](http://www.gpri.org). Version:2012.

BYBEE, K. (2006): A Parametric Study of Horizontal and Multilat-
eral Wells in Coalbed-Methane Reservoirs. In: Journal of Petro-
leum Technology (2006), August, S. 71, 72.

BYBEE, K. (2007): Cement-Bond-Log Interpretation Reliability, Jour-
nal of Petroleum Technology, Allen, Texas, USA, Februar 2007

CARBO CERAMICS, Pinnacle (2009): Optimization of Hydraulic
Fractures in CBM Wells. 2009.

CATREDRAL (2008): Cathedral - MWD Services. [http://-
www.cathedralenergyservices.com](http://www.cathedralenergyservices.com). Version:2008.

CHEMIE.DE INFORMATION SERVICE GMBH (2011): Meer-
wasserentsalzung. [http://www.chemie.de/lexikon/-
Meerwasserentsalzung.html](http://www.chemie.de/lexikon/-Meerwasserentsalzung.html). Version:2011.

COMDRILL (2007): Bohrwerkzeuge - Injektionsausrüstungen. [http://-
www.comdrill.de/Comdrill_Katalog.pdf](http://www.comdrill.de/Comdrill_Katalog.pdf). Version:2007.

DIN, DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.(a): DIN 2470

DIN, DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.(b): DIN 6616

DIN, DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.(c): DIN 6618

DIN, DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.(d): DIN 8074

DEVEREUX, S., PennWell (Hrsg.) (1998): Practical Well Planning
and Drilling - Manual. PennWell Publishing Company, 1998

DOE, U.S. Department of Energy (2009): Modern shale gas development in the United States: A primer. U.S. Department of Energy.

DRILLING WASTE MANAGEMENT INFORMATION SYSTEM (2012): <http://web.ead.anl.gov/dwm/techdesc> (22.04.2012).

DWM, DEUTSCHE VEREINIGUNG FÜR WASSERWIRTSCHAFT, ABWASSER UND ABFALL E.V (2005): Merkblatt DWA-M 115-2 Indirekteinleitung nicht häuslichen Abwassers. Teil 2: Anforderungen. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (Juli 2005).

ECHA, European Chemicals Agency (2012): Registered Substances Database. Helsinki, Finland
<http://echa.europa.eu/web/guest/information-on-chemicals/registered-substances> (03.04.2012).

ECONOMIDES, M. J. & NOLTE, K. G. (2000): Reservoir Stimulation. Wiley, 2000.

ELBE, L. (2003): Bohrspülungen im HDD. Vulkan-Verlag, 2003.

ENERGY CAPITAL GROUP (2008) : Making Oil and Gas Investments Possible: Energy Capital Group. <http://www.encapgroup.com>. Version:2008.

ENERGYCOUNCIL (2012): Gas Facts. <http://www.energycouncil.org/gasfacts/prodover.htm>. Version:2012.

ENERGYFROMSHALE.ORG (2012): The Process. <http://www.energyfromshale.org/shale-extraction-process>. Version:Februar 2012.

ENERGY INSTITUTE (2012): Fact-based regulation for environmental protection in shale gas development. University of Texas.

EPA, Environmental Protection Agency (2004): Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Attachment 1 - The San Juan Basin. Juni 2004.

EUROPEAN PARLIAMENT DIRECTORATE GENERAL FOR INTERNAL POLICIES (2011): Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. Juni 2011.

EWEN ET AL. (2012): Risikostudie Fracking - Übersichtsfassung der Studie „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“. April 2012

EXXONMOBIL (2011): erdgassuche-in-Deutschland.de. <http://www.erdgassuche-in-Deutschland.de>. Version:2011.

EXXONMOBIL (2012): europaunkonventionelleserdgas.de. <http://www.europaunkonventionelleserdgas.de/home/der-prozess/-besonderheiten-bei-bohrungen-nach-unkonventionellem-gas>. Version:2012.

EXXONMOBIL PRODUCTION DEUTSCHLAND GMBH (2009): Die Produktion von Erdgas - Für eine sichere und umweltfreundliche Energieversorgung. Hannover, Januar 2009.

EXXONMOBIL PRODUCTION DEUTSCHLAND GMBH (2011a): http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/sicherheit_und_umwelt/landschaft/index.html.

EXXONMOBIL PRODUCTION DEUTSCHLAND GMBH (2011b): Hydraulic Fracturing. Informationsbroschüre, 2011.

EXXONMOBIL PRODUCTION DEUTSCHLAND GMBH (2012a): Erdgassuche in Deutschland - Hydraulic Fracturing. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/-index.html. Version:April 2012. – dritte Frage: Wie lange dauert ein Hydraulic Fracturing Vorgang in einer Kohleflözgaslagerstätte.

EXXONMOBIL PRODUCTION DEUTSCHLAND GMBH (2012b): Informationen zur Erdgassuche in Deutschland. www.erdgassuche-in-deutschland.de. Version:Januar 2012.

EXXONMOBIL PRODUCTION DEUTSCHLAND GMBH (2012c): Wie funktioniert die Erdgasförderung bei unkonventionellen Lagerstätten? www.europaunkonventionelleserdgas.de. Version:Januar 2012.

FINK, J.K. (2012): Fracturing Fluids. Chapter 17 in: Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids. Elsevier / Gulf Professional Pub.

FLOTTWEG AG (2012): Bohrschlamm. <http://www.flottweg.de/germany/anwendungen/industrie-mineraloel/bohrschlamm/-index.html?a=46&level=1>. Version:2012.

FLYNN, A. M. (2004): Selected Legal and Policy Issues Related to Coalbed Methane Development / Congressional Research Service. 2004 (RL32262). – Forschungsbericht.

FONTENOT, K. R., LESSO, B. & STRICKLER, R.D. (2005); WARREN, Tommy M.: Using Casing to Drill Directional Wells. In: Oilfield Review (2005), S. 44–61.

- GD NRW- Geologischer Dienst NRW (2011): Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Nordrhein-Westfalen. 2011.
- GD NRW- Geologischer Dienst NRW (2012): Bohrarchiv / Bohrungsdatenbank DABO. http://www.gd.nrw.de/l_ddabo.htm. Version: Mai 2012.
- GEO THERMISCHE KRAFTWERKSGESELLSCHAFT TRAUNREUT MBH (2012): Geothermisches Kraftwerk Traunreut. <http://www.geothermie-traunreut.de>. Version: Februar 2012.
- GRIGO, W., KRÜGER, A., FRISCHE, A., KUGEL, J. & MEHLBERG, F. (2010): Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas - Unkonventionelle Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen / Bergbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen. 2010. – Forschungsbericht.
- GRZEBIELA, R. (2008): Das Einbringen von Erdsonden zur Nutzung der Erdwärme als Unternehmensmodell in der Baubranche. Diplomica Verlag, 2008.
- HALLIBURTON (2007): EZ-Pilot System Reliable, cost-effective rotary steering, 2007.
- HALLIBURTON (2008): Coalbed Methane – Principles and Practices.
- HATZSCH, P. (1991): Tiefbohrtechnik. Enke, 1991.
- HUSAIN, T.M., LEONG, L.C., SAXENA, A., CENGIZ, U., KETINENI, S., KHANZHODE, A. & MUHAMAD, Hadi (2011): Economic Comparison of Multi-Lateral Drilling over Horizontal Drilling for Marcellus Shale Field Development / EME 580: Integrative Design of Energy & Mineral Engineering Systems. 2011. – Final Project Report.
- HAZEN & SAWYER (2009): Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. Final Impact Assessment. Dezember 2009.
- HIGGINSON P. (2011): Benefits of Open Hole Multi-Stage Systems for Offshore Completions, Packers Plus Energy Services, Well Technology, 2011.
- HVBG, Hauptverband der gewerblichen Berufsgenossenschaften (2010): Berufsgenossenschaftliche Regeln für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit, BG-Regel 128 Kontaminierte Bereiche. . <http://wwwPublikationen.dguv.de/pdf/10002/bgr128.pdf> (22.04.2012).

- HYDRO FLOW PUMPS USA INC. (2007): Welltamer. <http://www.welltamer.com>. Version:2007.
- INAUDI, S., NEUHOLD K. & Fröhlich D. (2003): Bohrgestänge von der Rolle. In: Bulletin SEV/VSE (2003), S. 32–36.
- JOHNSON SCREENS (India) (2007): V-Wire Water Well Screens. <http://johnsonfiltrationindia.com>. Version:2007.
- JOHNSON, D. & PILE, K. (2002): Well Logging In Nontechnical Language, 2nd Edition, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA, 2002.
- JONES, J. & BRITT, L. (2009): Design And Appraisal Of Hydraulic Fractures, Society Of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, Usa, 2009.
- KAUL, S. (2007): Kunststoffdoppelrohrsysteme mit Leckageortungssystemen zum sicheren Transport von wassergefährdenden Medien / FRANK GmbH. Version:2007. http://www.frank-gmbh.de/download/download-deutsch/download/fachbeitraege/Joining_Plastics_Kaul.pdf. 2007. – Forschungsbericht.
- KING, G. E. (2011): Explaining and Estimating Fracture Risk: Improving Fracture Performance in Unconventional Gas and Oil Wells / Apache Corporation. 2011. – Forschungsbericht.
- KRASNIK, A. (2006): Modellierung und Implementierung von Regelungen einer Umkehrosmoseanlage. Grin Verlag für akademische Texte, 2006.
- LBEG, LANDERAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE (2011): Nachtrag zum Sonderbetriebsplan für die Bohrung Luenne 1, Februar 2011.
- LEA, J. F. (2006): Artificial Lift Trends. In: BOMA, 2006.
- LEA, J. F. & WINKLER, H. W. (2011): What's new in artificial lift. In: Worldoil Magazine 232 (2011), May, S. 73–83.
- LEA, J. F. & WINKLER, H. W. (2005); SNYDER, Robert E.: What's new in artificial lift? In: Worldoil Magazine (2005), Mai.
- LEA, J. F. & WINKLER, H. W. (2006) ; SNYDER, Robert E.: What's new in artificial lift. In: Worldoil Magazine (2006), April.
- LEADING EDGE ADVANTAGE (2002): Introduction to Underbalanced Drilling / Leading Edge Advantage International Ltd. 2002. – Forschungsbericht.

- LEGARTH, B. A. (2009): Erschließung sedimentärer Speichergesteine für eine geothermische Stromerzeugung / GeoForschungs-Zentrum Potsdam. 2009. – Forschungsbericht.
- LESCH, E. (2010): Innovative Kunststoffrohrsysteme in der Industrie. <http://www.hti-hezel.de/pdf/kunststoffrohrsysteme.pdf>. Version: April 2010.
- LLOYDMINSTER OTS. (2008): Rotary Rigs. <http://www.lloydminsterheavyoil.com>. Version: 2008.
- LWG, Landes-Wassergesetz für Nordrhein-Westfalen (1995): Landes-Wassergesetz für Nordrhein-Westfalen. Juni 1995.
- LÄNDERVERORDNUNG ZUM UMGANG MIT WASSERGEFÄHRDENDEN STOFFEN (2004): Länderverordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen. März 2004.
- MEUTER, P. (2001): Abrasionsschutz für Pumpen. In: Sulzer Technical Review 1 (2001), S. 22–25.
- MBWSV (2012): Mobilität in Nordrhein-Westfalen – Daten und Fakten 2011, Ministerium für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 2012.
- M-I SWACO (2012): <http://slb.com/services/miswaco.aspx> (22.04.2012).
- MONTGOMERY, C. T. & SMITH M. B. (2010): Hydraulic fracturing – History of an enduring technology. Journal of Petroleum Technology Dec. 2010, S. 26-32.
- MOORE, W.W. (1981): Fundamentals of rotary drilling. Energy Publications, 1981.
- NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (2005): Coiled Tubing: State of the Industry and Role for NETL / U.S. Department of Energy. 2005 (DE-AD26-00NT00612). – Forschungsbericht.
- NATURALGAS.ORG (2004): NaturalGas.org. <http://www.naturalgas.org>. Version: März 2004.
- NUSS, H. (2003): Fracs von der Rolle erhöhen die Arbeitssicherheit. In: Steine und Erden (2003), Nr. 5.
- OSTERATH, B. (2011): Bohrplatz Goldenstedt in Niedersachsen. <http://www.dw.de/dw/article/0,,15376315,00.html>. Version: 2011.

- OYLER, W. P. & DIAMOND, D. C. (1987): Effects of Stimulation Treatments on Coalbeds and Surrounding Strata Evidence from Underground Observations / Bureau of Mines. 1987 (RI9083). – Forschungsbericht.
- PALISCH, T. et al. (2007): Determining Realistic Fracture Conductivity and Understanding Its Impact on Well Performance - Theory and Field Examples / Carbo Ceramics, Inc. 2007 (SPE 106301). – Forschungsbericht.
- PALMER, I.D. & EDWARDS, P. (1995): Method for stimulating a coal seam to enhance the recovery of methane from the coal seam. 1995.
- PALMER, I (2008): Coalbed Methane wells are cheap, but permeability can be expensive. <http://www.energytribune.com/articles.cfm/827/Coalbed-Methane-Wells-are-Cheap-but-Permeability-Can-Be-Expensive!> Version:März 2008.
- PATER, C.J. & BAISCH, S. (2011): Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity - Synthesis Report, StrataGen, November 2011.
- PHRIKOLAT DRILLING SPECIALITIES (2012): <http://www.phrikolat.de>.
- PINNACLE (2012): "Formula One" Fracturing. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Case_Histories/web/A_through_R/H08443.pdf. Version:2012.
- POWERS, B. (2004): A Review of CBM in the US. In: US Energy Investor (2004), November.
- RAMASWAMY, S. (2007): SELECTION OF BEST DRILLING, COMPLETION AND STIMULATION METHODS FOR COALBED METHANE RESERVOIRS, Texas A&M University, Diplomarbeit, Dezember 2007.
- REGENER, T. (2007): Die Entwicklung der untertage Bohrmotore von den ersten Richtbohrwerkzeugen bis zu modernen Hochleistungsmotoren und deren Anwendung in der aktuellen Tiefbohrtechnik. In: Kolloquium 4 - Innovative Bohrtechnologien für Flach-, Tief- und Großlochbohrungen, 2007.
- REHM, W. , CHITTY, G. & PURVIS, D. (2001): Underbalanced Drilling. In: Petroleum Technology Transfer Council. Houston, 2001.
- REICH, M. (2009): Auf Jagd im Untergrund - Mit Hightech auf der Suche nach Öl, Gas und Erdwärme. Verlag add-books, 2009.

- RENZ, U. (2004): Entwicklung eines CO₂ emissionsfreien Kohleverbrennungsprozesses zur Stromerzeugung in einem Verbundvorhaben der RWTH Aachen / RWTH Aachen. Aachen, 2004. – Forschungsbericht.
- RICKMAN, R., MULLEN, M., PETRE, E., GRIESER, B. & KUNDELT, D. (2008): A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. SPE 11258.
- RIGZONE (2007): RIGZONE - Underbalanced Drilling - Introduction. <http://www.rigzone.com>. Version:2007.
- R&M ENERGY SYSTEMS (2009): Moyno Insertable PCP System / Robbins Meyers Fluid Management Group. Version:2009. http://www.t3energy.com/Portals/0/pdfs/InsertablePCP_032210.pdf. 2009. – Forschungsbericht.
- ROSENWINKEL, K.-H. (2008): Überblick über die Eignung von Entsalzungsverfahren für die Behandlung von Abwässern der Kaliproduktion. In: Runder Tisch Gewässerschutz Werra/Weser Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik, Leibniz Universität Hannover.
- ROSENWINKEL, K.-H., WEICHHREBE, D. & OLSSON, O. (2012): Gutachten Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback des Institutes für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall (ISAH) der Leibniz Universität Hannover zum Informations- und Dialogprozess über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking Technologie für die Erdgasgewinnung (Entwurf).
- ROUEN, R. P. (2006): Gas Lift Proving Effective In Gas Wells. In: The American Oil and Gas Reporter (2006), Juni, S. 102–104.
- SAUTER, R., Ebigbo A. M. & Helmig H. M. (2011): Prognose der Auswirkungen von Frac-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser. Osnabrück, August 2011.
- SCHLUMBERGER (2007): StageFRAC. http://www.slb.com/~/-media/Files/stimulation/product_sheets/reservoir/-stagefrac_ps.ashx. Version:2007.
- SCHLUMBERGER (2009): Vertical and horizontal Cement Evaluation – Overview over the basic & advanced Cement evaluation, Stray Gas Workshop, USA, November 2009.

- SCHLUMBERGER LIMITED (2011a): Integrated Coiled Tubing Production Service. http://www.slb.com/services/well_intervention/coiled_tubing/active_ps.aspx. Version:2011.
- SCHLUMBERGER LIMITED (2011b): Oilfield Glossary - Horizontal Drilling. [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=horizontal %20drilling](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=horizontal%20drilling). Version: 2011.
- SCHLUMBERGER LIMITED (2012a): Cement bond log. [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=cement %20bond %20log](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=cement%20bond%20log). Version: 2012.
- SCHLUMBERGER LIMITED (2012b): Temperature Log. [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=temperature %20log](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=temperature%20log). Version: 2012.
- SCHNEBLE, H., WELNEM, K. & NIETHAMMER, I. (2012): Fachbeitrag zum Themenkreis Landschaft / Umweltplanung Bullermann Schneble GmbH. 2012. – Forschungsbericht.
- SCHNEBLE, H., WELNEM, K. & NIETHAMMER, I. (2011): Durchführung eine Erkundungsbohrung. <http://dialog-erdgasundfrac.de/flaecheninanspruchnahme-und-oberirdische-infrastruktur-fragen-aufgabenstellung>. Version: 2011.
- SCHWARZMEIER, R., VOIGT, H. (1977): Bohrlochkonstruktion, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1977.
- StrlSchV, Strahlenschutzverordnung (2001): Strahlenschutzverordnung. 2001.
- SNYDER, D.J. & SEALE, R. (2011): Openhole Multistage Frac Systems Offer Economic Advantages, Packers Plus Energy Services, September 2011. http://www.epmag.com/Production-Drilling/Openhole-Multistage-Frac-Systems-Offer-Economic-Advantages_89233, Version: März 2012
- STUTZ, L. & FISHER K. (2012): Fracture Mapping and modeling optimize CBM fracture treatments. World Oil, Juni 2004. <http://www.worldoil.com/June-2004-Petroleum-Technology-Digest-Fracture-mapping-and-modeling-optimize-CBM-treatments.html>, Version: Mai 2012.
- SUMI, L.: Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale. Mai 2008
- TAML (2012): TAML Classification System for Multilaterals. <http://taml-intl.org/taml-background/>. Version:2012.
- TESCO CORPORATION (2011): TESCO CASING DRILLING / Tesco Corporation. 2011. – Forschungsbericht.

- TETRA TECHNOLOGIES, INC. (2012): Engineered Solutions Guide – For Clear Brine Fluids and Filtration, Second Edition, 2007 <http://solutionsguide.tetrathec.com/> (03.03.2012).
- THIELEMANN, T. (2002): Kohleflözgas in Deutschland. In: Commodity Top News (2002), Juni, Nr. 17.
- THUE DRILLING (2007): Thule Drilling ASA. <http://www.thuedrilling.no>. Version:2007.
- THURO, K. (2011): Abrasivität und Verschleiß - Altes Thema in neuem Licht? http://www.geo.tum.de/people/thuro/pubs/-2011_tu_wien_abrasivitaet.pdf. Version: Mai 2011.
- TYNDALL CENTRE (2011): Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. University of Manchester, 2011.
- UBA, UMWELTBUNDESAMT (2011): Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland - Stand Dezember 2011.
- US EPA (2004): Public Comment and Response Summary for the Study on the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing of Coal-bed Methane wells on Underground Sources of Drinking Water / U. S. Environmental Protection Agency - Office of Water, Washington, USA, 2004.
- US EPA (2010): Hydraulic Fracturing Research Study. United States Environmental Protection Agency, Washington, USA, Juni 2010
- US EPA (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. U. S. Environmental Protection Agency, Washington, USA, November 2011.
- USGS (2000): Water Produced with Coal Bed Methane. United States Geological Survey, November 2000.
- UTH, H.J. (2012): Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten. Gutachten für Expertenkreis Fracking, AG Risiko, Darmstadt, 2012.
- WasEG, Wasserentnahmeentgeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen (2004): Wasserentnahmeentgeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen. Januar 2004.
- WEG, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2006a): Gestaltung des Bohrplatzes. WEG, 2006.

- WEG, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2006b): Leitfaden Futterrohrberechnung. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2006.
- WEG, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2012): <http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview370/1/185> (22.04.2012).
- WESTGARD, D. (2002): Multilateral TAML Levels Reviewed, Slightly Modified. In: SPE (2002).
- WHG, Wasserhaushaltsgesetz (2009): Wasserhaushaltsgesetz. Juli 2009.
- WIGHT, D. (2004): Horizontal Drilling Adds Value In CBG. In: The American Oil and Gas Reporter (2004), Mai.
- WINTERSHALL (2011): Heimische Energie: Mögliche Erdgas-Vorkommen in Nordrhein-Westfalen. Offener Brief. http://www.wintershall.com/uploads/user_pxbxconnector/-pxbxrawdata/50/nrw-brief.pdf. Version:Februar 2011.
- WINTERSHALL (2011): Erdgasbohrung Dueste Z10 – Überblick, Präsentation veröffentlicht auf der Internetseite der Firma Wintershall, 2011. http://www.wintershall.com/uploads/user_pxbxconnector/pxbxrawdata/100/erdgasbohrung-duestez10.pdf (03.03.2012).
- WINTERSHALL (2012): Schriftlich beantworteter Fragebogen der Gutachter vom 15.03.2012.
- WINTERSHALL (2012b): Information zu Exploration und Produktion im Jahr 2001. http://www.nordic-market.de/news/3007/wintershall_exploration_und_production_internationale_aktivitaeten_ausgebaut.htm, Stand Mai 2012
- WIRT (2000): Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (Veranst.): Erdgas - Erdöl - Entstehung | Suche | Förderung. Hannover, 2000.
- ZURICH AMERICAN INSURANCE COMPANY (2011): Balancing the opportunities and risks of shale gas exploration. 2011.