

Masterarbeit

zum Erwerb
des akademischen Grades
Diplomingenieur der Studienrichtung
Bauingenieurwissenschaften

von

Adis Muhic, BSc

eingereicht am
Institut für Bodenmechanik und Grundbau
der Technischen Universität
Graz

Thema der Masterarbeit

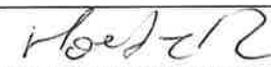
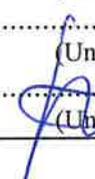
Fracking

Betreuer: Oberrat Dipl.-Ing. Otto Leibniz
Gutachter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Roman Marte

Bearbeitungszeitraum: April bis Oktober 2014

Graz, Oktober 2014

MASTERARBEIT-AUSGABEPROTOKOLL
an der Fakultät für Bauingenieurwissenschaften der TU Graz

KANDIDAT: MUHIC Adis (Name)	09 30294 / F 033 264/ (Mat.Nr.)/(Studienrichtung)
 (Unterschrift)	
THEMA der Masterarbeit: Fracking ZIELSETZUNG (stichwortartig): <ul style="list-style-type: none">- Literatursuche und -studium- Konventionelle und unkonventionelle Verfahren- Gesetzeslage- Lagerstätten- Die Bedeutung des Frackings- Darstellung des Prinzips von Fracking- Ausführliche Erläuterung der Verfahren- Gefahren für die Umwelt- Beispiele: Wo und wie wird Fracking schon betrieben?- Biofracking- Ausarbeitung von Empfehlungen- Schlussfolgerungen und Ausblick	
FACHGEBIET: Bodenmechanik und Grundbau ggf. 2. FACHGEBIET:	
BETREUER: O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Roman Marte (Name)	 (Unterschrift)
ggf. 2. BETREUER: (Name) (Unterschrift)
mitbetreuender Assistent: Oberrat Dipl.-Ing. Otto Leibniz (Name)	 (Unterschrift)
AUSGABEDATUM: 22. April 2014	
SPÄTESTER ABGABETERMIN: 13. Oktober 2014	

Beurteilung:

Beurteilung erfolgt durch die Betreuer
--


.....

Datum und Unterschrift des Studiendekans

Deutsche Fassung:
Beschluss der Curricula-Kommission für Bachelor-, Master- und Diplomstudien vom 10.11.2008
Genehmigung des Senates am 1.12.2008

EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....
(Unterschrift)

Englische Fassung:

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....
date

.....
(signature)

Danksagung

Ich möchte mich in erster Linie bei meinen Eltern, Ismeta Muhic und Meho Genjga bedanken, die mir dieses Studium an der TU Graz finanziell ermöglicht und mich in jeder Phase meines Lebens immer großartig unterstützt haben.

Ebenfalls möchte ich mich bei Hr. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Roman Marte bedanken, dass er mir die Möglichkeit gab, diese Masterarbeit beim Institut für Bodenmechanik und Grundbau zu machen.

Bedanken möchte ich mich auch ganz besonders bei Hr. Oberrat Dipl.-Ing. Otto Leibniz für seine Unterstützung sowie fachliche Beratung beim Erstellen dieser Masterarbeit.

Des weiteren möchte ich mich auch bei meinen vielen Freunden bedanken, die mich während meiner gesamten Studienzeit begleitet haben.

Graz, im Oktober 2014

Adis Muhic, BSc

Kurzfassung

Diese Masterarbeit beschäftigt sich mit einem Verfahren welches in den USA angewendet wird, um Erdgas und Erdöl aus tiefen und schwer zugänglichen Speichergesteinen zu gewinnen. Dieses Verfahren nennt sich „Hydraulic Fracturing“, oder kurz „Fracking“.

Im ersten Kapitel wird kurz erläutert, wie das Prinzip des Fracking funktioniert. Des weiteren wird auch die Bedeutung von Fracking für die USA, dem weltweit führenden Fracking-Betreiber beschrieben.

Im zweiten Kapitel werden die Rohstoffe Erdgas und Erdöl beschrieben, die mittels Fracking aus den jeweiligen Lagerstätten gefördert werden. Dabei werden auch die Unterschiede zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Lagerstätten erläutert, sowie auch die weltweiten Ressourcen von konventionellen und nicht-konventionellen Erdgas und Erdöl gezeigt.

Im dritten Kapitel wird die Vorgehensweise bei der Gewinnung von Erdgas und Erdöl mit Hilfe der Fracking-Technologie ausführlich beschrieben. Dabei werden die einzelnen Phasen dieses Vorgangs detailliert erläutert.

Im vierten Kapitel werden die Gefahren des Fracking für das Grundwasser beschrieben. Dabei werden auch einige „Worst Case Szenarien“ erläutert, bei denen die teils giftigen Chemikalien, eventuell in das Grundwasser gelangen und dieses verunreinigen könnten.

Im fünften Kapitel wird als Beispiel die Schieferölförderung in den „Bakken Shales“ mittels Fracking beschrieben. Dabei werden auch einige Unterschiede zwischen der Schieferöl- und der Schiefergasförderung genannt sowie der Förderverlauf einer gefrackten Schieferölbohrung gezeigt.

Im sechsten Kapitel wird die Gesetzeslage in einigen Ländern Europas beschrieben, die über nennenswerte Schiefergasressourcen verfügen. Dabei wird die Lage der jeweiligen geologischen Becken in Europa gezeigt, sowie auch eine vorläufige Schätzung der Schiefergasressourcen in Europa angegeben.

Im siebten Kapitel wird das sogenannte Biofracking, dass von der Montanuniversität Leoben entwickelt wurde, beschrieben. Dabei geht es um ein neues Verfahren, dass die Frack-Chemikalien in Zukunft ersetzen soll.

Im achten und damit auch letzten Kapitel dieser Masterarbeit, sind Schlussfolgerungen und einige Empfehlungen zum Fracking-Verfahren, sowie auch ein Ausblick in die Zukunft zu sehen.

Abstract

This master thesis is concerned with a method which is used in the United States to win natural gas and petroleum from deep and inaccessible reservoir rocks. This method is called “Hydraulic Fracturing”, or simply “Fracking”.

The first chapter briefly explains how the principle of Fracking works. Furthermore the importance of Fracking is also described for the United States, the worldwide leading Fracking operator.

In the second chapter the raw materials natural gas and petroleum which are promoted by means of Fracking from the respective deposits are described. Besides, the differences are also explained between conventional and non-conventional deposits, as well as also the worldwide resources of conventional and non-conventional natural gas and petroleum are shown.

In the third chapter the approach is described with the production by natural gas and petroleum with the help of the fracking technology in detail. Besides, the single phases of this process are explained in detail.

In the fourth chapter the dangers of Fracking for the ground water are described. Besides, some worst case scenarios are also explained with which the partly toxic chemicals, could reach in the ground water and contaminate this.

In the fifth chapter the tight oil production in the “Bakken Shales” is described by means of Fracking as an example. Besides, some differences between shale gas- and tight oil production are explained, as well as also the conveyor course of a fracked tight oil well are shown.

In the sixth chapter the law situation is described in some countries of Europe which dispose of appreciable shale gas resources. Besides, the location of the geologic basins in Europe is shown, as well as also a temporary estimate of the shale gas resources is given in Europe.

In the seventh chapter the Biofracking method that was developed by the Montan University of Leoben is described. This is a new method that should replace the toxic frac chemicals in future.

In the eighth and with it also the last chapter of this master thesis, final conclusions and some recommendations are to the Fracking procedure as well as to see also a view in the future.

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Wie funktioniert Fracking?	2
1.2	Die Bedeutung von Fracking	3
2	Lagerstätten - Erdgas und Erdöl	4
2.1	Erdgas	4
2.1.1	Konventionelle vs. nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten	5
2.1.2	Konventionelles Erdgas	7
2.1.3	Nicht-konventionelles Erdgas	8
2.1.4	Weltweite Ressourcen von Erdgas aus konventionellen und nicht-konventionellen Lagerstätten	12
2.2	Erdöl	15
2.2.1	Konventionelles Erdöl	15
2.2.2	Nicht-konventionelles Erdöl	16
2.2.3	Weltweite Ressourcen von konventionellem– und nicht-konventionellem Erdöl	17
3	Erdgas-/Erdölförderung mit Fracking	19
3.1	Phase 1: Bohrung und Bohrlochausbau	19
3.1.1	Bohrverfahren und Bohrwerkzeuge	19

3.1.2	Bohrlochausbau (Verrohrung und Zementation)	41
3.2	Phase 2: Perforation der Produktionsstrecke	52
3.3	Phase 3: Hydraulische Stimulation (Fracking)	55
3.3.1	Allgemeine Begriffe	55
3.3.2	Der Frack-Vorgang	56
3.3.3	Rückführung der „Frack-Fluide“ und Förderung	60
4	Gefahren für das Grundwasser	64
4.1	Additive/Chemikalien eines „Frack-Fluids“	64
4.2	„Worst Case Szenarien“	66
4.3	Beispiele: Grundwasserverunreinigung in den USA	69
5	Fracking-Beispiel: Schieferölförderung in den „Bakken Shales“	70
6	Gesetzeslage in europäischen Ländern mit Schiefergaspotenzialen	73
7	Biofracking	76
8	Schlussfolgerungen, Empfehlungen und Ausblick	77
9	Literaturverzeichnis	78
	Abbildungsverzeichnis	83
	Tabellenverzeichnis	85

Formelzeichen und Abkürzungen

Abkürzungen

<i>OPEC</i>	Organisation erdölexportierender Länder
<i>EIA</i>	Energy Information Administration
<i>GUS</i>	Gemeinschaft unabhängiger Staaten (ehem. Sowjetunion)
<i>BP</i>	British Petroleum
<i>BGR</i>	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
<i>EPA</i>	Environmental Protection Agency
<i>SRU</i>	Sachverständigenrat für Umweltfragen
<i>UBA</i>	Umweltbundesamt
<i>CBM</i>	Coalbed Methane (Kohleflözgas)
<i>MWD</i>	Measurement While Drilling
<i>LWD</i>	Logging While Drilling
<i>USGS</i>	United States Geological Survey
<i>PGI</i>	Polnischer Geologischer Dienst
<i>OMV</i>	Österreichische Mineralölverwaltung
<i>ACIEP</i>	Spanische Vereinigung von Forschungsgesellschaften für Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen

Kleine und große Buchstaben

<i>k</i>	[ms ⁻¹]	Durchlässigkeitsbeiwert für Wasser
<i>K</i>	[m ²]	Permeabilität
<i>D</i>	[D]	Permeabilität in Darcy
<i>g</i>	[m/s ²]	Erdbeschleunigung

Griechische Buchstaben

α	[°]	Ablenkwinkel von der Vertikalen
ρ	[kg/m ³]	Dichte des Fluids
η	[kg/ms]	dynamische Viskosität des Fluids

1 Einleitung

Das „Hydraulic Fracturing“ oder besser bekannt als „Fracking“ ist ein Verfahren, bei dem Erdgas und Erdöl enthaltende Gesteine hydraulisch aufgebrochen und die Gas- und Ölressourcen mit Hilfe von Leitungen an die Oberfläche gefördert werden. Die Erschließung der sogenannten nicht-konventionellen Ressourcen durch Fracking spaltet derzeit die gesamte Fachwelt (nach Habrich-Böcker et al., 2014):

Die Fracking-Gegner sind der Meinung, dass dieses Verfahren massiv in die geologischen Gegebenheiten eingreift, sowie dass durch die Verwendung von giftigen Chemikalien das Grundwasser verunreinigt werden könnte. Vor allem für Menschen, in deren direkten Umfeld Fracking-Bohrungen durchgeführt werden, könnte eine mögliche Verunreinigung des Grundwassers schwere gesundheitliche Probleme hervorrufen. Auf der anderen Seite sehen Befürworter dank Fracking das Ende der Gas- und Ölknappheit, die durch die Peak-Oil Szenarien (Versiegen der Ölquellen) heraufbeschwört wurden. Dank dieser Technologie werden Ressourcen, die bislang unerreichbar im Schiefergestein in rund vier Kilometern Tiefe eingeschlossen waren, jetzt förderbar. Die USA z.B. werden durch diese Fördermethode in Zukunft vom Gas-Importeur zum langfristigen Gas-Exporteur, was erhebliche Folgen für den Gaspreis in den Vereinigten Staaten haben wird. Des Weiteren schafft Fracking neue Arbeitsplätze und mit der Reduzierung der Öl- und Gaspreise sinken auch die Produktionskosten (Fabriken, Automobilindustrie etc.) in den Ländern, die Fracking zulassen. Dazu kommt, dass das Verfahren ständig weiterentwickelt und die Technologien, vor allem in Richtung Umweltauswirkungen verfeinert werden. Schon jetzt gibt es funktionierende, wenn auch teure, Verfahren zur Aufbereitung der Fracking-Flüssigkeit und auch neue Materialien, die die bislang dem Wasser beigemischten Fluide durch umweltverträglichere Stoffe ersetzen (nach Habrich-Böcker et al., 2014).

Das Ziel dieser Masterarbeit ist es, die Gewinnung von Erdgas und Erdöl aus den sogenannten nicht-konventionellen Lagerstätten mittels Fracking zu erläutern, die Bedeutung dieses Verfahrens und die weltweiten Ressourcen dafür zu zeigen, sowie potenzielle Gefahren für das Grundwasser zu beschreiben. Die derzeitige Gesetzeslage in einigen Ländern Europas und deren Ressourcenpotenziale, sowie ein neues Verfahren, das möglicherweise in Zukunft auch in Europa zum Einsatz kommen wird, zu beschreiben, ist ein weiteres Ziel dieser Masterarbeit.

1.1 Wie funktioniert Fracking?

Beim Fracking-Verfahren (Abb. 1) wird eine Tiefbohrung zuerst vertikal bis in die gasführende Sedimentschicht, wie z.B. Schiefergestein oder Sandstein abgeteuft und anschließend horizontal im jeweiligen Speichergestein fortgesetzt. Im horizontalen Abschnitt der Bohrung werden mittels einer Perforationskanone künstliche Risse in das Stahlrohr und den Zement gesprengt, die bis in das jeweilige Speichergestein reichen (Abb. 1¹). Anschließend wird unter hohem Druck (bis zu 1000 bar) ein sogenanntes „Frack-Fluid“ (eine Mischung aus Wasser und Additiven) in den Untergrund gepumpt, um Risse zu erzeugen und diese offen zu halten (Abb. 1²). Durch den hydraulischen Druck entstehen Risse im Speichergestein, durch die das Gas aus dem Gestein entweichen und dem Bohrloch zuströmen kann. Neben Sand oder Keramikpartikeln (Stützmittel zur Offenhaltung der Risse) werden dem Wasser verschiedene Chemikalien, wie z.B. Korrosionsschutzmittel oder Gelbildner, die den Stützmitteltransport verbessern, zugesetzt (Abb. 1²). Sobald das Gestein aufgebrochen ist, beginnt mit der Druckentlastung die Freiförderphase, in der „Flowback“, bestehend aus „Frack-Fluid“ und Lagerstättenwasser, an die Oberfläche gelangt (Abb. 1³). Anteile an „Frack-Fluiden“, wie z.B. Sand oder Keramikpartikel, die die Risse offen halten sollen, bleiben dauerhaft im Boden. Das freigesetzte Gas strömt nun durch das Steigrohr und kann gefördert werden (Abb. 1³). Es wird gespeichert und abtransportiert, um später für verschiedene Zwecke genutzt zu werden (Abb. 1⁴) (nach Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013).

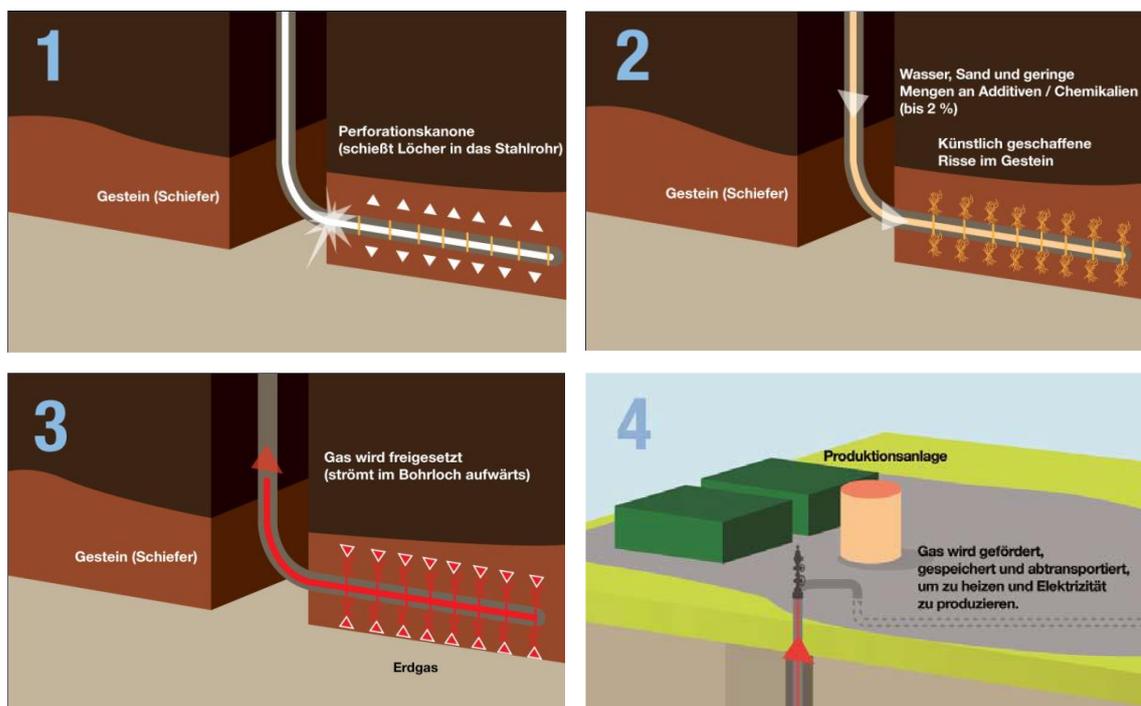


Abb. 1: Fracking-Prinzip (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013)

1.2 Die Bedeutung von Fracking

In Fachkreisen auf der ganzen Welt debattiert man über das scheinbar neue Gas- und Ölwunder, das die Erdgas- und Erdöllknappheit beenden soll. Die USA soll dank dieser neuen Methode der Erschließung von unkonventionellen Ressourcen, von Gasimporten völlig unabhängig sein, da sie mittels Fracking in der Lage sind, ausreichende Ressourcen auszubeuten. Wie wichtig Fracking wird zeigt die aktuelle Krisensituation. Vor allem die zur Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) gehörenden Staaten, wie z.B. der Irak und Libyen, haben auf Grund der politischen Situation (Krieg, Anschläge etc.) Schwierigkeiten mit der Produktion. Wegen der Ausfälle dieser beiden Länder sank die OPEC-Produktion im Juli 2013 um 100.000 Barrel pro Tag. Der Preis für ein Barrel (\equiv 159 Liter) der führenden Nordseesorte Brent, stieg somit im Sommer um vier Dollar (nach Habrich-Böcker et al., 2014).

Dem Bericht der “BP Statistical Review of World Energy” von 2012 zufolge stieg der weltweite Erdgasverbrauch im Jahr 2011 um 2,2 Prozent. Außerhalb von Nordamerika waren die größten Verbrauchszunahmen in China (+21,5 %), Saudi-Arabien (+13,2 %) und Japan (+11,6 %) zu finden. In Europa ging der Gasverbrauch jedoch um knapp 10 % zurück. Die weltweite Erdgasproduktion stieg im gleichen Zeitraum um knapp 2 %. Größter Produzent 2012 war laut BP die USA mit 681,4 Milliarden Kubikmetern (was einem Plus von 4,7 % entsprach), gefolgt von der russischen Föderation mit 592,3 Milliarden Kubikmetern, deren Förderung allerdings um 2,7 % sank (nach Habrich-Böcker et al., 2014).

Nach Einschätzung der US-Energiebehörde EIA werden die USA in diesem Jahr mehr Öl und Gas fördern als importieren. Dazu trägt vor allem das Fracking bei. Die größten Vorkommen an unkonventionellen Ressourcen werden an der kanadischen Grenze vermutet. Die EIA rechnet ebenfalls damit, dass die USA innerhalb von nur fünf Jahren Russland und Saudi-Arabien als weltgrößte Gas- und Ölproduzenten ablösen (nach Habrich-Böcker et al., 2014).

Auch für so manche Länder in der Europäischen Union, die von russischen Gasimporten abhängig sind, wird aufgrund der derzeitigen Ukraine Krise und den politischen Spannungen mit Russland, eine Förderung von Erdgas und Erdöl aus eigenen Quellen durch Fracking, immer interessanter.

2 Lagerstätten - Erdgas und Erdöl

In diesem Kapitel werden die Bestandteile von Erdgas und Erdöl sowie die Unterschiede zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgaslagerstätten beschrieben. Des Weiteren werden die Arten von nicht-konventionellen Erdgas und Erdöl, die mittels Fracking gefördert werden, näher erläutert. Die weltweiten Ressourcen von konventionellem und nicht-konventionellem Erdgas und Erdöl sowie deren Verteilung, werden ebenfalls gezeigt.

2.1 Erdgas

Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan (CH_4), geringen Anteilen an sonstigen Kohlenwasserstoffen sowie Stickstoff (N_2), Schwefelwasserstoff (H_2S) und Kohlendioxid (CO_2). Bei der Entstehung wird zwischen biogenem und thermogenem Methan unterschieden. Während thermogenes Methan aus organischem Material bei hohen Temperaturen und Drücken in tiefen Sedimenthorizonten gebildet wird, entsteht biogenes Methan oberflächennah durch mikrobiellen Abbau. Für die Energiegewinnung ist das thermogene Methan von besonderer Bedeutung, welches sowohl in konventionellen als auch in nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten eingebunden ist (Abb. 2) (nach Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013).

Das Erdgas in konventionellen Lagerstätten wandert, abhängig von den Porositäten, aus dem Muttergestein entlang von Trennschichten in darüberliegendes Speichergestein. Sobald diese Formation von einer gasdichten Deckschicht überlagert ist, bilden sich sogenannte konventionelle Gaslagerstätten aus (Abb. 2). Erdgas, welches mittels Fracking aus nicht-konventionellen Lagerstätten gefördert wird, ist der Oberbegriff für thermogenes Erdgas, das zum Teil noch im Muttergestein oder im gering durchlässigem Speichergestein gebunden ist (Abb. 2). Bei den nicht-konventionellen Vorkommen wird zwischen „Tight Gas“, Schiefergas und Kohleflözgas unterschieden (nach Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013).

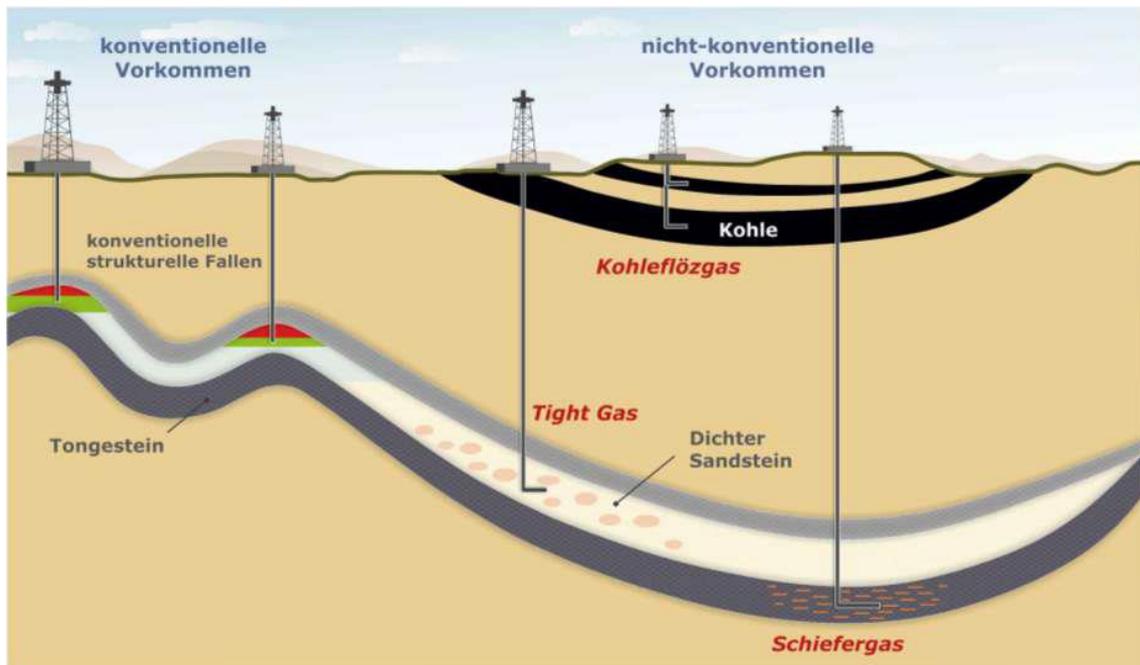


Abb. 2: Konventionelle- und nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009)

2.1.1 Konventionelle vs. nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten

Konventionelle Erdgaslagerstätten unterscheiden sich sowohl in ihrer Art als auch in ihrer Genese von nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten. Bei den konventionellen Erdgaslagerstätten sammelt sich das Erdgas in sogenannten „Erdgasfallen“. Das Erdgas entsteht zunächst in einer unter der Lagerstätte liegenden geologischen Schicht (Muttergestein) und migriert dann so lange durch das Gebirge in Richtung Erdoberfläche, bis es sich in einem Speichergestein unter einer undurchlässigen Schicht sammelt „geologische Fallenstruktur“. Bei nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten hingegen verbleibt das Erdgas in der Regel im Muttergestein bzw. in den angrenzenden Horizonten. Von diesem Unterscheidungsmerkmal ausgehend wird international die Klassifizierung zwischen konventionellen- und nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten durch die Lagerstättenpermeabilität definiert. Erdgaslagerstätten mit Permeabilitäten unter 0,1 mD „Millidarcy“ ($k = 10^{-9}$ m/s, auf Wasser bezogen) werden prinzipiell zu den nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten gezählt (nach Meiners et al., 2012).

Die Umrechnung von Darcy [D] auf die Permeabilität K [m²] ist dimensionslos und beträgt: $K[\text{m}^2] = K[\text{D}] \cdot 9,8692 \cdot 10^{-13}$ (nach Kölling et al., 2010).

Der Durchlässigkeitsbeiwert k (auf Wasser bezogen) (Glg. 1) errechnet sich dann wie folgt (nach Kölling et al., 2010):

$$k = K \cdot \rho \cdot g \cdot \eta^{-1} \quad (1)$$

k	[m/s]	Durchlässigkeitsbeiwert für Wasser
K	[m ²]	Permeabilität
ρ	[kg/m ³]	Dichte
g	[m/s ²]	Erdbeschleunigung
η	[kg/ms]	dynamische Viskosität des Fluids (temperaturabhängig)

Zur groben Umrechnung in Durchlässigkeitsbeiwerte k [m/s] (auf Wasser bezogen) kann die Permeabilität K [m²] mit dem Faktor 10^7 mutipliziert werden.

Die Abgrenzung zu konventionellen Lagerstätten erfolgt, wie schon vorher erwähnt, über die Durchlässigkeit (Permeabilität) des Speichergesteins. Nachfolgend ein Vergleich der Durchlässigkeiten (Abb. 3) von konventionellen und nicht-konventionellen Speichergestein (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

Abb. 3 zeigt den Vergleich eines Sandsteins (Korngröße ca. 0,5 mm) mit hoher Porosität und Permeabilität als konventionelles Erdgas-Speichergestein (Abb. 3 links) mit einem gering durchlässigen Sandstein als nicht-konventionelles Speichergestein (Abb. 3 rechts). Die Porenräume sind in beiden Präparaten blau eingefärbt (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

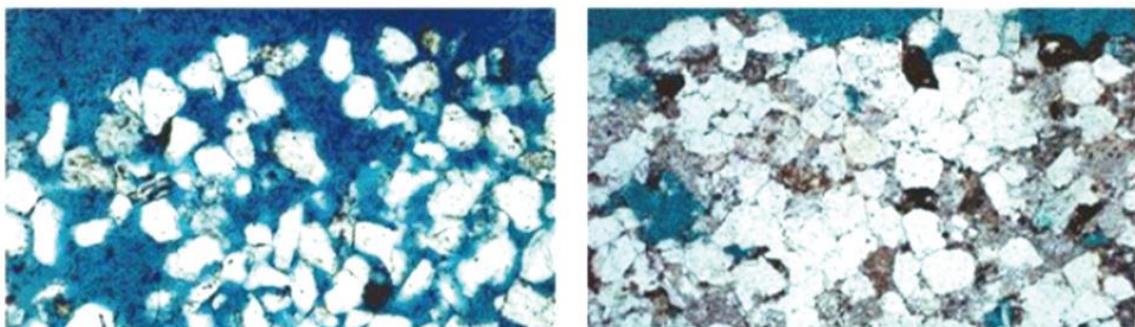


Abb. 3: Vergleich: konventionelles- (links) und nicht-konventionelles Speichergestein (rechts) (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009)

Um Erdgas aus nicht-konventionellen Lagerstätten fördern zu können, muss die Permeabilität (Durchlässigkeit) des Speichergesteins durch entsprechende Stimulationsmaßnahmen (Fracking) künstlich erhöht werden (nach Meiners et al., 2012).

2.1.2 Konventionelles Erdgas

Konventionelles Erdgas bzw. Erdgas aus konventionellen Erdgaslagerstätten unterteilt sich in (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009):

- freies Erdgas und
- Erdölbegleitgas.

2.1.2.1 Freies Erdgas

Als freies Erdgas wird jenes Erdgas bezeichnet, welches weder in Kontakt mit Erdöl noch darin gelöst, in der Erdgaslagerstätte vorkommt. Im Gegensatz zu Erdölbegleitgas, wird freies Erdgas aus reinen Gaslagerstätten (konventionelle Erdgaslagerstätten) an die Erdoberfläche gefördert (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

2.1.2.2 Erdölbegleitgas

Als Erdölbegleitgas wird jenes Erdgas bezeichnet, das als Beiprodukt im Zuge der Erdölproduktion auftritt. Dieses Gas hat seinen Ursprung in einem Erdölvorkommen und tritt sowohl gelöst im Erdöl, als auch in Form einer Gaskappe über dem Erdöl, in der Lagerstätte auf. Erdölbegleitgas ist aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht nutzbar. Dies ist meist eine Folge der Lage der Erdölförderstätten, die sich oft in abgelegenen Gebieten mit mangelhafter Infrastrukturanbindung oder sogar auf offener See befinden. Aus diesen Gründen wird das Erdölbegleitgas bei der Erdölförderung meist entweder verbrannt, oder unverbrannt in die Atmosphäre abgelassen (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

2.1.3 Nicht-konventionelles Erdgas

Zu den nicht-konventionellen Ergasvorkommen zählen unter anderem (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009):

- Schiefergas;
- „Tight Gas“;
- Kohleflözgas;
- Aquifergas;
- und Gashydrat,

wobei Aquifergas (im Grundwasser gelöstes Erdgas) und Gashydrat (eisförmige, feste Verbindung aus Methan und Wasser) nicht mittels Fracking gefördert und daher nicht weiter betrachtet werden (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

2.1.3.1 Schiefergas

Schiefergas ist ein nicht-konventionelles Erdgas und unterscheidet sich in seiner Bildung und Zusammensetzung nicht von konventionellem Erdgas. Es ist die Art der Lagerstätte und die dadurch erforderliche Methode der Gewinnung (Fracking), die von der Förderung aus konventionellen Lagerstätten abweicht. Schiefergas ist Erdgas, das in sehr gering durchlässigen ($k = 10^{-9} - 10^{-13}$ m/s) Schiefergesteinen, auch „Schiefer“ genannt, eingeschlossen ist. Das Gas ist aus diesem Speichergestein nie herausmigriert. Dieses Gestein ist also gleichzeitig Muttergestein und Reservoir. Die Gewinnung der Kohlenwasserstoffe aus Schiefergesteinen ist technisch sehr anspruchsvoll. Großen Einfluss auf die Förderbarkeit haben die geringe Porosität und Permeabilität, der Wassergehalt im Reservoir sowie die Spannungsbedingungen im Gestein. Aufgrund der sehr geringen Durchlässigkeit wird der Zustrom des Gases in das Bohrloch behindert und die Produktionsraten sind eher gering. Eine Erhöhung der Permeabilität durch Erzeugung künstlicher Risse im Gestein (Fracking), ist daher von großer Bedeutung, um die Förderraten zu erhöhen bzw. um überhaupt eine Förderung zu ermöglichen (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

Die Förderung von Schiefergas ist deutlich aufwendiger als beispielsweise die von Tight Gas, da beim Fracking mehrere Eingriffe notwendig sind, um Fließkanäle zu schaffen. Es wird somit auch wesentlich mehr Flüssigkeit benötigt, da Sandstein von Natur aus poröser und durchlässiger ist als Schiefergestein (nach Wintershall Holding GmbH, 2014).

2.1.3.2 „Tight Gas“

Tight Gas gehört geologisch gesehen zu den konventionellen Erdgaslagerstätten, da das Gas aus dem Muttergestein nach oben migrierte, bis es auf eine sehr gering durchlässige Barrierschicht (Sandstein) gestoßen ist. Jedoch wurde aufgrund des höheren Erschließungsaufwandes (horizontale Bohrtechnik in Verbindung mit Fracking) im Vergleich zur konventionellen Erdgasförderung, sowie aufgrund der internationalen Abgrenzung von konventionellen und nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten durch die Lagerstättenpermeabilität (vgl. Kap 2.2) beschlossen, Tight Gas den nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten zuzuordnen. Im Falle von Tight Gas ist die gasführende Gesteinsschicht Sandstein, mit geringer Permeabilität ($k = 10^{-6} \text{ m/s} - 10^{-10} \text{ m/s}$). Diese Erdgasvorkommen treten in der Regel in Tiefen von 3500 m unter der Erdoberfläche als sogenannte Tiefengase auf. Aufgrund der geringen Durchlässigkeit der Barrierschicht, kann das Erdgas nicht ohne spezielle Maßnahmen (Fracking) entweichen und zu einer Bohrung strömen. Um Tight Gas zu fördern, ist ähnlich wie beim Schiefergas, eine Erhöhung der Durchlässigkeit des Sandsteins durch Fracking erforderlich. Jedoch werden bei der Förderung von Tight Gas aufgrund der höheren Porosität und Permeabilität des Sandsteins, im Vergleich zum Schiefergestein, deutlich weniger Eingriffe und somit auch viel weniger Wasser und chemische Additive beim Fracking benötigt (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

2.1.3.3 Kohleflözgas

Kohleflözgas ist ein Oberbegriff für alle natürlichen Gasgemische die in Verbindung mit Kohle vorkommen. Dazu gehören im Wesentlichen Flözgas und Grubengas (Abb. 4). Flözgas (Coalbed Methane, CBM) ist das aus Kohleflözen in unverritztem Gebirge (Gebirge, in dem noch kein Bergbau stattgefunden hat) etwa durch eine Bohrung freigesetzte Gas. Das durch Bergbautätigkeit im Grubengebäude unmittelbar oder später austretende Kohleflözgas, wird als Grubengas bezeichnet. Dieses gliedert sich in das Coalseam Methane (CSM), welches im aktiven untertägigen Kohlebergbau durch Absaugung und Grubenbewetterung entfernt wird, sowie in das Coalmine Methane (CMM), das im stillgelegten Bergwerk noch über Jahre aus den Flözen entweichen kann. Die drei Gastypen CBM, CSM und CMM unterscheiden sich in der Regel in ihrer chemischen Zusammensetzung (siehe Abb. 4) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

	Flözgas		Grubengas	
	Coalbed Methane (CBM) (Gas aus unverritztem Gebirge)	Coalseam Methane (CSM) (Gas aus aktiven Bergwerken)	Coalmine Methane (CMM) (Gas aus stillgelegten Bergwerken)	
	[Vol.-%]			
CH ₄	90 – 95	25 – 60	60 – 80	
CO ₂	2 – 4	1 – 6	8 – 15	
CO	0	0,1 – 0,4	0	
O ₂	0	7 – 17	0	
N ₂	1 – 8	4 – 40	5 – 32	
C ₂₊		in Spuren		

Abb. 4: Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung der drei Typen von Kohleflözgas (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009)

Das Flözgas (CBM) ist im Vergleich zu Grubengas (CSM und CMM) aufgrund des deutlich höheren Methangehalts (siehe Abb. 4), viel wertvoller und kann ggf. mittels Fracking gefördert werden. Nachfolgend wird nur auf das Kohleflözgas - CBM näher eingegangen, da nur dieses mittels Fracking gewonnen werden kann.

Die für die Kohleflözgasförderung (CBM-Förderung) relevanten Kohleflöze sind meist in einer Teufenlage von etwa 1000 m unter der Erdoberfläche zu erwarten, mit Mächtigkeiten der Flöze von bis zu 10 m (Abhängig von den geologischen Gegebenheiten) (nach Meiners et al., 2012).

Bei der Förderung von CBM muss zuerst ein Zugang zur Lagerstätte von über Tage geschaffen werden. Hierzu kommen Bohrverfahren zum Einsatz, die die Lagerstätte entweder durch eine Vertikalbohrung, oder durch eine abgelenkte Bohrung (zuerst vertikal und dann horizontal) in Verbindung mit Fracking, die über mehrere hundert bis tausend Meter in der Lagerstätte verlaufen (Abhängig von den geologischen Gegebenheiten) können, erschließen. Bei einer Abfolge von zu geringmächtigen Flözen, die eine wirtschaftliche Erschließung mit Vertikal- oder Horizontalbohrungen nicht zulassen, kann auch eine Schrägbohrung (Abb. 5) abgeteuft werden, so dass einerseits ohne Horizontalbohrung die Kontaktfläche zwischen Bohrloch und Flözhorizonten erhöht wird und andererseits entlang der Bohrung einzelne Flöze gezielt erschlossen werden können (nach Meiners et al., 2012).

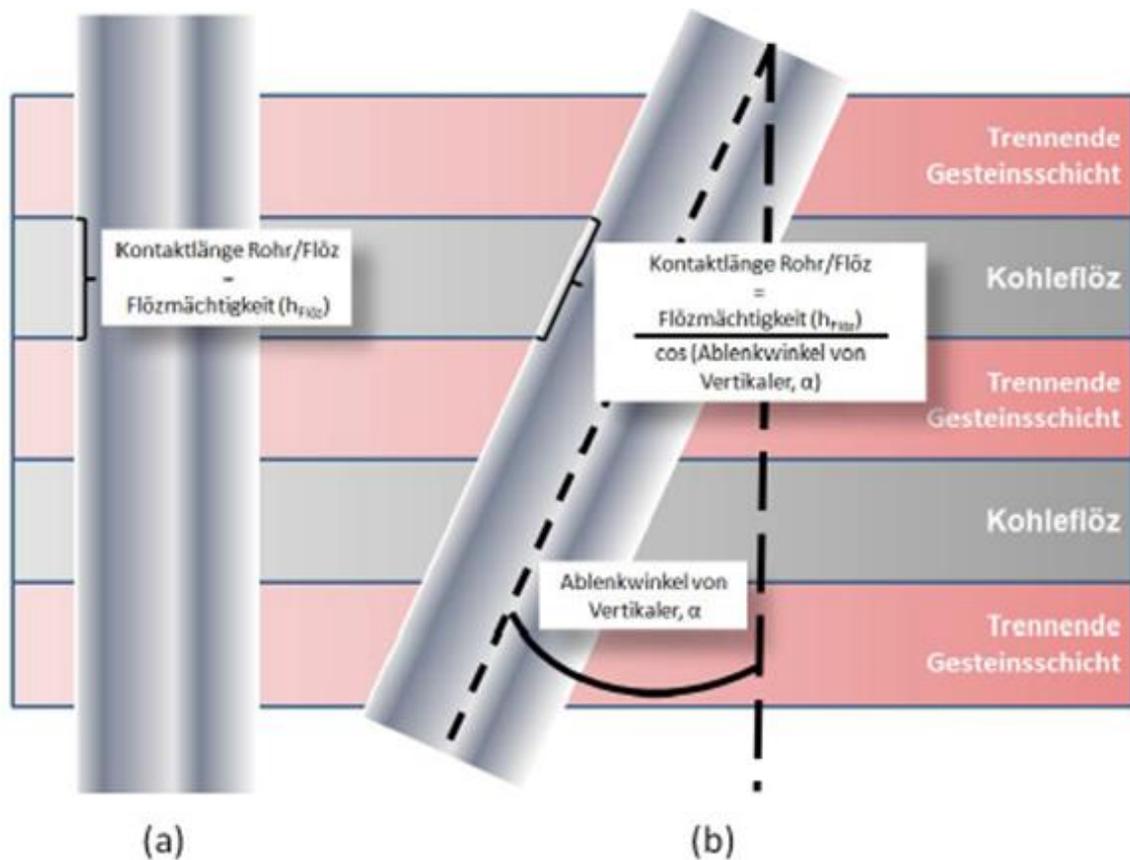


Abb. 5: Prinzipskizze zur Erläuterung der Vergrößerung der Kontaktfläche zwischen Rohr und Kohleflöz: Die Kontaktlänge und somit die Kontaktfläche wird im Falle einer Schrägbohrung (b) um den Faktor $1/\cos\alpha$ im Vergleich zu einer reinen Vertikalbohrung (a) vergrößert (Meiners et al., 2012)

Wie bereits angesprochen, weisen nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten eine deutlich geringere Permeabilität auf, als konventionelle. Die Durchlässigkeit von Kohleflözgas-Lagerstätten liegt in der Größenordnung von $k < 10^{-9}$ m/s. Daher kann es erforderlich sein, diese natürliche Permeabilität durch Stimulationsverfahren wie Fracking zu erhöhen. Kohle weist jedoch im Vergleich zu Schiefer und Sandstein, ein ausgeprägtes Kluftsystem auf. Gelingt es, mit Hilfe geeigneter Bohrverfahren die Bohrung an dieses natürliche Kluftsystem anzuschließen, kann auf eine hydraulische Stimulation der Lagerstätte (Fracking) weitgehend verzichtet werden (nach Meiners et al., 2012).

2.1.4 Weltweite Ressourcen von Erdgas aus konventionellen und nicht-konventionellen Lagerstätten

Nachfolgend eine Tabelle (Tab. 1) mit den weltweiten Ressourcen von Erdgas aus konventionellen und nicht-konventionellen Lagerstätten (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Tab. 1: Vergleich der weltweiten konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasressourcen in Bill. m³ (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

Land/Region	konventionell	nicht-konventionell		
		Schiefergas	CBM	Tight Gas
Europa	5,22	14,04	1,62	0,12
GUS	121,43	13,13	16,05	20,00
Africa	34,77	39,77	1,12	5,50
Naher Osten	43,25	5,86	k.A	0,75
Austral-Asien	44,92	44,70	23,26	20,20
Nordamerika	39,70	47,05	8,15	16,50
Südamerika	20,70	40,82	0,21	0,01
Weltweit	Σ 309,99	Σ 205,37	Σ 50,41	Σ 63,08
konventionell: Σ 309,99		nicht-konventionell: Σ 318,86		

Bei den konventionellen Erdgasressourcen liegt laut Tab. 1 die GUS (Geimeinschaft unabhängiger Staaten bzw. die ehemalige Sowjetunion) mit 121,43 Bill. m³ ganz klar an der Weltspitze. Austral-Asien teilt sich in den „Austral“-Anteil (Australien, Neuseeland etc.) und den „Asien“-Anteil (China, Japan, Korea etc.). Diese besitzen zusammen ein konventionelles Erdgasvorkommen in Höhe von 44.92 Bill. m³, dicht gefolgt vom nahen Osten (Irak, Iran, Katar etc.) mit 43,25 Bill. m³ und Nordamerika (USA, Kanada, Mexiko etc.) mit 39,70 Bill. m³. In Europa lagern mit 5,22 Bill. m³ die geringsten Ressourcen. Weltweit gibt es konventionelle Erdgasressourcen in Höhe von 309,99 Bill. m³ (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Bei den nicht-konventionellen Erdgasressourcen (Tab. 1) gibt es weltweit ein Gesamtvorkommen in Höhe von 318,86 Bill. m³. Dieses unterteilt sich in 205,37 Bill. m³ Schiefergasressourcen (\equiv 64,4 %), 50,41 Bill. m³ CBM-Ressourcen (\equiv 15,8 %) und in 63,08 Bill. m³ Tight-Gas-Ressourcen (\equiv 19,8 %) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Bei den Schiefergasressourcen liegt Nordamerika mit 47,05 Bill. m³ (22,9 %) vorne, gefolgt von Austral-Asien mit 44,70 Bill. m³ (21,8 %), Südamerika mit 40,82 Bill. m³ (19,9 %) und Africa mit 39,77 Bill. m³ (19,4 %). Europa und die GUS besitzen Ressourcen in Höhe von 14,04 Bill. m³ (6,8 %) bzw. 13,13 Bill. m³ (6,4 %). Im nahen Osten lagern mit 5,86 Bill. m³ (2,9 %) die geringsten Ressourcen an Schiefergas (Abb 6) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

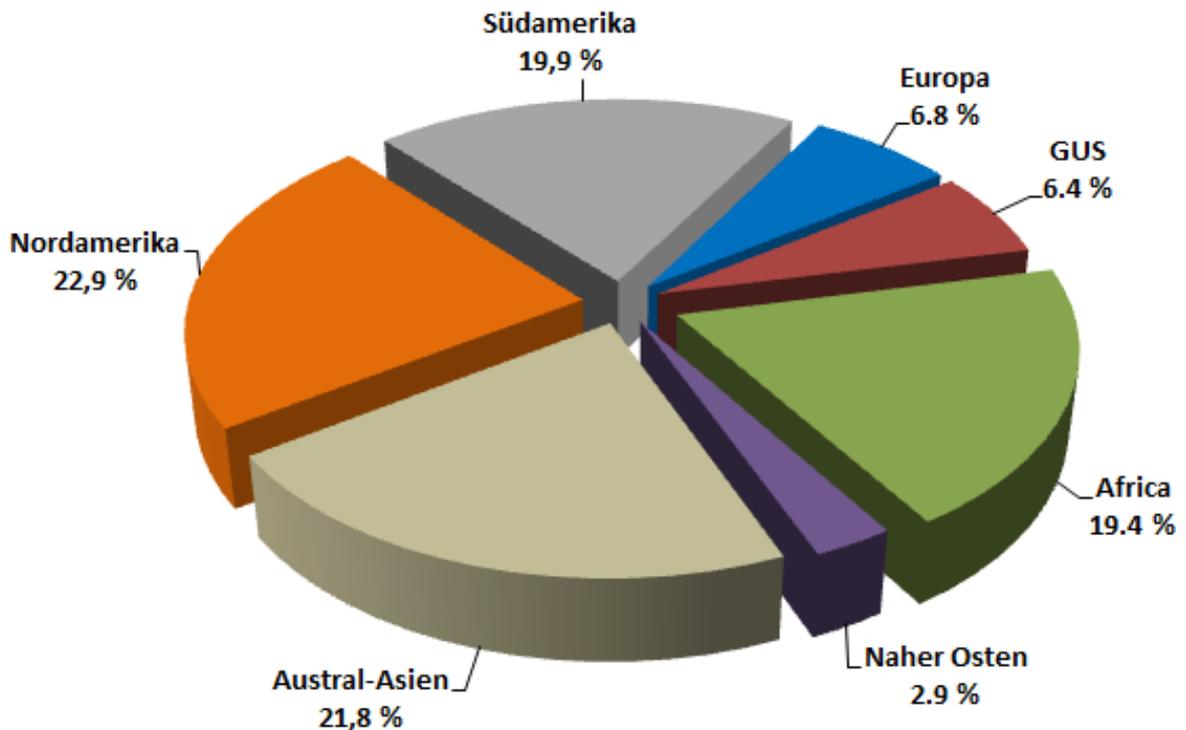


Abb. 6: Prozentuelle Verteilung der weltweiten Schiefergasressourcen in Höhe von 205,37 Bill. m³ (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

Beim Kohleflözgas (CBM) liegt Austral-Asien mit 23,26 Bill. m³ (46,1 %) an der Weltspitze, gefolgt von der GUS mit 16,05 Bill. m³ (31,8 %) und Nordamerika mit 8,15 Bill. m³ (16,2 %). In Europa betragen die CBM-Ressourcen 1,62 Bill. m³ (3,2 %), in Africa 1,12 Bill. m³ (2,2 %) und in Südamerika 0,21 Bill. m³ (0,4 %) (Abb. 7). Für den nahen Osten gibt es derzeit leider keine Angaben (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Beim Tight-Gas liegt wieder Austral-Asien mit 20,20 Bill. m³ (32,0 %) knapp vor der GUS mit genau 20,00 Bill. m³ (31,7 %). Nordamerika besitzt Ressourcen in Höhe von 16,50 Bill. m³ (26,2 %), der nahe Osten 0,75 Bill. m³ (1,2 %) und Europa 0,12 Bill. m³ (0,2 %). In Südamerika lagern mit 0,01 Bill. m³ (0,02 %), die geringsten Tight-Gas-Ressourcen (Abb. 8) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

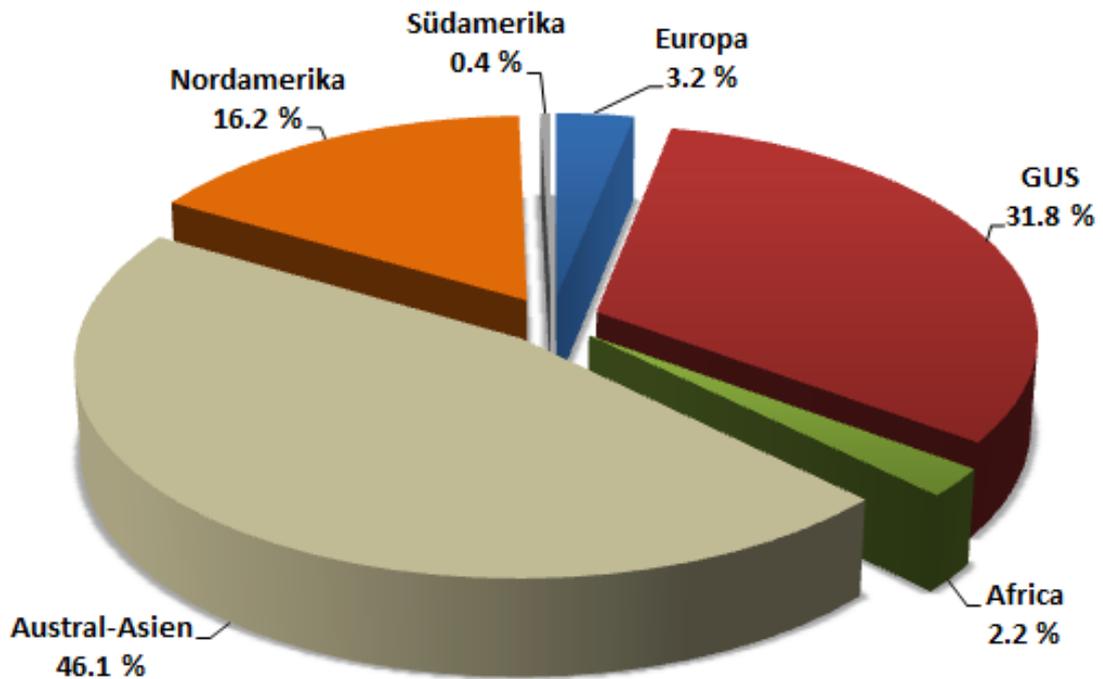


Abb. 7: Prozentuelle Verteilung der weltweiten CBM-Ressourcen in Höhe von 50,41 Bill. m³ (ohne den nahen Osten) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

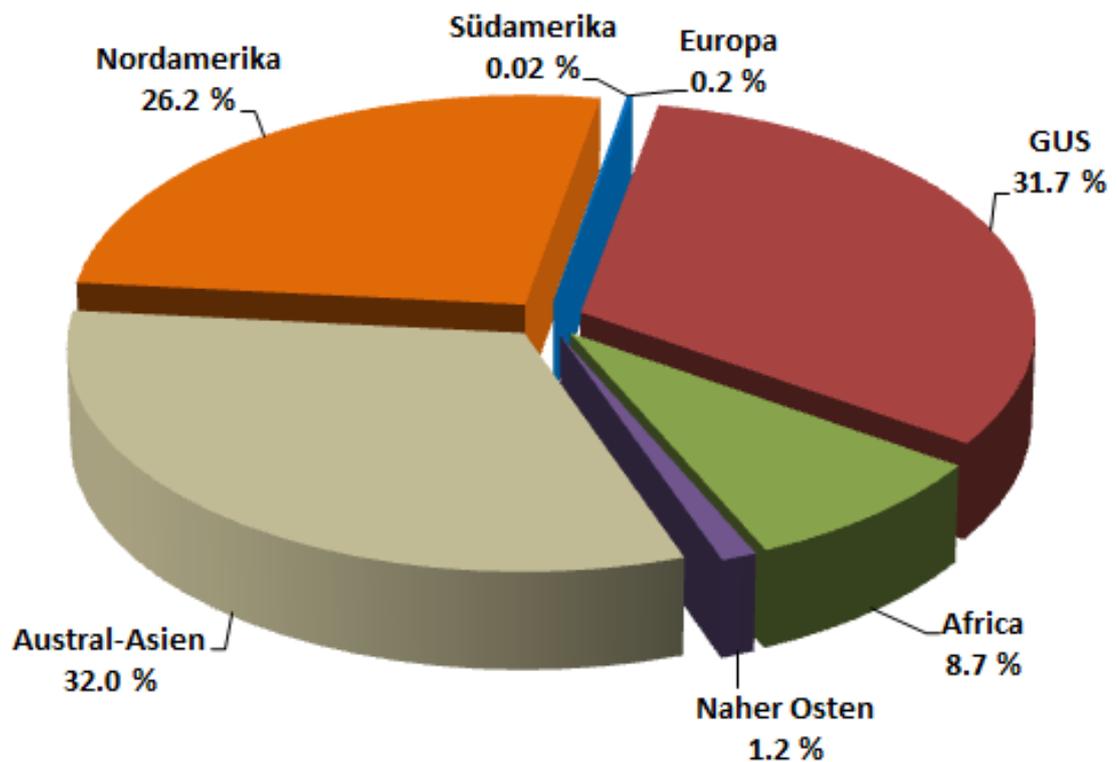


Abb. 8: Prozentuelle Verteilung der weltweiten Tight-Gas-Ressourcen in Höhe von 63,08 Bill. m³ (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

2.2 Erdöl

Erdöl ist ein flüssiges, natürlich vorkommendes Gemisch aus Kohlenwasserstoffen wie Alkanen, Zyклоalkanen und Aromaten, das in seiner chemischen Zusammensetzung und den physikalischen Eigenschaften (Dichte, Viskosität, Stockpunkt), je nach Herkunft stark variieren kann. Frisch gefördertes Röhöl z.B. ist dünn- bis zähflüssig, strohfärbig bis schwarzbraun und hat meist eine Dichte zwischen 0,78 und 1,0 g/cm³. Ähnlich wie beim Erdgas, gibt es auch beim Erdöl eine Unterscheidung zwischen konventionellem- und nicht-konventionellem Erdöl. Jedoch wird im Gegensatz zum Erdgas, nicht die Durchlässigkeit des Speichergesteins, sondern die Dichte des Erdöls zur Abgrenzung herangezogen (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009):

2.2.1 Konventionelles Erdöl

Zu den konventionellen Erdölvorkommen zählen (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009):

- Kondensat (besteht aus kurzen CH-Ketten im Übergangsbereich zu Erdgas, $\rho = 0,755 \text{ g/cm}^3$);
- Leichtöl ($\rho = 0,798 - 0,934 \text{ g/cm}^3$);
- Schweröl ($\rho = 0,934 - 1,0 \text{ g/cm}^3$).

Beim Erdöl spricht man in der Regel von konventionellen Vorkommen, wenn eine Gewinnung mit den klassischen Explorations-, Förder- und Transporttechniken möglich ist. Zur Erschließung und Nutzung von nicht-konventionellen Erdölvorkommen bedarf es alternativer Technologien, wie z.B. dem sogenannten „in-situ Verfahren“ oder Fracking (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

Bei der Förderung von diesen konventionellen Erdölen wird das Fracking-Verfahren nicht eingesetzt, daher werden diese auch nicht weiter betrachtet.

Die Abgrenzung zu den nicht-konventionellen Erdölvorkommen erfolgt, wie schon vorher erwähnt, über die Dichte des Erdöls. Erdöle mit einer Dichte größer als 1,0 g/cm³, zählen demnach zu den nicht-konventionellen Erdölen (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

2.2.2 Nicht-konventionelles Erdöl

Zu den nicht-konventionellen Erdölvorkommen zählen (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009):

- Ölsande (in Ölsand gebundenes Bitumen);
- Schwerstöl (hohe Dichte: $\rho > 1,0 \text{ g/cm}^3$ und aufgrund seiner hohen Viskosität nur schwer fließfähig);
- Ölschiefer (unreifes Erdölmuttergestein, dessen organisches Material noch nicht in flüssige Kohlenwasserstoffe umgewandelt wurde);
- Schieferöl (korrekte Bezeichnung: „Tight Oil“),

wobei Schwerstöl und Ölsande (natürlich vorkommende Gemische aus Bitumen, Wasser, Sand und Ton) nicht mittels Fracking, sondern im Tagebau oder mit dem so genannten in-situ Verfahren gewonnen werden und daher nicht weiter betrachtet werden (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2009).

Das in den USA mit Hilfe der Fracking-Technologie geförderte, so genannte „Tight Oil“, wird in den Medien jedoch oft Schieferöl genannt, das nicht mit Ölschiefern verwechselt werden sollte. Ölschiefer und Schieferöl bzw. „Tight Oil“, unterscheiden sich wie folgt (nach Senz, 2013):

- Ölschiefer sind dunkle, tonig-mergelige Sedimentgesteine, die bis zu 20% Kohlenstoffverbindungen enthalten, welche Kerogene genannt werden. Beim Erhitzen auf etwa 450°C werden diese Kerogene in Gas und ein rohölähnliches Produkt umgewandelt. Öl aus Ölschiefern kann also nur aus kerogenhaltigen Gesteinen und mit sehr großem Aufwand durch thermische Prozesse gewonnen werden. Aktuell wird beispielsweise nur in Estland Ölschiefer in nennenswerten Mengen im Tagebau (kein Fracking) abgebaut (nach Senz, 2013).
- Schieferöl ist im Gegensatz zu Ölschiefer ein fertiges Erdöl, das aufgrund der geringen Durchlässigkeit des Speichergesteins, entweder nie aus seinem Muttergestein herausmigrieren konnte, oder nur einen relativ kurzen Migrationsweg hatte (nach Senz, 2013).

Von diesen nicht-konventionellen Erdölvorkommen wird nur das Schieferöl („Tight Oil“) in den USA beispielsweise, mit Hilfe der Fracking-Technologie gefördert.

2.2.3 Weltweite Ressourcen von konventionellem– und nicht-konventionellem Erdöl

Nachfolgend eine Tabelle (Tab. 2) mit den weltweiten Ressourcen von Erdöl aus konventionellen- und nicht-konventionellen Lagerstätten (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Tab. 2: Vergleich der weltweiten konventionellen und nicht-konventionellen Erdölressourcen in Mrd. t (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

Land/Region	konventionell	nicht-konventionell		
		Bitumen/Ölsand	Schwerstöl	Schieferöl
Europa	4,61	0,03	0,03	2,23
GUS	27,64	11,20	0,02	10,45
Africa	25,63	0,33	0,008	5,20
Naher Osten	29,93	-	< 0,0005	0,014
Austral-Asien	25,10	0,10	0,12	10,20
Nordamerika	25,65	50,85	0,077	10,88
Südamerika	22,51	0,01	60,53	8,12
Weltweit	Σ 161,07	Σ 62,52	Σ 60,79	Σ 47,09
konventionell: Σ 161,07		nicht-konventionell: Σ 170,40		

Bei den konventionellen Erdölressourcen (Tab. 2) liegt der nahe Osten mit 29,93 Mrd. t an der Weltspitze, gefolgt von der GUS mit 27,64 Mrd. t. Austral-Asien, Africa und Nordamerika, besitzen jeweils ähnliche Vorkommen (Tab. 2). In Südamerika lagern 22,51 Mrd. t und in Europa nur 4,61 Mrd. t. Weltweit gibt es konventionelle Erdölressourcen in Höhe von 161,07 Mrd. t (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Bei den nicht-konventionellen Erdölressourcen (Tab. 2) gibt es weltweit ein Gesamtvorkommen in Höhe von 170,40 Mrd. t. Dieses unterteilt sich in 62,52 Mrd. t Bitumen/Ölsand (\equiv 36,7 %), 60,79 Mrd. t Schwerstöl (\equiv 35,7 %) und in 47,09 Mrd. t Schieferöl (\equiv 27,6 %). Weltweit gibt es ein größeres Vorkommen an nicht-konventionellen Erdölressourcen (Tab. 2), als an konventionellen. Jedoch wird nur das Schieferöl, das in etwa 27,6 % der gesamten nicht-konventionellen Erdölressourcen ausmacht, mittels Fracking gefördert (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Von den gesamten nicht-konventionellen Erdölressourcen in Höhe von 170,40 Mrd. t (Tab. 2), wird nur das Schieferöl in den USA beispielsweise, mit Hilfe der Fracking-Technologie gefördert. Da nur das Schieferöl mittels Fracking gefördert wird, werden im weiteren Verlauf nur die 47,09 Mrd. t Schieferölressourcen (Tab. 2) näher beschrieben (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

Bei den Schieferölressourcen (Abb. 9) liegt Nordamerika mit Ressourcen in Höhe von 10,88 Mrd. t (23,1 %) vorne, dicht gefolgt von der GUS mit 10,45 Mrd. t (22,2 %) und Austral-Asien mit 10,20 Mrd. t (21,7 %). Südamerika und Africa besitzen jeweils ein Vorkommen in Höhe von 8,12 Mrd. t (17,2 %) und 5,20 Mrd. t (11,0 %). In Europa gibt es ein Schieferölvorkommen in Höhe von 2,23 Mrd. t (4,7 %). Der nahe Osten besitzt mit nur 0,014 Mrd. t (0,03 %), die weltweit geringsten Schieferölressourcen (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

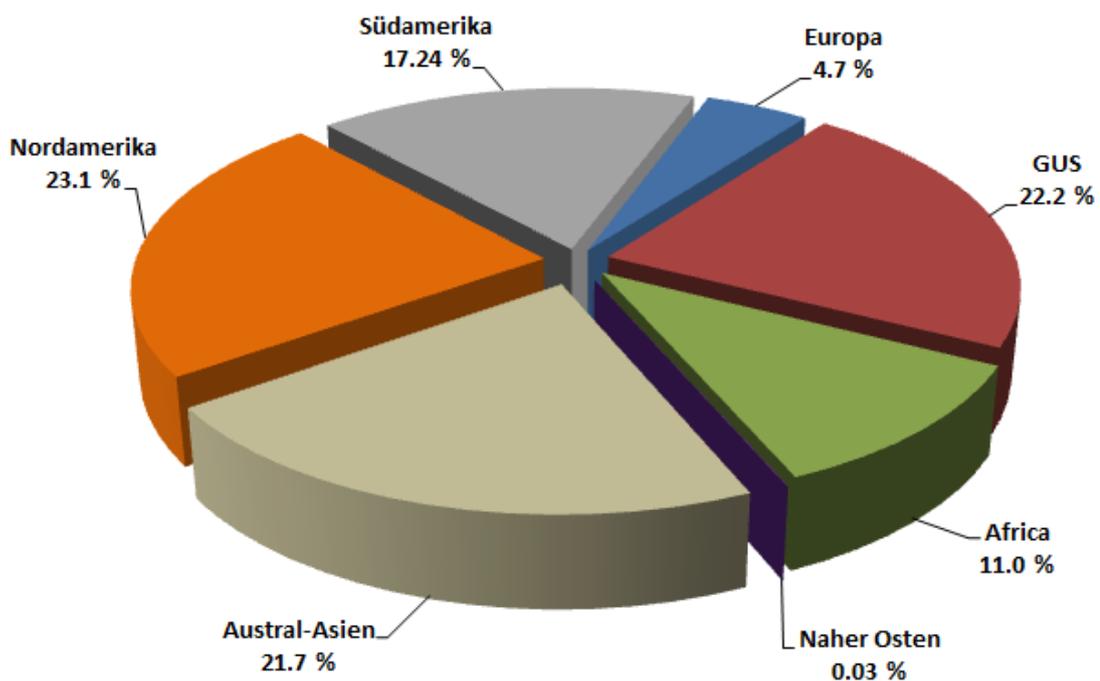


Abb. 9: Prozentuelle Verteilung der weltweiten Schieferölressourcen in Höhe von 47,09 Mrd. t (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

3 Erdgas-/Erdölförderung mit Fracking

Mit dem Begriff „Fracking“ wird ein Verfahren bezeichnet, das durch Injektion von Fluiden („Frack-Fluiden“) unter hohem Druck (bis zu 1000 bar) in tiefe geologische Schichten gekennzeichnet ist. Die Tiefe ist abhängig von den jeweiligen geologischen Gegebenheiten. Die dabei gewünschten Risse im Gestein entstehen durch Überschreitung der Zugfestigkeit und Kohäsion. Das Fracking-Verfahren wird eingesetzt, um in gering permeablen Lagerstätten die Durchlässigkeit für Fluide (Flüssigkeiten und Gase) der jeweiligen Gesteinsformation zu erhöhen. Dabei entsteht ein drei-dimensionales Netzwerk aus aufgeweiteten, natürlich vorhandenen Trennflächenpaaren und künstlich erzeugten Rissen. Dieses Netzwerk erhöht die Durchlässigkeit der Lagerstättenformation im Nahbereich der Bohrung. Ohne die künstliche Stimulation zur Erhöhung der Permeabilität durch Fracking, ist eine wirtschaftliche Förderung aus Gesteinsformationen mit geringer Permeabilität nicht möglich (nach Umweltbundesamt, 2012).

Die prinzipielle Vorgehensweise bei der Gewinnung von Erdgas und Erdöl aus nicht-konventionellen Lagerstätten mittels Fracking, gliedert sich in folgende Phasen (nach Wirtschaftsverband Erdöl und Erdgas e.V, 2013):

- Phase 1: Bohrung und Bohrlochausbau (Verrohrung und Zementation);
- Phase 2: Perforation der Produktionsstrecke;
- Phase 3: Hydraulische Stimulation (Fracking).

Nachfolgend werden diese drei Phasen ausführlich beschrieben:

3.1 Phase 1: Bohrung und Bohrlochausbau

Um Erdgas oder Erdöl aus nicht-konventionellen Lagerstätten mittels Fracking gewinnen zu können, ist noch vor dem Frack-Vorgang eine Bohrung in tiefe Gesteinschichten sowie ein Bohrlochausbau (Verrohrung und Zementation) erforderlich. In diesem Kapitel werden die zur Herstellung des Bohrlochs eingesetzten Bohrverfahren und Bohrwerkzeuge, sowie der Bohrlochausbau (Verrohrung und Zementation) beschrieben:

3.1.1 Bohrverfahren und Bohrwerkzeuge

Nachfolgend werden die zur Herstellung des Bohrlochs eingesetzten Bohrverfahren und die dazu benötigten Bohrwerkzeuge (Bohrmeißel) beschrieben:

3.1.1.1 Rotary-Bohrverfahren

Beim Rotary-Bohrverfahren (Abb. 10) wird das gesamte Bohrgestänge in Rotation versetzt, um den Bohrkopf und somit den Bohrmeißel anzutreiben. Hierzu werden ein Drehtisch und eine sogenannte Mitnehmerstange (auch „Kellystange“ genannt) benötigt. Der Antrieb des Drehtisches erfolgt über einen Antriebsmotor (Diesel- oder Elektromotor). Für die Drehbewegung und Drehmomentübertragung werden nur einige 100 KW an Leistung benötigt. Der Großteil der Energie (bis zu 80 %) wird für den Spülungskreislauf verwendet. Je nach Pumprate werden bis zu 2000 KW an installierter Antriebsleistung an den Spülpumpen benötigt (nach Meiners et al., 2012).

Als Spülpumpen werden einfach wirkende Triplex-Kolbenpumpen eingesetzt, die die Spülung aus dem Saugtank der Tankanlage über den Spülkopf durch das hohle Bohrgestänge in das Bohrloch pressen. Die Spülung tritt am Bohrwerkzeug in der Regel durch angelegte Spülungskanäle aus, sodass auf der Bohrlochsohle eine Quersrömung entsteht, mit der das erbohrte Gestein (sogenannte „Cuttings“) fortgespült wird. Anschließend steigt die Spülung beladen mit den Cuttings, durch den Ringraum zwischen Bohrstrang und Bohrlochwand an die Oberfläche auf. Über ein Rohr oder eine Rinne gelangt sie dann zu den Schüttelsieben, wo die groben Gesteinspartikel abgeschieden werden bzw. wo eine Feinabscheidung erfolgt. Von dort gelangt die Spülung wieder in den Saugtank, und somit in den Spülungskreislauf zurück (nach Buja, 2011).

Das Bohrgestänge wird mit der Kellystange (teleskopierbares Gestänge mit sechseckigem Querschnitt) verbunden. Am Drehtisch befindet sich die sogenannte Kellybuchse, die eine Aussparung in Form der Kellystange besitzt und diese aufnimmt. Diese formschlüssige Verbindung zwischen Kellybuchse und Kellystange ermöglicht die Übertragung eines Drehmoments auf den Bohrstrang, welcher im Bohrlochtiefsten zum Antrieb des Bohrmeißels verwendet wird (nach Meiners et al., 2012).

Der Bohrstrang besteht im Wesentlichen aus Kellystange, Bohrgestänge (ca. 9 m lange Stahlrohre), Schwerstangen, Stabilisatoren (stabilisieren und führen den Bohrstrang während dem Bohrvorgang), Schlagschere (verhindert ein Festklemmen des Bohrstranges im Bohrloch) und aus einer Vielzahl von Gewindeübergängen („Crossover Subs“), die alle miteinander zu einem Strang verschraubt werden (nach Buja, 2011).

Zum Verlängern des Bohrstranges wird die Verbindung zwischen Kellystange und Bohrstrang gelöst, nachdem dieser im Bohrloch verkeilt wurde. Danach wird die Kellystange mit einem neuen Rohr, das am Bohrturm im sogenannten Gestängelager bereit steht, verbunden. Die Kellystange und das neue Rohr

werden nun mittels Seilwinde, gemeinsam über den festgekeilten Bohrstrang gehoben und mit diesem verbunden. Anschließend kann ein weiterer Abschnitt gebohrt werden (nach Meiners et al., 2012).

Die zur Gesteinszerstörung an der Bohrlochsohle benötigte Belastung (Meißel-andruckkraft), erhält der Bohrmeißel durch den Bohrstrang. Um den Bohrstrang jedoch am Ausknicken zu hindern, wird die Belastung des Bohrmeißels nur vom unteren Strangteil erzeugt. Hier befinden sich die sogenannten Schwerstangen, die durch ihr hohes Eigengewicht, die notwendige Andruckkraft auf den Bohrmeißel erzeugen (nach Buja, 2011).

Ist eine Bohrstange von ca. 9 m Länge abgebohrt, so wird der Bohrstrang durch Aufsetzen einer neuen Stange entsprechend verlängert. Auf diese Weise wird das Bohrloch solange vertieft, bis der Bohrmeißel abgenutzt ist und gegen einen neuen ausgetauscht werden muss. Dazu muss der gesamte Bohrstrang aus dem Bohrloch ausgebaut werden („Round Trip“) (nach Buja, 2011).

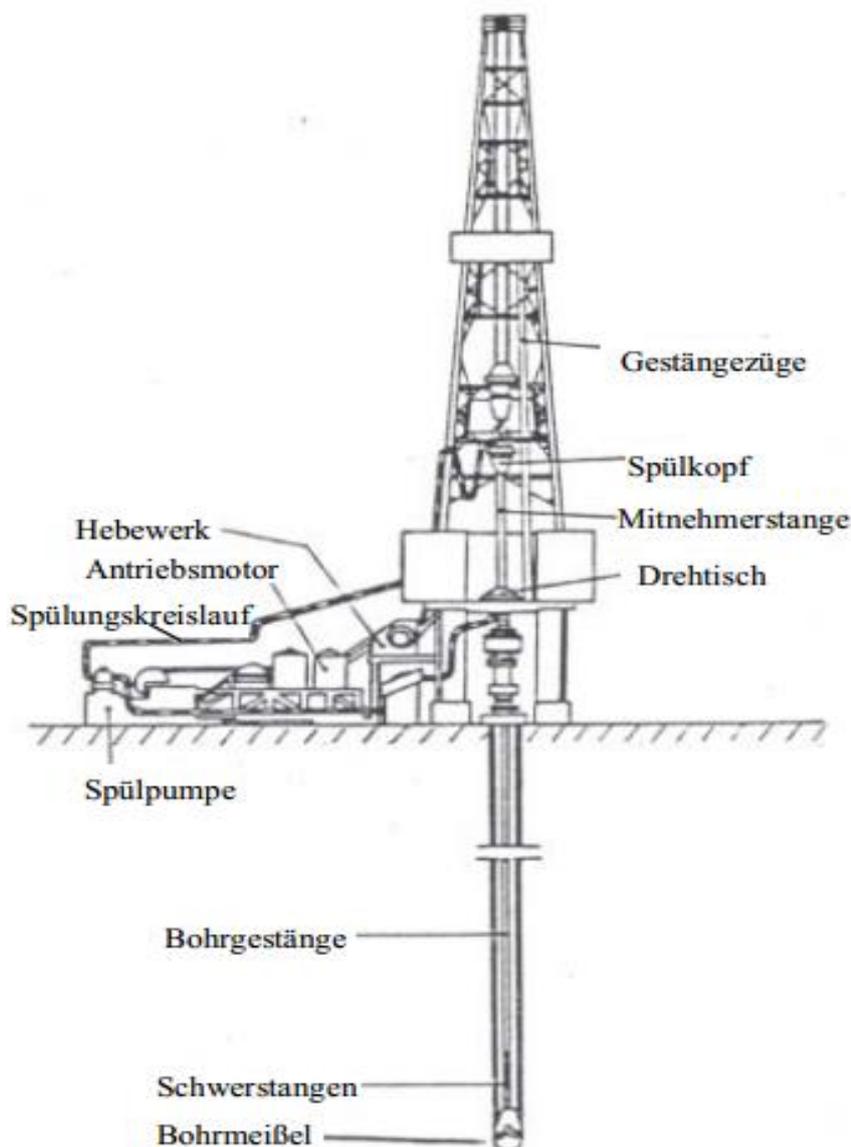


Abb. 10: Rotary-Bohranlage, Schematische Darstellung (Rogge, 2004)

Das Haupteinsatzgebiet der Rotary-Bohrtechnik liegt im Abteufen von Vertikalbohrungen. Allerdings ist der Einsatz dieses Verfahrens auch für Richtbohrungen möglich. Hierzu wird das Bohrgestänge mittels besonderer Vorrichtungen (siehe Kap. 3.1.1.3 Untertagebohrmotor „Mud Motor“) aus der zentralen Bohrachse gedrückt, und so der Bohrkopf aus der bestehenden Bohrrichtung abgelenkt (nach Meiners et al., 2012).

Das Rotary-Bohrverfahren erfordert einen erheblichen Zeitaufwand, da für den Einbau eines jeden neuen Gestängeabschnitts der Bohrvorgang unterbrochen werden muss. Dies führt dazu, dass das Abteufen einer 1000 m tiefen Bohrung bis zu einem Monat dauern kann. Aufgrund des großen Zeitaufwandes der beim Rotary-Bohrverfahren mit Drehtisch und Kellystange für die Verlängerung des Bohrstranges (alle 9 m muss der Bohrfortschritt zur Installation eines neuen Bohrstrangsegments unterbrochen werden) benötigt wird, wurde ein sogenannter „Top-Drive“-Antrieb entwickelt (nach Meiners et al., 2012).

3.1.1.2 „Top-Drive“-Verfahren

In der Tiefbohrtechnik und insbesondere bei den Bohranlagen für Erdöl- und Erdgasbohrungen, wird heute als Bohrgestängeantrieb ausschließlich das „Top-Drive“-Verfahren angewendet (nach Buja, 2011).

Das „Top-Drive“-Verfahren stellt eine Weiterentwicklung des Rotary-Bohrverfahrens dar. Beim „Top-Drive“-Verfahren wird eine elektrische oder hydraulische Antriebseinheit (ein sogenannter „Top-Drive“-Antrieb Abb. 11) an einer Seilwinde oben im Bohrturm installiert, der mit dem Bohrgestänge verbunden ist und dieses direkt antreibt. Somit entfällt die Installation eines Drehtisches mit Kellystange, da die Drehmomentübertragung unmittelbar vom Antrieb auf den Bohrstrang erfolgt (nach Meiners et al., 2012).

Beim „Top-Drive“-Verfahren ist es im Gegensatz zum Rotary-Bohrverfahren nicht notwendig, die Bohrung alle 9 m zur Installation eines neuen Bohrstrangsegments zu unterbrechen. Vielmehr können hier, aufgrund der speziellen Bauweise, immer 27 m am Stück gebohrt werden, da Gestängezüge aus drei verschraubten Rohren verwendet werden (nach Meiners et al., 2012).

Der „Top-Drive“-Antrieb wird direkt unter dem Spülkopf montiert und an einer verwindungssteifen Führungsschiene, die am Bohrturm befestigt wird, geführt (Abb. 11). Der Spülungskreislauf bzw. Spüldurchgang ist der selbe wie beim normalen Rotary-Bohrverfahren. Die Montage eines „Top-Drive“-Antriebs am Bohrturm dauert in der Regel ca. 12 Stunden (nach Buja, 2011).

Die Zuführung und Entnahme des Bohrgestänges (Rohrkolonne aus drei verschraubten Rohren) erfolgt über einen hydraulischen Greifarm, den sogenannten „Pipe-Handler“. Nachdem der „Pipe-Handler“ das Bohrgestänge aus der horizontalen Lage auf die Arbeitsplattform gehoben hat, übergibt er diese an den sogenannten „Elevator“ (Fahrstuhl) am „Top Drive“, der ebenfalls über ein hydraulisch gesteuertes Zylinderhebewerk, am Bohrturm (Höhe ca. 55 m) nach oben- und unten bewegt werden kann (nach Herrenknecht Vertical GmbH, 2014).

Das Bohrpersonal auf der Bohrplattform verschraubt die nachfolgende Rohrkolonne mit der vorhergehenden, mittels einer speziellen hydraulischen Zange. Das Ausrichten der Abfangkeile (zum Festhalten des Bohrstranges im Bohrloch, während dieser mit einer neuen Rohrkolonne verschraubt wird) sowie alle Arbeiten mit dem „Top-Drive“, werden von einem Steuerstand („Driller’s Cabin“) aus, von einem Geräteführer überwacht und gesteuert (nach Buja, 2011).



Abb. 11: BENTEC „Top-Drive“-Antrieb (International Association of Drilling Contractors, 2014)

Nachfolgend eine Tabelle (siehe Tab. 3) mit den Kenndaten eines „Top-Drive“-Antriebs von der Fa. BENTEC GmbH (nach Buja, 2011):

Tab. 3: Kenndaten des „Top-Drive“-Antriebs „TD-500-HT“ von der Fa. BENTEC GmbH (nach Buja, 2011):

Kenndaten Top-Drive-Antrieb „TD-500-HT“	
Antriebsleistung	758 kW
Drehmoment	63 kNm
Drehzahl	0 – 230 min ⁻¹
Zulässige Hakenlast	500 t
Max. Spülungsdruck	500 bar
Gerätehöhe	6730 mm

Der „Top-Drive“-Antrieb bietet folgende Vorteile (nach Buja, 2011):

- Das Bohrgestänge (mit je 27 m Länge) kann mit dem „Top-Drive“-Antrieb spülend und rotierend, ein- und ausgebaut werden;
- Das Schließen bzw. Öffnen der Bohrlochabspernung ist in jeder Position des „Top-Drive“-Antriebs durch die Fernbetätigung möglich;
- Beim „Top-Drive“-Verfahren passieren weniger Unfälle als beim normalen Rotary-Bohrverfahren, da deutlich weniger Personal auf der Arbeitsplattform benötigt wird;
- Der Rohreinbau (Verrohrung) mittels „Top-Drive“-Antrieb bringt ähnliche Vorteile wie beim Gestängeeinbau (spülend, rotierend);
- Weniger Korrekturen beim Richtbohren in Kombination mit einem „Mud-Motor“ erforderlich, da mit Gestängezügen gearbeitet wird.

Die Nachteile des „Top-Drive“-Antriebs sind (nach Buja, 2011):

- Hohe Investitionskosten für den „Top-Drive“ (ca. 1 bis 1,5 Mio. Euro) zuzüglich der Kosten für den Umbau der Bohranlage (Mastverlängerung, Führungsschiene etc.);
- Höhere Betriebskosten als beim Rotary-Bohrverfahren, die durch Zeitgewinn infolge höheren Bohrfortschritts ausgeglichen werden müssen.

Der entscheidende Nachteil sowohl beim „Top-Drive“-Antrieb als auch beim Rotary-Bohrverfahren besteht darin, dass der gesamte Bohrstrang von bis zu einigen tausend Metern in Rotation versetzt werden muss, wobei nicht unerhebliche Reibungsverluste entstehen, so dass nur ein geringer Prozentsatz der vom Antrieb auf den Bohrstrang übertragenen Energie am Bohrwerkzeug ankommt und zur Gesteinszerstörung zur Verfügung steht. Aus diesem Grund wurde ein sogenannter Untertagebohrmotor („Mud Motor“) entwickelt, der die Drehbewegung dort erzeugt wo diese am meisten benötigt wird, nämlich unmittelbar über dem Bohrwerkzeug (nach Buja, 2011).

3.1.1.3 Untertagebohrmotor „Mud Motor“:

Der Untertagebohrmotor, auch „Mud Motor“ (Abb. 12) genannt, wird durch die im Bohrloch zirkulierende Bohrspülung (Wasser/Bentonit-Suspension) angetrieben (hydrostatischer Antrieb) und funktioniert nach dem Prinzip eines Schraubenmotors (nach Bayer, 2005).

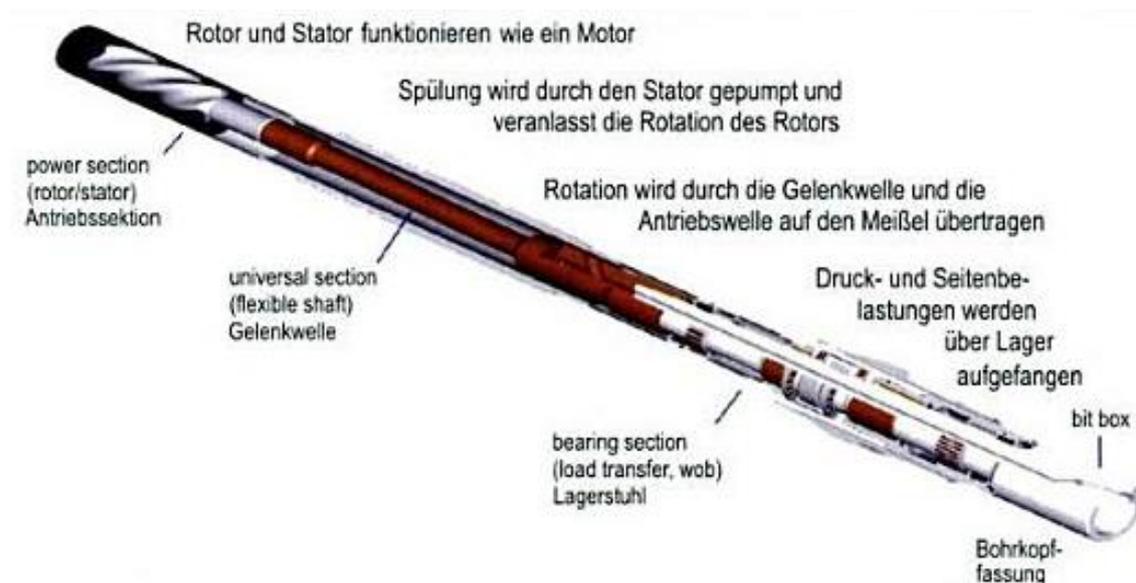


Abb. 12: Der „Mud Motor“ und seine Komponenten (Bayer, 2005)

Komponenten des „Mud Motors“:

Nachfolgend werden die Komponenten des „Mud Motors“ sowie ihre Funktions- bzw. Arbeitsweise genauer erläutert:

- **Antriebssektion (Abb. 13):**

Die Antriebssektion (Abb. 13) besteht aus einem mit gewendelten Elastomer ausgekleideten Statorrohr (Stahlrohr), sowie einem Rotor, bestehend aus einem gewendelten Stahlkörper, der im Stator exzentrisch gelagert ist. Der Stator besitzt immer eine Wendel mehr als der Rotor, so dass eine Kammer entsteht, die durch den Spülungsdruck nach unten bewegt wird und so den Rotor in eine Drehbewegung versetzt (nach Buja, 2011).

Der Stator besteht äußerlich aus einem Stahlrohr, welches von innen mit einem speziellen schraubenförmigem Elastomer ausgekleidet wird. Der Rotor besteht aus chromlegierten Stahl, um einerseits Korrosion zu vermeiden und andererseits, um Reibung und Verschleiß zwischen Rotor und Stator zu reduzieren (nach Dyck et al., 2011).

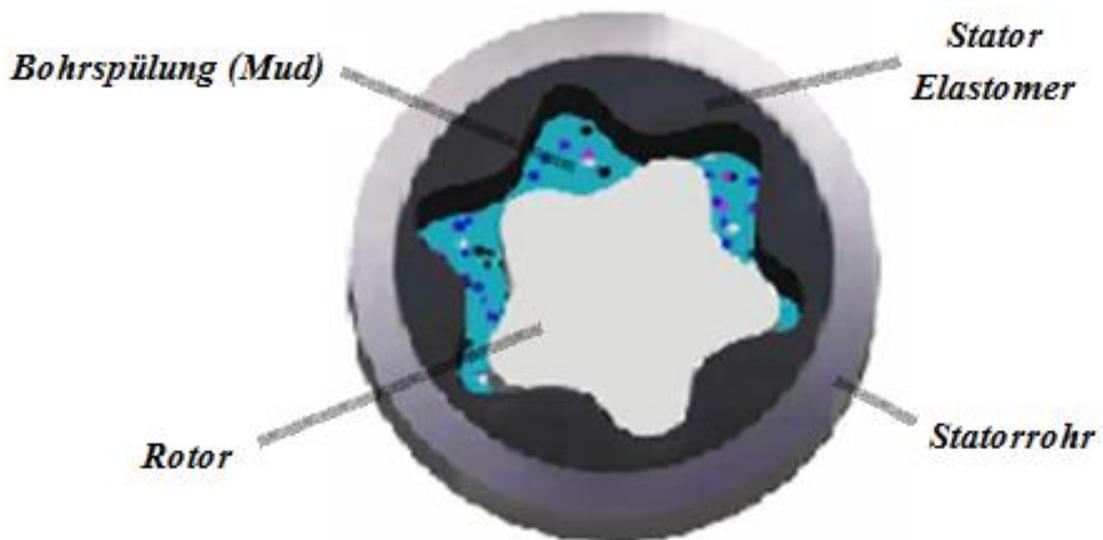


Abb. 13: Schematische Darstellung des Querschnitts eines 5:6- gängigen (siehe Abb. 14) „Mud Motors“ (nach Jiangyin Dongchen Petroleum Drilling Equipment Co. Ltd., 2012)

Der ein- oder mehrgängige Rotor mit Schraubenförmiger Oberfläche wirkt wie ein Verdränger in dem mit Elastomer ausgekleideten Stator. „Mud Motoren“ gibt es in unterschiedlichen Rotor/Stator-Verhältnissen bzw. „Lobe-Konfigurationen“, den sogenannten 1:2-, 3:4-, 4:5-, 5:6-, 7:8- und 9:10- gängigen Motoren (siehe Abb. 14), wobei der Stator immer eine Wendel bzw. einen Schraubengang mehr haben muss als der Rotor (Kammerbildung). Mit steigender „Lobe-Konfiguration“ nimmt das Drehmoment und die Lebensdauer des „Mud Motors“ zu, der Wirkungsgrad nimmt jedoch ab (nach Bayer, 2005).

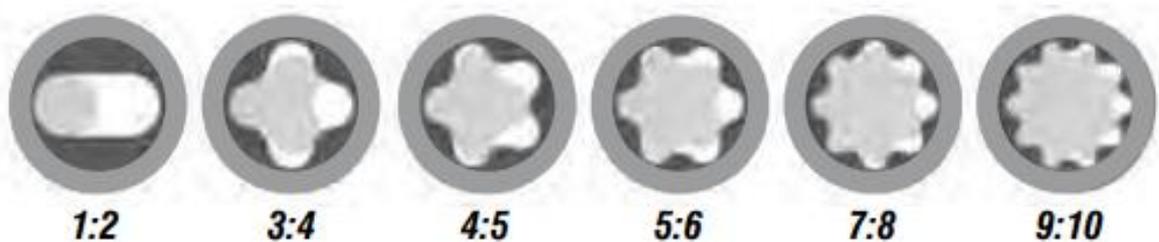


Abb. 14: Lobe-Konfigurationen eines „Mud Motors“ (nach Dyck et al., 2011)

Hohe Drehmomente bei kleinen Drehzahlen sind sehr günstig für den Einsatz von Rollenmeißeln. 3:4- bis 7:8- gängige „Mud Motoren“ werden aufgrund der guten Drehzahl-Drehmoment-Charakteristik sehr häufig eingesetzt. 1:2- gängige Motoren sind aufgrund ihrer „Festfahrgefahr“ (geringes Drehmoment) nicht im Einsatz (nach Bayer, 2005).

- **Gelenkwelle und geknicktes Gehäuse (Abb. 15):**

Eine flexible Gelenkwelle, die mit dem Rotor und der Meißelantriebswelle (im Motorgehäuse) verbunden ist, wandelt die exzentrische Drehbewegung des Rotors in konzentrische um und überträgt das Drehmoment über die Antriebswelle auf den Bohrmeißel. Die Gelenkwelle erlaubt die Nutzung eines geknickten Gehäuses. Der Knickwinkel liegt meist zwischen 0 und 3° und kann über einen verstellbaren Ring am Gehäuse des „Mud Motors“, den sogenannten „Adjustable Ring“ (siehe Abb. 15) eingestellt werden (nach Dyck et al., 2011).

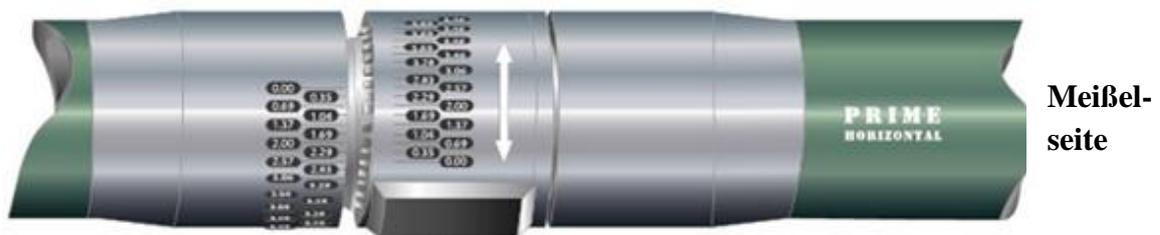


Abb. 15: Einstellung des Knickwinkels über den „Adjustable Ring“ am Gehäuse des „Mud Motors“ (nach Prime Horizontal Inc., 2014)

Nachfolgend eine Tabelle (Tab. 4) mit dem vom, am Gehäuse eines 4:5-gängigen „Mud Motors“ eingestellten, Knickwinkel und Bohrlochdurchmesser abhängigen möglichen Bohrradien für Richtbohrungen (nach Prime Horizontal Inc., 2014).

Tab. 4: Zusammenhang zwischen Knickwinkel, Bohrlochdurchmesser und Bohrradius eines 4:5- gängigen „Mud Motors“ für Richtbohrungen (nach Prime Horizontal Inc, 2014)

Bohrlochdurchmesser 7 7/8“ (ca. 20 cm)	
Knickwinkel am Motorgehäuse [°]	Radius der Richtbohrung [m]
1,22	210
1,50	150
1,76	120
2,00	100
2,23	90
2,42	80
2,74	70
3,00	60

Mit diesem 4:5-gängigen „Mud Motor“ von der „Prime Horizontal Inc“ sind also bei einem maximalen Knickwinkel von 3° (Tab. 4), Richtbohrungen mit einem Radius von 60 m möglich (nach Prime Horizontal Inc., 2014).

Die Kenndaten des 4:5-gängigen „Mud Motors“ von der „Prime Horizontal Inc.“ werden in der nachfolgenden Tabelle (Tab. 5) gezeigt (nach Prime Horizontal Inc., 2014):

Tab. 5: Kenndaten des 4:5- gängigen „Mud Motors“ von der „Prime Horizontal Inc.“ (nach Prime Horizontal Inc., 2014)

Motorkenndaten des 4:5- gängigen „Mud Motors“	
Motorgehäuse-Durchmesser	172 mm
Gewicht des Motors	880 kg
Motorlänge	692 cm
max. Drehzahl	300 min ⁻¹
Durchflussrate	1150 - 2270 l/min
max. Differenzdruck	40 bar
max. Drehmoment	4550 Nm
Motorleistung	121 kW

- **Lagerstuhl (Abb. 16):**

Das von der Antriebseinheit (Rotor/Stator) erzeugte Drehmoment, wird über die Gelenkwelle auf die ebenfalls im Lagerstuhl (Abb. 16) lagernde Antriebswelle übertragen, die über eine Bohrkopffassung den Bohrmeißel aufnimmt. Der Bohrmeißel wird in die Bohrkopffassung verschraubt. Die Axial-Kugellager dienen zur Aufnahme und Übertragung der axialen Schub- und Zugkräfte auf den Bohrmeißel. Mögliche Radialkräfte werden vom oberen- und unteren Radiallager aufgenommen. Der Lagerstuhl absorbiert außerdem Druck- und Seitenbelastungen während dem Bohrvorgang. Er ist entweder abgedichtet und ölgefüllt (selbstschmierend), oder wird mit der Spülung geschmiert (nach Bayer, 2005).

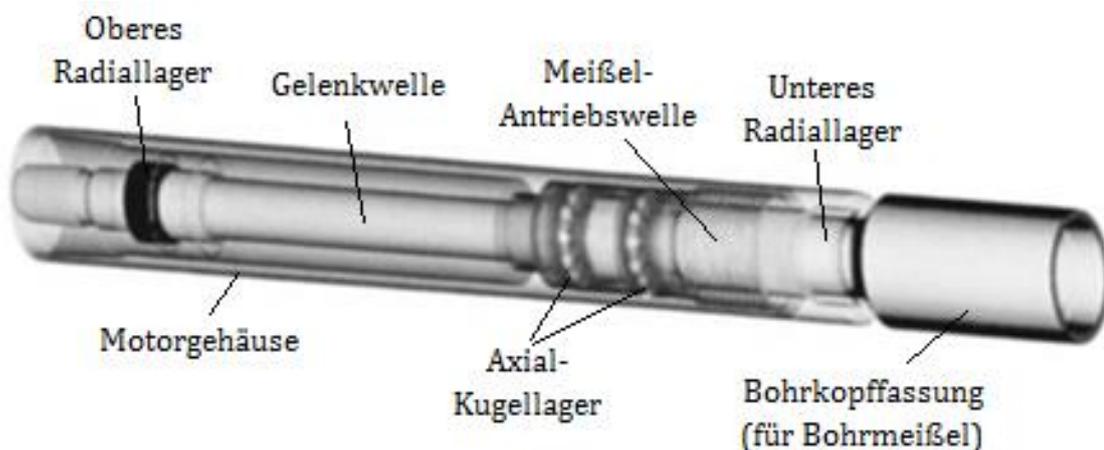


Abb. 16: Lagerstuhl mit Komponenten (nach Bayer, 2005)

Arbeitsweise des „Mud Motors“:

Für den Betrieb des „Mud Motors“ sind sowohl die Durchflussmenge als auch der Spülungsdruck notwendig. Diese Arbeiten werden von den Spülungspumpen vorgenommen. Die Durchflussmenge lässt den Rotor im Inneren des Motors rotieren - je mehr Durchfluss, um so schneller die Umdrehungen. Der Druck wird in Drehmoment umgewandelt und überwindet den Widerstand, welches das zu durchbohrende Gestein dem Bohrkopf entgegensetzt. Je höher der Druck, desto höher das Drehmoment für den Antrieb des Bohrkopfes. Der „Mud Motor“ wird immer nur das nötige Drehmoment für den Antrieb des Bohrkopfes liefern, nicht mehr. Wird der Bohrkopf stärker gegen das Gestein gedrückt, erhöht sich der Druckabfall innerhalb des Motors, dieser gibt dann folglich mehr Drehmoment zum Antrieb des Bohrkopfes ab (nach Bayer, 2005).

Die Bohrung mit einem „Mud Motor“ wird jeweils abwechselnd, entweder mit- oder ohne Strangrotation vorangetrieben. Im Modus mit Strangrotation („Rotary-Modus“ Abb. 17) wird der gesamte Bohrstrang inklusive dem Gehäuse des „Mud Motors“, von dem am Bohrturm angeordneten „Top-Drive“-Antrieb gedreht. Der Bohrmeißel wird jedoch nur von der Antriebseinheit (Rotor/Stator) im Inneren des „Mud Motors“, nicht durch den „Top-Drive“-Antrieb an der Oberfläche, in eine Drehbewegung versetzt. Dieser Modus dient einerseits der Ausrichtung des Knickstücks, falls Richtungskorrekturen erforderlich werden und andererseits, um die Exzentrizität aufgrund des geknickten Motorgehäuses im Bohrloch zu neutralisieren, sodass beispielsweise in einer Horizontalsektion geradeaus gebohrt werden kann (nach Sohmer, 2012).

Der zuvor eingestellte Knickwinkel am Gehäuse des „Mud Motors“ (0 bis 3° möglich), rotiert im Modus mit Strangrotation mit und kann im Bohrloch nicht mehr verändert werden, dadurch entsteht ein Bohrungsabschnitt mit einem geringfügig größerem Durchmesser (siehe Abb. 17), aber gleichbleibender Neigung (nach Röntzsch, 2014).

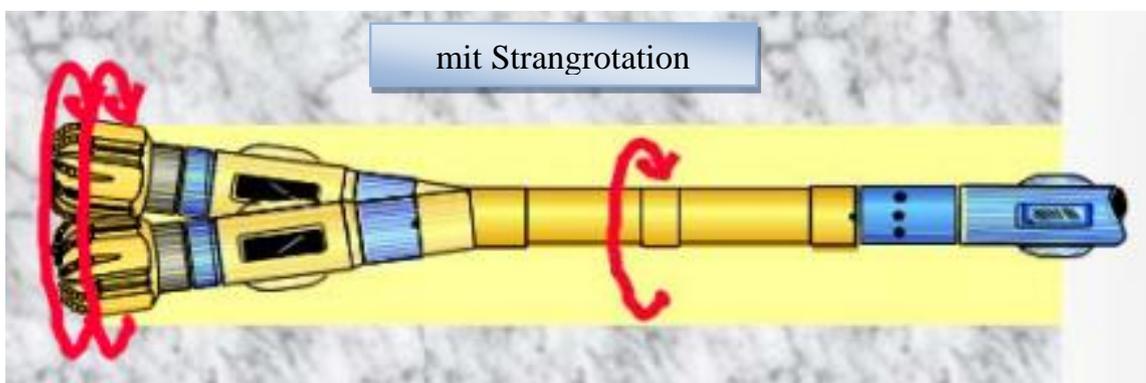


Abb. 17: „Mud Motor“ im Modus mit Strangrotation („Rotary-Modus“), Schematische Darstellung (nach Jürgens, 2011)

Im Modus ohne Strangrotation („Sliding-Modus“ oder orientiertes Bohren genannt Abb. 18) wird der Bohrstrang nicht gedreht, auch das Gehäuse des „Mud Motors“ rotiert nicht. Der „Mud Motor“ bzw. die Antriebseinheit im Inneren (Rotor/Stator) wird durch die Bohrspülung (Wasser/Bentonit-Suspension) angetrieben, wodurch auch der Bohrmeißel in eine Drehbewegung versetzt wird. Die Bohrrichtung wird durch die eingestellte Richtung des Knicks am Motorgehäuse bestimmt (nach Sohmer, 2012).

Die Stabilisatoren stützen sich beim Kurvenbohren („Sliding-Modus“ Abb. 18) an einer Seite an der Bohrlochwand ab, um den Bohrmeißel in die eingestellte Richtung des Knicks zu lenken. Da die beiden Stabilisatoren und der dazwischen liegende Knick nicht mit dem Bohrmeißel auf einer Linie liegen (vgl. Abb. 18), wird der Bohrungsverlauf von seinem Pfad abgelenkt und es entsteht eine definierte Kurve (nach Röntzsch, 2014).

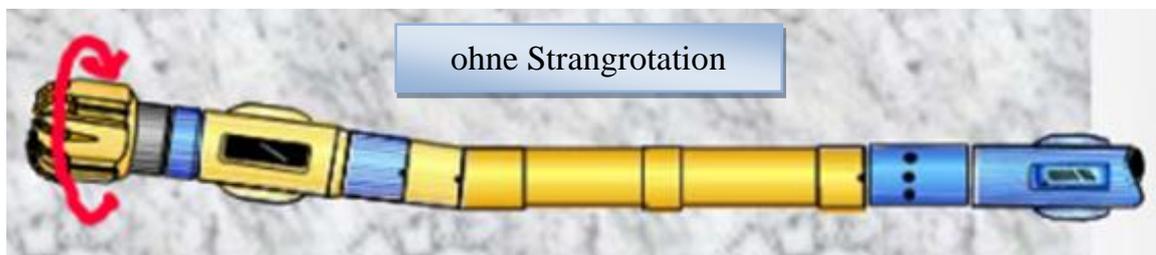


Abb. 18: „Mud Motor“ im Modus ohne Strangrotation („Sliding-Modus“), Schematische Darstellung (nach Jürgens, 2011)

Die Stabilisatoren werden benötigt um den Bohrstrang im Bohrloch zu führen bzw. zu stabilisieren, da dieser immer einen geringeren Durchmesser aufweist als der Bohrmeißel, sodass die Spülung mit dem erbohrten Gesteinsmaterial durch den Ringraum an die Oberfläche gelangen kann. Ohne die Stabilisatoren würde der gesamte Bohrstrang während des Bohrvorgangs, unkontrolliert im Bohrloch hin und her schlagen (nach Sohmer, 2012).

Der Vorteil des „Mud Motors“ ist, dass dieser mit der ohnehin im Bohrloch zirkulierenden Bohrspülung auch angetrieben werden kann. Das Bohrgestänge wird viel geringerer Belastung und Abnutzung ausgesetzt als beim konventionellen Bohren. Dazu kommt, dass durch die Nähe des „Mud Motors“ zum Bohrmeißel, nur ein unbedeutender Teil an Leistung verloren geht (nach Bayer, 2005).

Der einzige Nachteil des „Mud Motors“ ist die hohe Haftreibung beim Richtbohren im „Sliding-Modus“, zwischen dem Bohrstrang und der Bohrlochwand, da sich beim Bohren einer Kurve nur der vom Bohrmotor angetriebene Bohrmeißel dreht, der Bohrstrang jedoch nicht (nach Sohmer, 2012).

Positionsbestimmung und Datenübertragung bei Richt- und Horizontalbohrungen mit dem „Mud-Motor“:

Um den vorgesehenen bzw. geplanten Bohrfad einer gerichteten Bohrung auch einhalten zu können, wird ein sogenanntes „Measurement While Drilling-System“ (kurz: MWD-System Abb. 19) über dem „Mud Motor“ eingebaut, um richtbohrtechnisch wichtige Parameter zu erfassen und diese mit Hilfe des sogenannten „Druck-Puls-Verfahrens“, über die Bohrspülung an die Oberfläche zu senden (nach Sohmer, 2012).

Das MWD-System (Abb. 19) dient hauptsächlich der Messung von Inklination (Winkel zur Vertikalen), Azimut (Himmelsrichtung) und Verrollung („Toolface Orientation“), auch Ausrichtung des Knickstücks am Motorgehäuse genannt. Die Himmelsrichtung wird vom Magnetometer, Neigung und Verrollung werden von einem integrierten Beschleunigungssensor erfasst (nach Sohmer, 2012).

Das Gehäuse des MWD-Systems ist ein Rohr aus einem nicht-magnetischen Stahl, da normaler magnetischer Stahl die Messungen des integrierten Magnetometers stören, oder sogar völlig unbrauchbar machen würde (nach Reich, 2011).

Die vom MWD-System gemessenen Daten (Azimut, Neigung und „Toolface Orientation“) werden zwischengespeichert und zeitnah an die Erdoberfläche übermittelt, wo sie zur Steuerung des Bohrverlaufs genutzt werden können (nach Meiners et al., 2012).

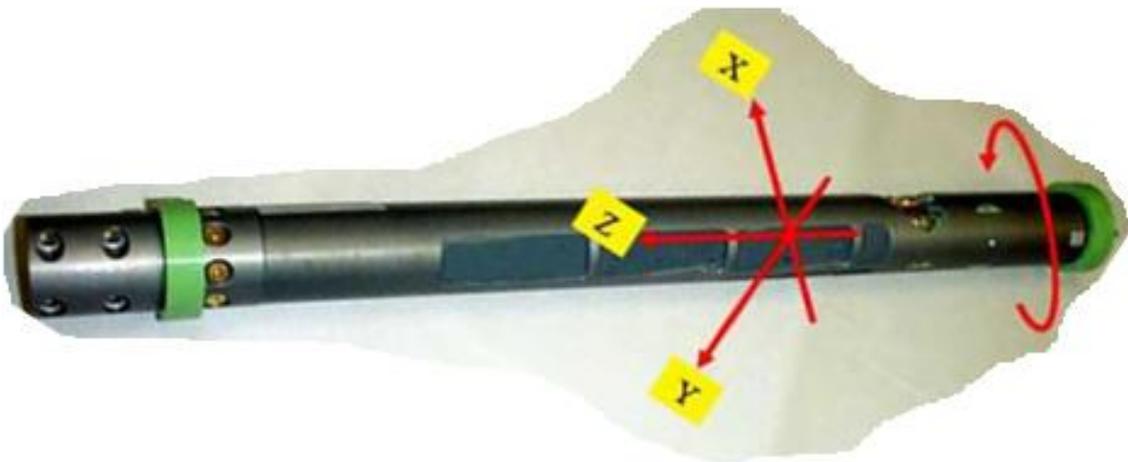


Abb. 19: „Measurement While Drilling“ - System (Meiners et al., 2012)

Die Datenübertragung an die Erdoberfläche funktioniert über das sogenannte Druck-Puls-Verfahren. Beim Druck-Puls-Verfahren werden als Druckimpulse verschlüsselte und umgewandelte Messwerte, über die Bohrspülung an die Erdoberfläche gesendet. Die Druckimpulse können im weitesten Sinne mit Morsezeichen (Punkte und Striche) verglichen werden (nach Meiners et al., 2012).

Ein im MWD-System untergebrachtes Ventil, welches von einem integrierten Mini-Computer in der Tiefe gesteuert wird, erzeugt durch Öffnen und Schließen Druckimpulse über den Spülungsstrom im Inneren des Bohrstranges. Ein hochempfindlicher Drucksensor an der Erdoberfläche nimmt diese Druckimpulse auf und gibt sie an einen Computer weiter. Dieser Computer enthält eine spezielle Software, die die übertragenen Daten auswertet und in eine digitale Anzeige übersetzt (nach RWE Dea, 2014).

Beim Nachsetzen vom neuen Bohrgestänge (also ca. alle 27 m mittels „Top-Drive“-Antrieb) wird ein sogenannter „survey“ durchgeführt, d.h. Neigung (Winkel zur Vertikalen), Azimut (Himmelsrichtung) und die Ausrichtung des Knickstücks („Toolface Orientation“) werden, während der Bohrstrang still steht vom MWD-System gemessen und sobald die Spülpumpen wieder anlaufen, per „Druck-Puls-Verfahren“ über die Bohrspülung an die Oberfläche gesendet (nach Röntzsch, 2014).

Die Messungen mit dem MWD-System und vor allem die Datenübertragung, sind sehr kompliziert und werden von einem sogenannten „MWD-Operator“, ein speziell dafür ausgebildeter Experte, der sich vor Ort befindet, durchgeführt und überwacht. Er sorgt auch dafür, dass der ganze Datentransfer reibungslos funktioniert und prüft, ob die übertragenen Daten vollständig und korrekt sind (nach Reich, 2011).

Die Energieversorgung des MWD-Systems mit elektrischer Energie, erfolgt in der Regel mit Hilfe von Lithium-Batterien. Diese werden auf eine bestimmte Betriebsdauer ausgelegt und sollen mindestens für einen Meißelmarsch das System mit ausreichend elektrischer Energie versorgen. Eine andere und viel effizientere Möglichkeit das MWD-System mit elektrischer Energie zu versorgen, ist ein in das System integrierter kleiner Spülungsgenerator, der die hydraulische Energie (Spülungsdruck) in elektrische umwandelt (nach Sohmer, 2012).

Das MWD-System 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 an den idealen Bohrverlauf mit sich bringt (nach Meiners et al., 2012).

Nachteile des MWD-Systems sind die eher geringe Übertragungsrate (ca. 6 bit/s) sowie die Verzögerungen bei der Datenübertragung, die je nach erbohrter Teufe, im Bereich von wenigen Sekunden bis zu einer Minute liegen können (nach Meiners et al., 2012).

Erfassung und Übertragung von geologischen Parametern während dem Bohrvorgang:

Nebem dem bereits beschriebenen MWD-System, wird auch oft ein sogenanntes „Logging While Drilling System“ (kurz: LWD-System) eingesetzt, um während dem Bohrvorgang wichtige Lagerstättenparameter, wie z.B. die Gesteinsart oder die Lagerstättenporosität- und permeabilität der durchbohrten Gesteinsschicht zu erfassen und aufzuzeichnen (nach Meiners et al., 2012).

Das LWD-System besteht äußerlich aus einem Gehäuserohr (nicht-magnetischer Edelstahl), und ist von innen mit speziellen Sensoren ausgestattet. Das Gehäuserohr besitzt Gewinde an beiden Enden und wird im Bohrstrang zwischen dem Stabilisator und einer nicht-magnetischen Schwerstange verschraubt (siehe Abb. 20) (nach Sohmer, 2012).

Die Sensoren des LWD-Systems erfüllen folgende Aufgaben (nach Buja, 2011):

- Messung von Lagerstättenporosität- und permeabilität der durchbohrten Gesteinsformation;
- Widerstandmessungen zur Bestimmung der Gesteinsart anhand des spezifischen elektrischen Widerstandes;
- Messung der Gammastrahlung zur Bestimmung der natürlichen Radioaktivität des Gesteins.

Die gespeicherten Daten können dann nach dem Ziehen des Bohrstranges aus dem Bohrloch (beispielsweise beim Meißelwechsel, oder nachdem ein Bohrabschnitt beendet ist) ausgelesen und ausgewertet werden, um wichtige Informationen für das einzubauende Casing (Verrohrung), oder die folgende Produktion zu erhalten (nach Meiners et al., 2012).

Das LWD-System wird wie auch das zuvor beschriebene MWD-System, entweder über Lithium-Batterien, oder durch einen integrierten Spülungsgenerator mit elektrischer Energie versorgt (nach Sohmer, 2012).

Der Vorteil des LWD-Systems ist, dass die jeweiligen geologischen Parameter bereits während dem Bohrvorgang erfasst und gespeichert werden können. Dadurch ist ein deutlich schnellerer Bohrfortschritt möglich. Des weiteren geht zwischen der Erstellung des Bohrlochs und den Messungen nur relativ wenig Zeit verloren (nach Röntzsch, 2014).

Der einzige Nachteil des LWD-Systems besteht darin, dass die gemessenen Daten nur intern gespeichert werden, so dass diese erst dann ausgelesen werden können, wenn der Bohrabschnitt beendet ist und der Bohrstrang mit dem LWD-System zurück an die Erdoberfläche gezogen wird (nach Meiners et al., 2012).

Schwerstangen und Bohrgestänge für Richt- und Horizontalbohrungen mit dem „Mud Motor“:

Bei Richt- und Horizontalbohrungen ist es im Gegensatz zu Vertikalbohrungen nicht möglich, Schwerstangen direkt über dem Bohrmeißel anzusetzen, da sie einerseits die direkte Drehmomentübertragung vom „Mud Motor“ auf den Bohrmeißel stören sowie andererseits, aufgrund ihres hohen Eigengewichts, die Druckbelastung auf dem Meißel in der Horizontalen stark behindern würden (nach Meiners et al., 2012).

Beim Abteufen von Richt- und Horizontalbohrungen werden nicht-magnetische Schwerstangen eingesetzt, um die Messungen des MWD- und LWD- Systems nicht zu beeinflussen oder sogar völlig unbrauchbar zu machen. Die nicht-magnetischen Schwerstangen werden jeweils hinter dem MWD-System (erste Schwerstange), sowie hinter dem LWD-System (zweite Schwerstange) in die Bohrgarnitur eingebaut (siehe Abb. 20) (nach Sohmer, 2012).

Um zu verhindern, dass normales flexibles Bohrgestänge (Rohrkolonne aus drei verschraubten Rohren) im Übergangsbereich (Übergang von Vertikal auf Horizontal) ausknickt, werden sogenannte „heavy weight drill pipes“ (HWDP – Bohrstangen) eingesetzt (siehe Abb. 20) (nach Röntzsch, 2014).

HWDP-Bohrstangen sind Integralgestänge mit Verdickungen, die das Gestänge im Übergangsbereich stabilisieren und verstärken. Durch die Reduktion des Durchmessers zwischen diesen Verdickungen bleibt aber auch genügend Flexibilität erhalten. Das HWDP wird wie auch normales Bohrgestänge ohne Verdickungen, in drei Gestängezügen (Rohrkolonne aus drei verschraubten Rohren mit ca. 27 m Länge) mittels „Top-Drive“-Antrieb eingebaut, und so der Bohrstrang verlängert (nach Buja, 2011).

Im gesamten Bohrstrang gibt eine Reihe von Übergängen (Gewindeübergänge), die immer dann benötigt werden, wenn von einer Gewindeform auf eine andere umgestellt werden muss, oder wenn sich Durchmesseränderungen zwischen den einzelnen Komponenten des Bohrstranges ergeben (nach Buja, 2011).

Die genaue Auslegung einer Bohrgarnitur für Richt- und Horizontalbohrungen, erfordert immer eine Berechnung der auf den Bohrstrang einwirkenden Kräfte (Seitenkraft, Reibung, Zug-/Druckkräfte etc.). Die Berechnung all dieser Kräfte, vor allem in geneigten Bohrlochsektionen, ist sehr kompliziert und wird meist mit Hilfe von speziellen Software-Modulen durchgeführt. Nur so kann die tatsächlich zum Einsatz kommende Bohrgarnitur, geplant und ausgelegt werden (nach Röntzsch, 2014).

Bohrgarnitur für Richt- und Horizontalbohrungen mit dem „Mud Motor“ als Steuerkopf und weiteren Komponenten:

Abb. 20 zeigt die Schematische Darstellung einer Bohrgarnitur für Richt- und Horizontalbohrungen mit dem „Mud Motor“ als Steuerkopf sowie den weiteren Komponenten (nach Sohmer, 2012):

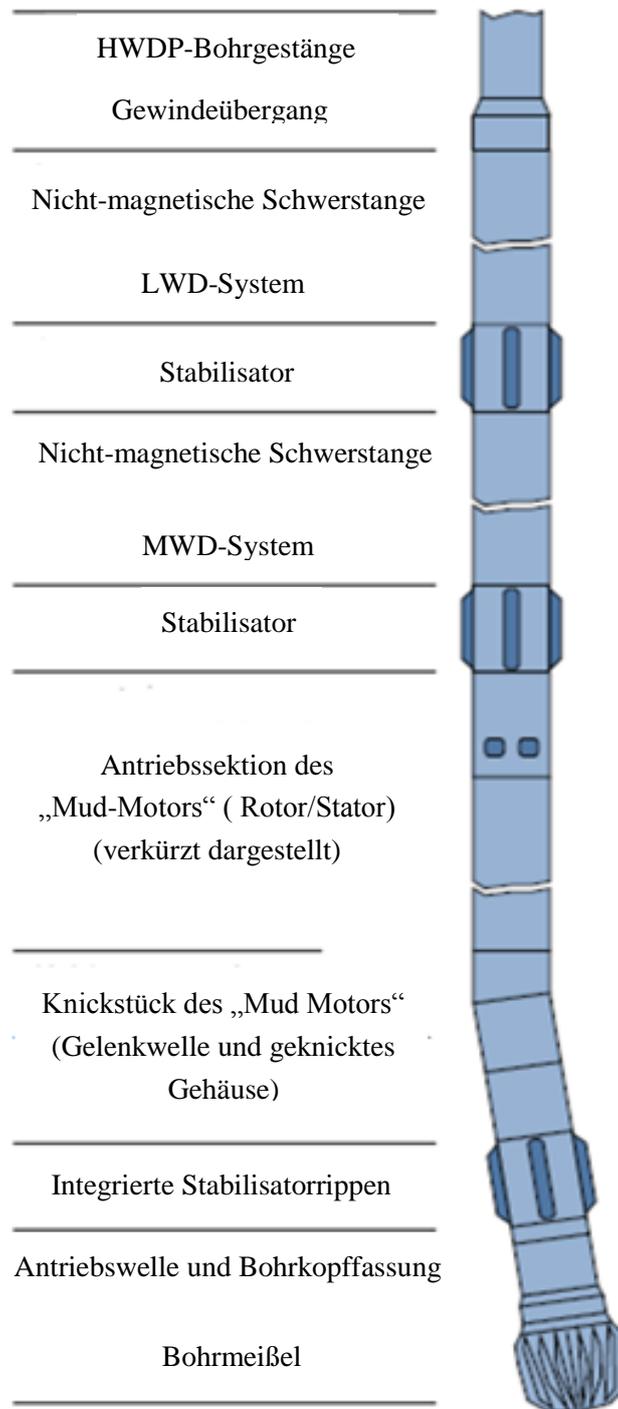


Abb. 20: Bohrgarnitur für Richt- und Horizontalbohrungen mit dem „Mud Motor“ als Steuerkopf und weiteren Komponenten, Schematische Darstellung (nach Sohmer, 2012)

3.1.1.4 Bohrwerkzeuge (Bohrmeißel)

Der Bohrmeißel hat die Aufgabe das Gestein an der Bohrlochsohle abzutragen und so die Bohrung in die Tiefe voranzutreiben. Die Auswahl des Meißels hängt von mehreren Faktoren ab. Härte, Abrasivität und auch die Abriebfestigkeit (Widerstand gegen schleifende und reibende Beanspruchung) des zu durchbohrenden Gesteins, sind für die Meißelauswahl von signifikanter Bedeutung. Bei Bohrungen auf Erdgas und Erdöl kommen sowohl Rollen- als auch Diamantmeißel zum Einsatz (nach Meiners et al., 2012):

Rollenmeißel:

Rollenmeißel (Abb. 21) zeichnen sich durch eine drückende und scherende Gesteinszerstörung aus. Sie bestehen aus einem Grundkörper mit einem Anschlussgewinde an das Bohrgestänge und besitzen drei mit Schneidelementen besetzte Kegelrollen. Rollenmeißel können sowohl als Zahnmeißel mit hartmetallgepanzerten Zähnen, wie auch als Warzenmeißel mit Hartmetalleinsätzen in den Schneidrollen ausgeführt werden (nach Meiners et al., 2012).

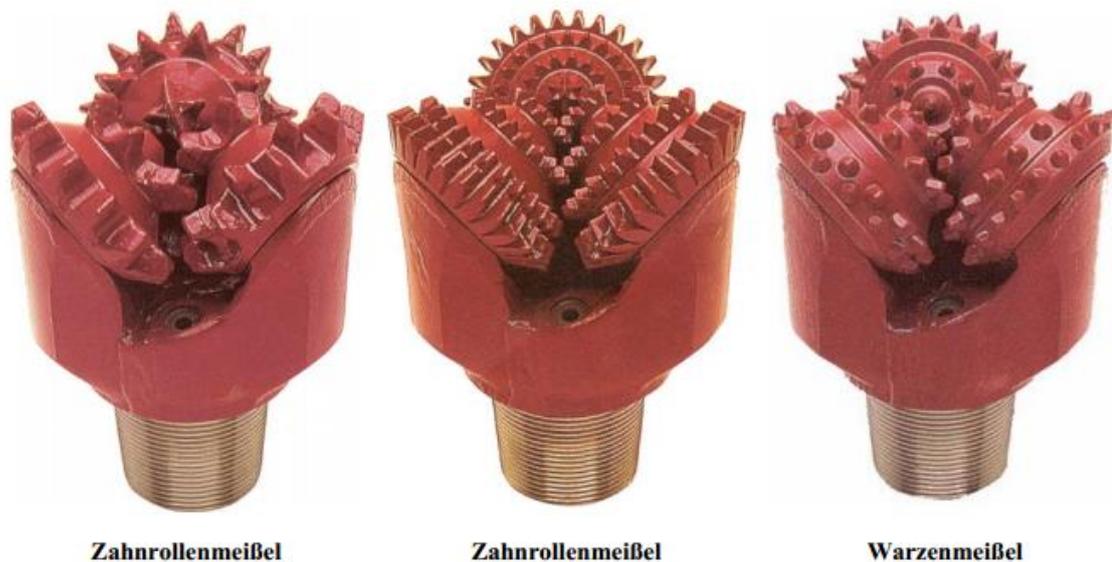


Abb. 21: Rollenmeißeltypen: Zahnrollen- und Warzenmeißel (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013)

Eine wichtige Größe bei der Meißelauslegung ist die Länge der Meißelzähne bzw. der Meißelwarzen. 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 soll eine drückende Arbeitsweise mit wesentlich größerer Belastung auf die Gesteine erzielt werden, die Zähne sind dementsprechend kürzer und stumpfer (nach Meiners et al., 2012).

Rollenmeißel sind für nahezu alle Gesteinstypen geeignet. Das hängt im Wesentlichen mit dem sogenannten „Offset“ (Abb. 22) der Rollenmeißel zusammen. Unter dem Offset versteht man die horizontale Distanz zwischen der Mittelachse des Meißels und einer vertikalen Ebene durch die Achse des Lagerzapfens. Der Offset wird durch die Lage der Achsen der drei Kegelrollen definiert. Diese Achsen schneiden sich nicht im Meißelzentrum, sondern bilden ein Dreieck. Aus dem Offset der Rotationsachsen der Rollen resultiert die spanende Arbeitsweise der Meißel. Das Offset ist bei Weichformationen am größten, da hier der Schaufeleffekt auch am größten sein muss, um einen Bohrfortschritt zu erzielen. Wäre das Offset nicht vorhanden, so würde der Meißelzahn lediglich in das Gestein einschneiden, dann jedoch auf demselben Weg wieder aus diesem entfernt werden. Ein Ablösen des Gesteins wäre nicht möglich. Der Meißel würde lediglich auf der Bohrlochsohle abrollen (nach Buja, 2011).

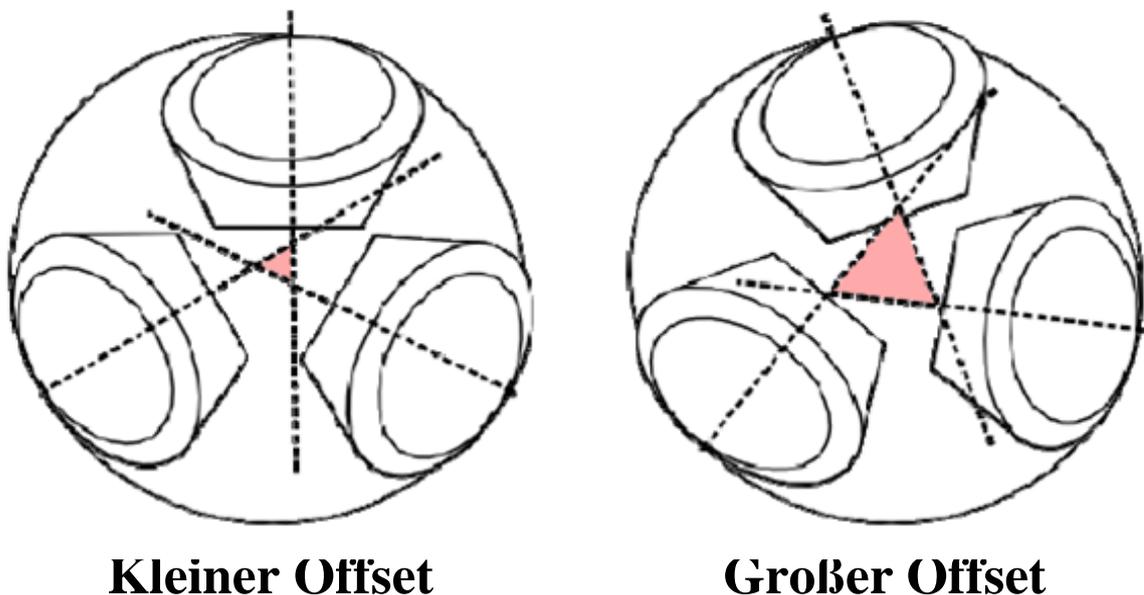


Abb. 22: Schematische Darstellung des „Offset“ von Rollenmeißel (Meiners et al., 2012)

Je härter die Gesteinsformation wird, desto geringer wird auch das Offset, das bei sehr harten Formationen sogar gegen Null gehen kann. Das Offset wurde erstmalig im Jahre 1939 eingeführt und beträgt (nach Buja, 2011):

- bei Meißel für weiche Formationen: $3/6'' - 1/4''$ (12,70 mm – 6,35 mm);
- bei Meißel für mittelharte Formationen: $1/8''$ (3,175 mm);
- bei Meißel für harte Formationen: $< 1/8'' - 0$ (< 3,175 mm – 0 mm).

Rollenmeißel können für eine große Bandbreite von Festgesteinen, von weichen bis harten Formationen, eingesetzt werden. Zahnrollenmeißel werden für die leichten bis weniger schwierigen Gesteine, und Warzenmeißel für die harten und schwierigen Festgesteine eingesetzt (nach Bayer, 2005).

Diamantmeißel:

Diamantmeißel unterscheiden sich von Rollenmeißel in erster Linie dadurch, dass sich bei ihnen keine beweglichen Teile wie z.B. Kegelrollen finden. Dadurch sind diese Bohrwerkzeuge auch für höhere Meißeldrehzahlen geeignet, z.B. für das Arbeiten mit einigen Untertagebohrmotoren die mit Drehzahlen über 600 Umdrehungen pro Minute laufen (nach Buja, 2011).

Der Meißelkörper eines Diamantmeißels besteht aus Metall oder einer Metalllegierung, während als Schneidelemente einzelne Diamanten zum Einsatz kommen (nach Buja, 2011).

Bei der Herstellung von Diamantbohrkronen (Abb. 23) werden einzelne Diamanten in eine hoch-verschleißfeste Matrix eingebettet. Die Fertigung dieser Kronen ist sehr aufwendig. So wird für den besetzten Bereich einer jeden Krone eine Negativform aus Graphit hergestellt, die alle späteren Merkmale der Kronenlippe aufweist, d.h. Wasserwege, Spülungsbohrungen etc. sind hier bereits angelegt. In diese Form werden Vertiefungen eingefräst, in die einzeln ausgerichtete Diamanten eingesetzt werden. Der vorgefertigte Kronenkörper wird in die Form eingesetzt und Matrixpulver wird aufgefüllt. Nun beginnen verschiedene Arbeitsschritte in denen die Krone gepresst und thermisch behandelt wird, bis sich das Matrixpulver mit dem Kronenkörper und den eingesetzten Diamanten fest verbunden hat (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013).



Abb. 23: Diamant-Vollbohrkrone (links) - und Kernbohrkrone (rechts) (Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013)

Entscheidende Kriterien für die Bohrleistung (Bohrfortschritt und Standzeit) einer Diamantbohrkrone sind die Auswahl der, der Gesteinsformation entsprechenden Diamantqualität (ND 1, Premium, Select etc.), der Steingröße (spc) sowie der Kronenform (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013).

Nachfolgend werden diese Kriterien (Steingrößen, Diamantqualität und Kronenform) näher erläutert (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013):

Steingrößen (spc = Steine pro Karat):

Die Größe der Diamanten wird in Steinen pro Karat (spc) angegeben. Ein Karat (oder Carat) entspricht einer Masse von 0,2 Gramm. Folgende Steingrößen stehen zur Verfügung (Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013):

5 - 8 spc / 8 - 10 spc / 10 - 12 spc / 12 -15 spc / 15 - 20 spc / 20 - 25 spc / 30 - 40 spc / 40 - 60 spc.

Als Faustregel gilt, dass in weicheren Formationen größere Steine und in harten Formationen kleinere Steine zu günstigeren Ergebnissen führen (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013).

Diamantqualitäten:

Die Qualität der zum Bohren eingesetzten Diamanten richtet sich nach der Kristallstruktur, der Form der einzelnen Steine und deren Oberflächenbeschaffenheit. Folgende Diamantqualitäten finden Verwendung (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013):

- Natural Drilling ND 1: ND 1 sind ausgesuchte Steine höchster Qualität, die für anspruchsvolle Bohraufgaben in sehr hartem und sehr abrasivem Gestein eingesetzt werden;
- Premium: Premium sind Diamanten, die nicht ganz der ND1 Qualität entsprechen, aber dennoch für hartes und abrasives Gestein geeignet sind;
- Select: Sind Bohrdiamanten, die hinsichtlich ihrer Form und Struktur gut geeignet sind für das Bohren in mittelharten, weniger abrasiven Gesteinen;
- Westafrika WA 1: Ist die Standardqualität für Diamantbohrkronen, die in weniger harten, nicht- bis wenig abrasiven Gesteinen eingesetzt werden;
- Carbonados: Carbonados sind sehr selten und werden daher nur dort eingesetzt, wo hinsichtlich der mechanischen und thermischen Belastung hohe Anforderungen gestellt werden, wie z.B. beim Trockenbohren.

Kronenform (Profil der Bohrkronen):

Nachfolgend werden einige Kronenformen bzw. Bohrkronenprofile einer Diamantbohrkrone (siehe Tab. 6) für verschiedene Gesteinsformationen gezeigt (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013):

Tab. 6: Kronenprofile einer Diamantbohrkrone für verschiedene Gesteinsformationen (nach Comdrill Bohrausrüstungen GmbH, 2013)

Kronenprofile einer Diamantbohrkrone für verschiedene Gesteinsformationen	
für sehr harte, homogene und abrasive Formationen	W 
für harte bis sehr harte, abrasive Formationen	BY 
für mittelharte bis harte Formationen	S 
für weiche bis mittelharte Formationen	P 

Diamantmeißel werden in der Regel beim Durchbohren von sehr harten und abrasiven Gesteinsformationen eingesetzt (W- oder BY – Kronenprofile siehe Tab. 6), da der Werkzeugverschleiß eines Rollenmeißels in diesen Formationen zu groß ist und viele kostspielige „Round Trips“ (Ziehen des gesamten Bohrstanges aus dem Bohrloch, um den Meißel zu wechseln) nach sich ziehen würde (nach Buja, 2011).

Vor- und Nachteile von Rollen- und Diamantmeißeln:

Nachfolgend eine Tabelle (Tab. 7) für einen Vergleich der Vor- und Nachteile von Rollen- und Diamantmeißel (nach Beier, 2012):

Tab. 7: Vergleich der Vor- und Nachteile von Rollen- und Diamantmeißel (nach Beier, 2012)

Rollenmeißel	Diamantmeißel
+ billig	+ lange Lebensdauer (1 bis 2 Wochen)
+ universell einsetzbar	+ keine beweglichen Teile
- viele bewegliche Teile	+ wenige „Roundtrips“
- kurze Lebensdauer (1 bis 2 Tage)	- teuer
- viele „Roundtrips“	

Rollenmeißel sind im Vergleich zu Diamantmeißel sehr viel billiger in der Anschaffung und dank ihres „Offsets“ auch universell (für nahezu alle Gesteinstypen) einsetzbar. Jedoch sind sie, aufgrund der vielen beweglichen Teile (wie z.B. Kegelrollen) nicht für höhere Drehzahlen ($> 600 \text{ min}^{-1}$) geeignet und besitzen eine relativ kurze Lebensdauer (ca. 1 bis 2 Tage), was bei sehr tiefen Bohrungen viele „Roundtrips“ (Ziehen des gesamten Bohrgestänges aus dem Bohrloch, um den Bohrmeißel zu wechseln) erforderlich macht. Dadurch wird der Bohrfortschritt deutlich verlangsamt (nach Beier, 2012).

Diamantmeißel besitzen im Gegensatz zu Rollenmeißel keinerlei bewegliche Teile und eignen sich dadurch auch für das Bohren bei höheren Drehzahlen, z.B. mit einigen „Mud Motoren“, die mit Drehzahlen über 600 min^{-1} laufen. Des Weiteren haben Diamantmeißel eine deutlich längere Lebensdauer als Rollenmeißel, wodurch bei tiefen Bohrungen viel weniger „Roundtrips“ notwendig sind und so ein viel schnellerer Bohrfortschritt erzielt werden kann. Der einzige Nachteil von Diamantmeißel besteht darin, dass diese deutlich teurer bei der Beschaffung sind (nach Beier, 2012).

3.1.2 Bohrlochausbau (Verrohrung und Zementation)

In diesem Kapitel wird die Verrohrung des Bohrloches, also die einzelnen Rohrfahrten und deren Einsatzzwecke, die dazu verwendeten Rohrmaterialien sowie die Zementation beschrieben:

3.1.2.1 Rohrfahrten - Verrohrungsschema

Nachfolgend werden die einzelnen Rohrfahrten (Verrohrungsschema) sowie deren Aufgaben bzw. Einsatzzwecke schrittweise beschrieben:

Schritt 1: Setzen des Standrohres

Noch vor Beginn der Bohrarbeiten wird ein Standrohr (Abb. 26) mit einem Durchmesser von 16“ (ca. 40,6 cm), in eine Tiefe von 15 – 30 m (soweit es die Bodenverhältnisse zulassen) in den Boden gerammt. Der Boden im Rohrrinneren wird dann mittels Baggern und Spezialgreifern entfernt. Ist das Rammen aufgrund schwieriger Bodenverhältnisse nicht möglich, muss das Standrohr in ein vorgebohrtes Loch, das z.B. mit einem Schneckenbohrer gebohrt wird gestellt, und im Ringraum einzementiert werden. Die Wandstärke des Standrohrs liegt bei etwa 10 – 20 mm. Als Material wird Stahl oder eine Stahlliegierung verwendet (nach Buja, 2011).

Das Standrohr erfüllt folgende Aufgaben (nach Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2006):

- Abdichtung der obersten Bodenschichten zur Sicherung der Bohrturmfundamente;
- Zurückhaltung flacher Grundwässer (falls vorhanden);
- Ermöglicht einen Spülungsumlauf für den nachfolgenden Bohrabschnitt.

Das Standrohr sollte absolut senkrecht eingebaut werden, da es im späteren Bohrbetrieb hohen Belastungen ausgesetzt wird (nach Buja, 2011).

Schritt 2: Einbau der Ankerrohrtour

Nach dem Absetzen des Standrohrs wird der nächste Bohrabschnitt durch das Standrohr hindurch, mit einem Meißeldurchmesser von 14 3/4“ (ca. 37,5 cm) gebohrt und die Ankerrohrtour (siehe Abb. 26) in den Untergrund gesetzt. Bevor die Ankerrohrtour im Untergrund eingebaut und der Ringraum zementiert wird (siehe Kap. 3.1.3.2 Zementation), sorgt die Bohrspülung für die Stabilität des Bohrlochs. Der Ringraum zwischen Ankerrohrtour und Bohrlochwand wird vollständig mit Zementsuspension verfüllt. Sobald der Zement erhärtet, ist die Ankerrohrtour fest mit dem Untergrund verankert (nach Buja, 2011).

Die Ankerrohrtour besteht aus einzelnen, ca. 10 m langen Stahlrohren mit Durchmessern von etwa 11 3/4“ (ca. 30 cm), die mit Hilfe von speziellen Schraubverbindern (sogenannte „Casing Connections“) zu einem Rohrstrang bzw. einer Rohrtour verbunden werden. Die speziellen Schraubverbinder halten die einzelnen Stahlrohre zusammen und sorgen zusätzlich durch spezielle „Metall-zu-Metall-Dichtelemente“, für eine hydraulische Dichtigkeit der Rohrtour. Die Wandstärke der Ankerrohrtour hängt im Wesentlichen von der Einbautiefe und den zu erwartenden Lagerstättendrücken ab (nach Buja, 2011).

Die Ankerrohrtour erfüllt folgende Aufgaben (nach Exxon Mobil Central Europe Holding GmbH, 2014):

- Abdichtung etwaiger Grundwasserhorizonte;
- Bohrlochstabilisierung gegenüber den umliegenden Gesteinsformationen;
- Aufbau der Bohrlochverflanschung („Blowout Preventer“).

Da bei Bohrungen auf Erdgas und Erdöl jederzeit damit gerechnet werden muss, dass eine Gaslagerstätte angebohrt wird, muss auf die Ankerrohrtour ein so-

genannter „Blowout Preventer“ (Sicherheitsventil) aufgeschraubt werden. Der „Blowout Preventer“ verhindert, dass das in der Gaslagerstätte unter hohem Druck stehende Gas in die Bohrung gepresst wird und mitsamt der Bohrspülung an die Erdoberfläche herausschießt (nach Buja, 2011).

Der „Blowout Preventer“ (Abb. 24) befindet sich direkt am Bohrlochkopf und besteht aus mehreren, unabhängig voneinander arbeitenden Absperrschiebern unterschiedlicher Bauart (nach RWE Dea, 2014).

Die Absperrung erfolgt mittels backenförmigem Schieber und einer ringförmigen Manschette. Beide gewährleisten, dass das im Bohrloch befindliche Gestänge umschlossen wird und im Notfall ein Totalabschluss erzielt werden kann. Sollte ein solcher Totalabschluss notwendig werden, lässt sich mit Hilfe der Scherbacken das Gestänge durchtrennen und das Bohrloch verschließen. Hochdruckleitungen am „Blowout-Preventer“ machen es möglich, dass auch bei abgesperrtem Bohrloch Flüssigkeiten ein- und auszirkuliert werden können. Die Absperrschieber sind an ein Hydrauliksystem angeschlossen, über das sie einzeln angesteuert werden können (RWE Dea, 2014)

Der „Blowout Preventer“ lässt sich manuell oder automatisch betreiben. Er ist fest mit der Ankerrohrtour verbunden und wird regelmäßigen Inspektionen und diversen Funktions- und Drucktests unterzogen (nach RWE Dea, 2014).

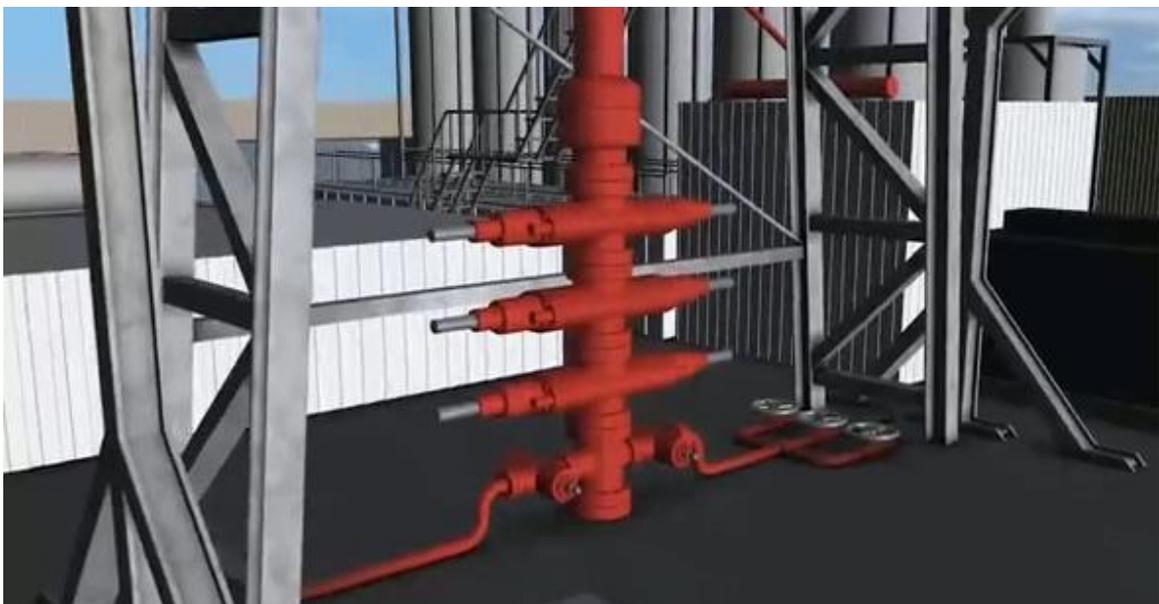


Abb. 24: Bohrlochabsperrvorrichtung „Blowout Preventer“, Schematische Darstellung (RWE Dea, 2014)

Der Verschluss der Bohrung mittels „Blowout Preventer“ ist nur dann wirksam, wenn die Ankerrohrtour wirklich fest im Boden verankert ist. Die Einbautiefe der Ankerrohrtour muss so gewählt werden, dass sie beim Weiterbohren den mög-

licherweise zu erwartenden Lagerstättendrücken, auch bei geschlossenem „Blowout Preventer“ standhält. Die Einbautiefe der Ankerrohrtour variiert zwischen einigen hundert Metern bis zu tausend Metern Tiefe (nach Buja, 2011).

Schritt 3: Einbau der technischen Rohrtour

Sobald die Ankerrohrtour in den Untergrund gesetzt und der „Blowout-Preventer“ auf dieser montiert wurde, wird der nächste Bohrabschnitt durch die Ankerrohrtour hindurch, mit einem Meißeldurchmesser von 10 5/8“ (ca. 27 cm) gebohrt und die technische Rohrtour (siehe Abb. 26) eingebaut und zementiert (siehe Kap. 3.1.3.2 Zementation). Vor dem Einbringen der technischen Rohrtour wird das offene Bohrloch durch die Bohrspülung stabilisiert. Der Ringraum zwischen der technischen Rohrtour und der Bohrlandwand wird vollständig mit Zementsuspension verfüllt (nach Buja, 2011).

Die technische Rohrtour besteht, genau wie die vorweg beschriebene Ankerrohrtour, aus einzelnen ca. 10 m langen Stahlrohren, die mit Hilfe von speziellen Schraubverbindern zu einem Rohrstrang bzw. einer Rohrtour verbunden werden. Der Durchmesser der technischen Rohrtour beträgt in etwa 8 5/8“ (ca. 22 cm). Die Wandstärke richtet sich wiederum nach den zu erwartenden Lagerstättendrücken bzw. der Einbautiefe (nach Buja, 2011).

Mit dem Einbau der technischen Rohrtour soll vermieden werden, dass zwei unterschiedliche Grundwasserleiter auf einmal durchbohrt werden. Dadurch wird verhindert, dass es zu einem sogenannten „hydraulischen Kurzschluss“ (Verbindung von zwei Grundwasserleitern) kommt. Bei einem hydraulischen Kurzschluss kommt es zu unerwünschten Wasserbewegungen durch unterschiedliche Druckverhältnisse im Untergrund, welche Hebungen und Setzungen hervorrufen können (nach Schilling, 2012).

Die technische Rohrtour erfüllt folgende Aufgaben (nach Meiners et al., 2012):

- Abdichtung etwaiger Tiefenwasserhorizonte;
- Isolierung bohrtechnisch-problematischer Formationen, wie z.B. Salz;
- Verhindert die Verbindung von zwei unterschiedlichen Grundwasserleitern (hydraulischer Kurzschluss);
- Bohrlochstabilisierung gegenüber den umliegenden Gesteinsformationen.

Die Einbautiefe der technischen Rohrtour ist abhängig von den jeweiligen geologischen Verhältnissen im Untergrund. Die technische Rohrtour wird in der Regel bei sehr tiefen Bohrlöchern eingesetzt, in denen instabile Formationen

(Salzformationen) durchteuft werden müssen. Das Risiko, die Bohrung ohne technische Rohrtour von der Ankerrohrtour bis zum Einbringen der Förderrohrtour abzuteufen, wäre zu hoch. Die Spülungssäule hält mit zunehmender Tiefe immer weniger dem Druck der umliegenden Gesteinsformationen stand, wenn nicht teleskopartig die Rohrtouren eingebracht werden und eine lange offene Bohrlochstrecke vorhanden wäre (nach Meiners et al., 2012).

Schritt 4: Einbau der Förderrohrtour

Nachdem die technische Rohrtour in den Untergrund gesetzt und einzementiert wurde, wird der letzte Bohrabschnitt durch die technische Rohrtour hindurch gebohrt (Bohrlochgröße bzw. Meißeldurchmesser 7 7/8“ - ca. 20 cm) und die Förderrohrtour (siehe Abb. 26) eingebaut und zementiert (siehe Kap. 3.1.3.2 Zementation). Ähnlich wie bei den vorhergehenden Rohrfahrten, wird auch vor dem Einbau der Förderrohrtour, das offene Bohrloch durch die Bohrspülung stabilisiert. Der Ringraum zwischen der Förderrohrtour und der Bohrlochwand wird vollständig, d.h. über die gesamte Länge mit Zementsuspension verfüllt. (nach Buja, 2011).

Die Förderrohrtour besteht aus einzelnen, ca. 18 m langen Stahlrohren mit Durchmessern von etwa 5“ (ca. 12,7 cm) und Gewinden an beiden Enden, die über spezielle Schraubverbinder zu einem meist über 2000 m langen und dadurch auch flexiblen Rohrstrang verbunden werden. Die speziellen Schraubverbinder halten die einzelnen Rohre auch in einer geneigten Bohrlochsektion zusammen und dichten die Förderrohrtour, wiederum durch spezielle „Metall-zu-Metall-Dichtelemente“, zusätzlich gegenüber den im Bohrloch zirkulierenden Fluiden (Flüssigkeiten und Gasen) ab. Die Wandstärke der Förderrohrtour hängt im Wesentlichen von den zu erwartenden Lagerstättendrücken ab (nach Buja, 2011).

Der Radius der Kurvenbohrung (siehe Abb. 26), die mit dem „Mud Motor“ gebohrt wird, beträgt mindestens 60 m (nach Prime Horizontal Inc, 2014).

Die Förderrohrtour erfüllt folgende Aufgaben (nach Buja, 2011):

- Stellt eine Verbindung zwischen der durchbohrten Lagerstätte und der Tagesoberfläche her;
- Aufnahme des Steigrohrstranges für die Stimulationsmaßnahmen im Bereich der Lagerstätte (Fracking);
- Bohrlochstabilisierung gegenüber den umliegenden Gesteinsformationen.

Die Förderrohrtour ist diejenige Rohrtour, die den größten Belastungen im Bohrloch ausgesetzt ist und muss daher auch entsprechend ausgelegt werden. Da

sie bis zur Tagesoberfläche reicht, ist sie die längste und somit auch die teuerste Rohrtour in einer Bohrung. Für den Einbau der Förderrohrtour sind ausgedehnte Lagerstättenuntersuchungen erforderlich, die klären sollen, ob die Produktivität der Lagerstätte überhaupt gegeben ist und sich somit der Einbau dieser Rohrtour lohnt (nach Buja, 2011).

Alle bisher genannten Rohrtouren (außer dem Standrohr) werden, ähnlich wie das Bohrgestänge beim Bohrvorgang, mit dem „Top-Drive“-Verfahren (siehe Kap. 3.1.1.2 „Top-Drive“-Verfahren) in das offene, mit Bohrspülung gefüllte Bohrloch eingebaut. Dabei wird zusätzlich unter dem „Top-Drive“-Antrieb eine hydraulische Vorrichtung montiert, die die jeweilige Rohrtour beim Einbauvorgang in das offene, mit Spülung gefüllte Bohrloch, drückt (nach Buja, 2011).

Beim Einbau der Rohrtouren mittels „Top-Drive“-Verfahren werden diese von sogenannten „Casing-Centralizern“ (Abb. 25), die an mehreren Stellen auf die jeweilige Rohrtour aufgeschweißt werden, im Bohrloch geführt und in der Mitte des Bohrloches gehalten. Die „Casing Centralizer“ schützen die Rohrtour vor Beschädigungen beim Einbauvorgang, da mit Ausnahme des Rohrschuhes nur diese die Bohrlochwand berühren. Des Weiteren machen sie durch die Zentrierung der jeweiligen Rohrtour im Bohrloch, eine Zementation des Ringraumes zwischen Rohrtour und Bohrlochwand möglich (nach Buja, 2011).

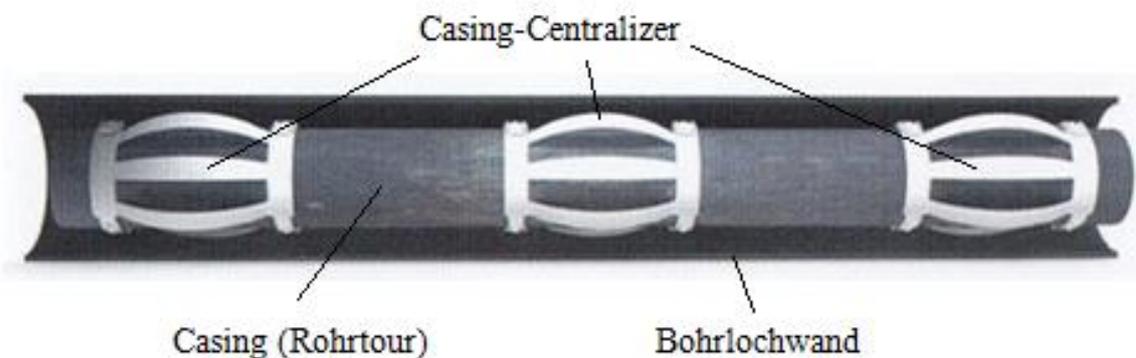


Abb. 25: Rohrtour mit drei „Casing-Centralizern“, Schematische Darstellung (nach America West Drilling Supply, 2014)

Sobald die Förderrohrtour in den Untergrund gesetzt und der Ringraum einzementiert wurde (siehe Kap. 3.1.3.2 Zementation), wird der Steigrohrstrang eingebaut, der im nächsten Schritt genauer beschrieben wird.

Schritt 5: Einbau des Steigrohrstranges

Das zu fördernde Erdgas oder Erdöl wird nicht direkt durch die Förderrohrtour an die Oberfläche transportiert. Da diese Rohrtour auch zementiert werden muss (siehe Kap. 3.1.3.2 Zementation), würde das produzierende Bohrloch mit der Zeit

unbrauchbar werden, weil das zu fördernde Medium korrosive Komponenten enthält, wie z.B. H_2S , die das Rohrmaterial (Stahl) durch Korrosion zerstören würden. Die Förderrohrtour könnte dann bei einem Schaden durch Korrosion nicht mehr ausgewechselt werden. Aus diesem Grund wird in die Förderrohrtour ein Steigrohrstrang (siehe Abb. 26) eingebaut, der nicht zementiert, sondern mit Hilfe von einem sogenannten „Packer“ an der Innenwand der Förderrohrtour befestigt. Unter diesen Bedingungen erfolgt das Auswechseln des Steigrohrstranges, bei Schäden beispielsweise, relativ unkompliziert. Der Ringraum zwischen der Förderrohrtour und dem Steigrohrstrang wird bis zum Bereich des „Packers“ mit einer speziellen Schutzflüssigkeit verfüllt (nach Buja, 2011).

„Packer“ sind quellfähige Elastomere die bei Kontakt mit Flüssigkeiten ihren Ursprungsdurchmesser auf rd. 30 bis 40 % vergrößern können. Der „Packer“ wird hydraulisch bzw. durch hydraulischen Druck, bis in die horizontale Bohrlochsektion abgesetzt. Dieser dichtet einerseits den Ringraum zwischen der Förderrohrtour und dem Steigrohrstrang ab (Abdichtung des Förderhorizontes) und verhindert andererseits, dass sich das Steigrohr in der Stimulationsphase bzw. beim Pumpen der „Frack-Fluide“ (Druck bis zu 1000 bar) im Bohrloch bewegt. Spannungen die im Steigrohrstrang auftreten, können durch den „Packer“ problemlos aufgenommen und auf das Casing (Verrohrung) übertragen werden (nach Buja, 2011).

Bevor jedoch der Steigrohrstrang im Bohrloch eingebaut werden kann, muss zunächst die Förderrohrtour im horizontalen Abschnitt des Bohrlochs mittels einer sogenannten Perforationskanone, perforiert werden. Dabei werden Löcher in die Förderrohrtour und den Zement gesprengt, die bis in das jeweilige Speichergestein reichen. Dies ist notwendig um einen Zugang vom verrohrten Bohrloch bis zur jeweiligen Lagerstätte zu schaffen (siehe Kap. 3.2 Phase 2: Perforation der Produktionsstrecke).

Der Steigrohrstrang (Abb. 26) ist ein Rohrschlauch (auch „Tubing“ genannt) mit spezieller Stahllegierung zum Schutz vor Korrosion, der auf einer ca. 4,5 m breiten Rolle aufgewickelt wird (engl.: „Coiled Tubing“). Der Schlauch hat einen Durchmesser von ca. 9 cm und eine Maximallänge von bis zu 6 km. Dadurch kann die jeweilige Lagerstätte bzw. der Zielhorizont problemlos erreicht werden. Der Rohrschlauch wird beim Einbauvorgang von der Rolle abgewickelt und über eine spezielle bogenförmige Führung (um eine Knickung des Schlauches zu vermeiden) in das verrohrte Bohrloch hinabgelassen. Nach dem Einbau des Steigrohrstranges wird dieser im Bereich des Bohrlochkopfes von der Rolle abgetrennt, sodass die Fracking- sowie die darauffolgende Förderphase erfolgen können (nach Meiners et al., 2012).

Durch den Einbau des Steigrohrstranges kann die hydraulische Stimulation bzw. der Frack-Vorgang im Bereich der Lagerstätte realisiert werden. Nach Ablauf der hydraulischen Stimulation bzw. nach dem Fracking, werden die Rohstoffe (Erdgas und Erdöl) durch das Steigrohr an die Oberfläche gefördert (nach Meiners et al., 2012).

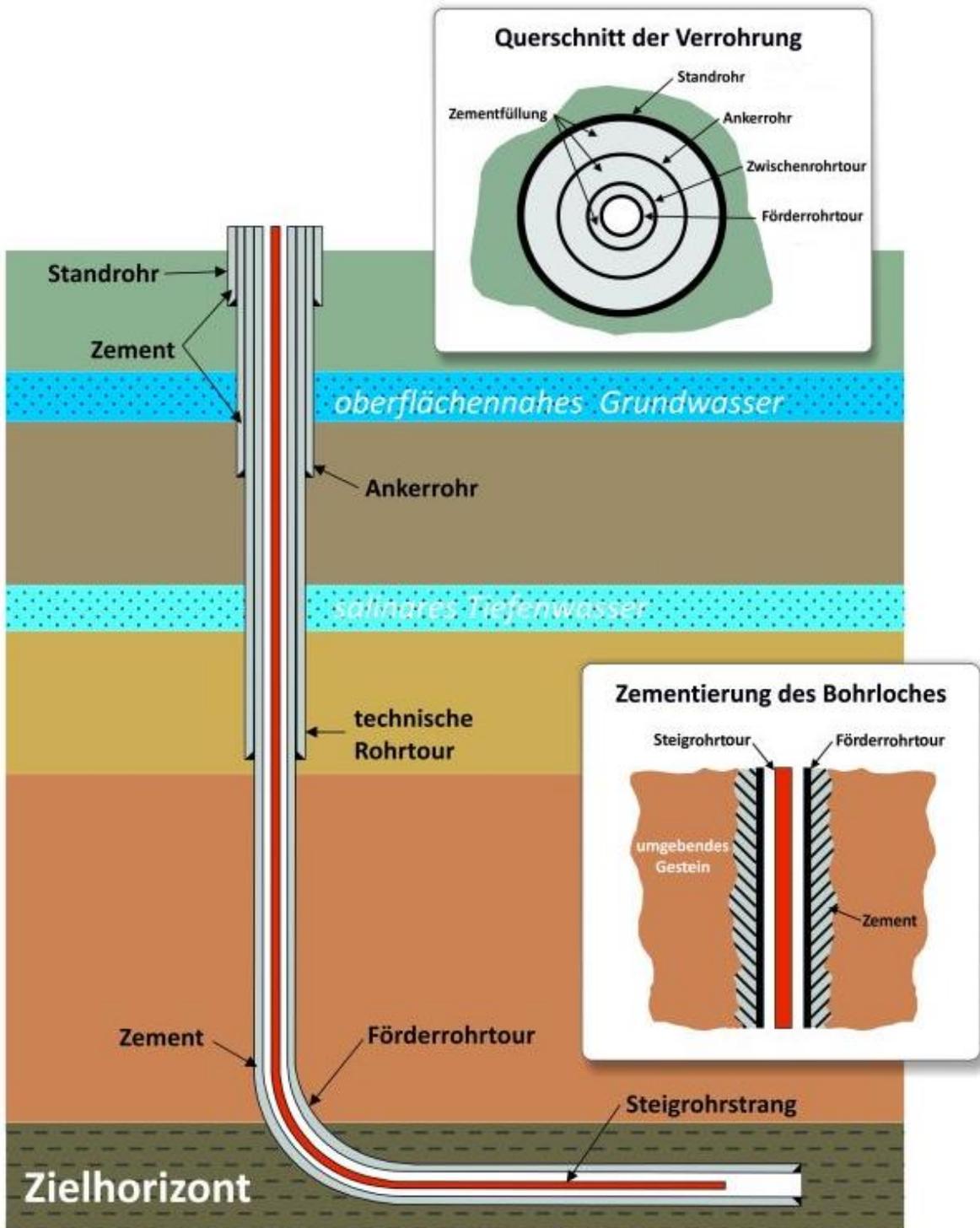


Abb. 26: Verrohrungsschema, Schematische Darstellung (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe)

3.1.2.2 Zementation

Wie schon im vorhergehenden Kapitel erwähnt, muss der Ringraum zwischen den Rohrtouren und der Bohrlochwand zementiert werden, um das Bohrloch zu stabilisieren und abzudichten. Nachfolgend werden die Anforderungen an die Zementation, die verwendeten Zementklassen und Zementzusätze, sowie der Zementationsvorgang mittels Stopfenzementation beschrieben:

Anforderungen an die Zementation:

Die Zementation muss folgende Anforderungen erfüllen (nach Schilling, 2012):

- dauerhafte Verbindung zwischen der Rohrtour und dem Gebirge schaffen;
- effektiv hydraulische Kurzschlüsse verhindern;
- das Bohrloch gegenüber dem Gebirge abdichten;
- die Stabilität des Bohrloches (Rohrtour–Zement–Fels) gewährleisten.

Bei der Zementation muss darauf geachtet werden, dass der sogenannte „Frackdruck“ (Druck bei dem das anliegende Gestein zerbricht) nicht überschritten wird, da sich sonst zusätzliche Wegsamkeiten bilden. Da der Ringraum vor der Verfüllung mit Bohrspülung gefüllt ist, muss beim Einbringen der Zementschlämme darauf geachtet werden, dass es nicht zu einer großvolumigen Vermischung zwischen Zementschlämme und Bohrspülung kommt, da die sogenannte „Mash-Zone“ eine geringere Festigkeit und vergleichsweise hohe Permeabilität besitzt. Vor dem Einbringen der Zementschlämme muss darauf geachtet werden, dass die richtige Zusammensetzung („w/z-Wert“) gewählt wird (nach Schilling, 2012).

Zementklassen und Zementzusätze (Additive):

Die Basis von Tiefbohrzementsuspensionen bilden in der Regel „Portland-Zemente“ unterschiedlicher Mahlfeinheiten und unterschiedlicher Anteile der einzelnen Klinkerphasen. Die in der Tiefbohrindustrie übliche Klassifizierung ist in der API- („American Petroleum Institute“) Norm „API Specifications 10A - Specifications for Cements and Materials for Well Cementing“ festgelegt. Dort werden Tiefbohrzemente in verschiedene Klassen (Klasse A bis H) eingeteilt, wobei sich die einzelnen Klassen in der Zusammensetzung der einzelnen Klinkerphasen, in der Zugabe von Additiven sowie in der Mahlfeinheit unterscheiden. Heutzutage sind die Zementklassen G und H am weitesten verbreitet

und werden sehr häufig eingesetzt. Daher werden im weiteren Verlauf nur diese beiden Zementklassen näher erläutert (nach Schmid, 2005):

Bei der Herstellung von Zementen der Klasse G und H werden Portlandzementklinker mit Zugabe von Calciumsulfat gemahlen. Diese beiden Klassen sind mineralogisch identisch. Der einzige Unterschied zwischen diesen beiden Zementklassen besteht darin, dass Zemente der Klasse G feiner gemahlen sind als die der Klasse H. Dadurch unterscheiden sie sich im Anmachwasserbedarf. Dieser beträgt gemäß „API Specification 10A“ für Zemente der Klasse G 44 % und für Zemente der Klasse H 38 % (nach Schmid, 2005).

Jeweils abhängig von den geologischen Bedingungen im Untergrund, werden diese Standardmixturen (Klasse G und H) durch Zugabe von Hydratationsbeschleunigenden- oder -verzögernden Additiven und anderen Zuschlagstoffen an die Gegebenheiten der Bohrung angepasst (nach Meiners et al., 2012).

Häufig eingesetzte Stoffe zur Einstellung der gewünschten Zementeigenschaften sind (nach Schilling, 2012):

- Flugaschen: Diese besitzen ein größeres Quellvermögen und reduzieren dadurch das Schrumpfen der Zementschlämme beim Aushärten;
- Bentonit: Dieses Mineral reduziert die Zementschlammichte und verbessert die Haftung der Zementschlämme an Rohrtour und Gebirge;
- Hydratationsbeschleuniger wie z.B. NaCl oder Magnesiumlaugen;
- Hydratationsverzögerer wie z.B. Weinsäure oder Süßwasser.

Das Mischverhältnis von Wasser und Zement („w/z-Wert“) ist für die Druckfestigkeit der Zementschlämme von entscheidender Bedeutung. Daher muss vor dem Einbringen der Zementschlämme darauf geachtet werden, dass je nach verwendeter Zementklasse (Klasse G oder H), die richtige Zusammensetzung gewählt wird (nach Schilling, 2012).

Zementation der Rohrtouren – Stopfzementation:

Die zu zementierenden Rohrtouren (Ankerrohrtour, technische Rohrtour und Förderrohrtour) bzw. der Ringraum zwischen diesen Rohrtouren und der Bohrlochwand, wird mittels Stopfzementation zementiert. Nachfolgend wird der Ablauf der Stopfzementation bei einer Rohrtour als Beispiel (Abb. 27) beschrieben (nach Meiners et al., 2012):

Bei der Stopfzementation (Abb. 27) wird die Vermischung von Zementschlämme und Bohrspülung durch den Einsatz von zwei Gummistopfen, den sogenannten Vor- und Nachstopfen verhindert. Der Vorstopfen ist mit einem Kanal bzw. Schlitz versehen, der durch eine Gummimembran verschlossen ist. Durch diese Gummimembran bleibt die Zementschlämme von der Bohrspülung getrennt. Der Vorstopfen, die Zementschlämme und der Nachstopfen werden in die Verrohrung eingebracht. Der Nachstopfen wird nun mit Spülung beaufschlagt, was einen Druckaufbau auf die Zementschlämme und den Vorstopfen zur Folge hat, sodass dieser nach unten bis zum Rohrschuh der zu zementierenden Rohrtour gedrückt wird. Sobald der Vorstopfen diese Position erreicht, gibt die Gummimembran nach und die Zementschlämme wird durch den Kanal bzw. Schlitz des Vorstopfens in den Ringraum gedrückt. Dieser Vorgang dauert solange an, bis der Nachstopfen auf dem Vorstopfen aufliegt und den Kanal bzw. Schlitz so wieder verschließt. Ein Sicherheitsventil oberhalb des Nachstopfens verhindert, dass die Zementschlämme wieder in die Rohrtour zurückgedrückt wird. Sobald die Zementschlämme ausgehärtet ist, kann der nächste Bohrabschnitt gebohrt werden. Die beiden Gummistopfen, das Sicherheitsventil und der Rohrschuh werden dabei durchbohrt (nach Meiners et al., 2012).

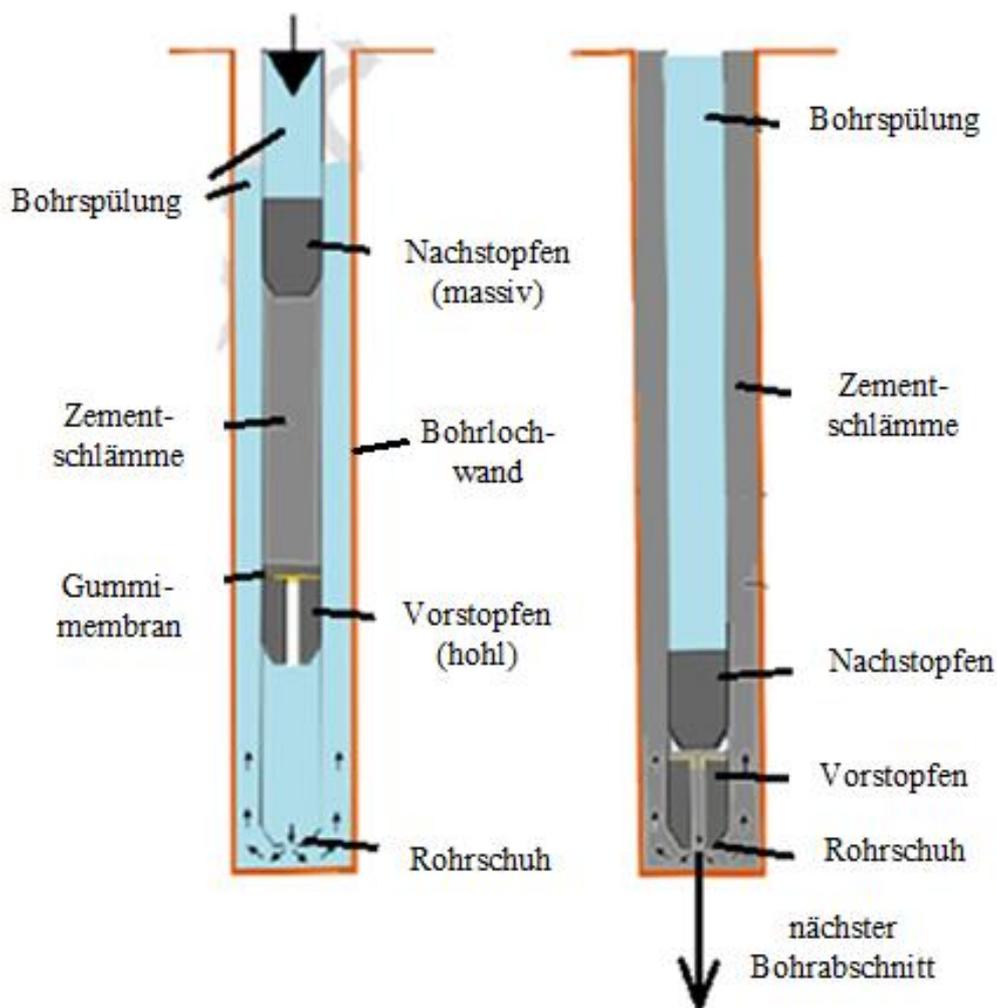


Abb. 27: Schematische Darstellung der Zementation einer Rohrtour mittels Stopfzementation (nach Meiners et al., 2012)

Sobald der Ringraum zwischen der letzten Rohrtour (Förderrohrtour) und der Bohrlochwand zementiert ist, wird nicht mehr weitergebohrt. Die beiden Gummistopfen verbleiben nach der Zementation im Bohrloch und verschließen so den Rohrschuh bzw. das Ende der Förderrohrtour.

Nach dem Aushärten der Zementschlämme im Ringraum der jeweiligen Rohrtour, wird die Qualität und die Dichtheit der Zementation überprüft. Dabei wird eine Messsonde über ein Kabel in die jeweils zementierte Rohrtour hinabgelassen, die mit Hilfe von Ultraschall das System Bohrloch: „Gestein-Zement-Rohrtour“ bzw. „Rohrtour-Zement-Rohrtour“ überprüft. Sind Fehlstellen im Zement oder an der Grenzfläche „Rohrtour-Zement“ bzw. „Zement-Gestein“ vorhanden, werden die Ultraschallwellen stärker reflektiert als in einem intakten bzw. dichten System (nach Schilling, 2012).

3.2 Phase 2: Perforation der Produktionsstrecke

Nach Abschluss der Bohrungs- und Verrohrungsphase erfolgt die Perforation im horizontalen Bohrlochabschnitt. Dabei wird eine sogenannte Perforationskanone mittels „Wireline“ (Drahtseil), durch die Förderrohrtour hindurch in das Bohrloch geleitet, um Löcher in den Verbund „Rohrtour-Zement-Gestein“ zu sprengen und so einen Zugang zum jeweiligen Speichergestein zu schaffen. Eine übliche Technik ist die Anwendung eines sogenannten Hohlladungsperforators. Dieser enthält Aussparungen, welche mit einzelnen Hohlladungen bestückt sind. Die Energie der einzelnen, mit Sprengstoff präparierten Hohlladungen (Abb. 28) wird durch das konische Gehäuse in eine bestimmte Richtung konzentriert. Bei der Zündung dieser Hohlladungen entsteht ein Projektil aus verflüssigtem Metall, dessen Geschwindigkeit rd. 30.000 km/h beträgt. Die einzelnen Hohlladungen sind alle über eine Zündleitung miteinander verbunden und werden mit einem elektrischen Zünder gezündet (nach Umweltbundesamt, 2012).

Je nach den Temperaturbedingungen in einer Lagerstätte, kommen folgende zwei Sprengstoffarten in den Hohlladungen zum Einsatz (nach Bellarby, 2009):

- RDX (Research department composition X): RDX ist die bei der Perforation am häufigsten eingesetzte Sprengstoffart, und geeignet für Lagerstättentemperaturen zwischen 100 °C bis 170 °C;
- HMX (High molecular weight RDX): HMX ist eine höhere Temperaturversion des RDX-Sprengstoffes und wird in der Regel bei Temperaturen über 170 °C eingesetzt.

Jede einzelne Hohlladung eines Hohlladungsperforators enthält in etwa 60 g von einem der beiden Sprengstoffarten (nach Hansen, 2011).

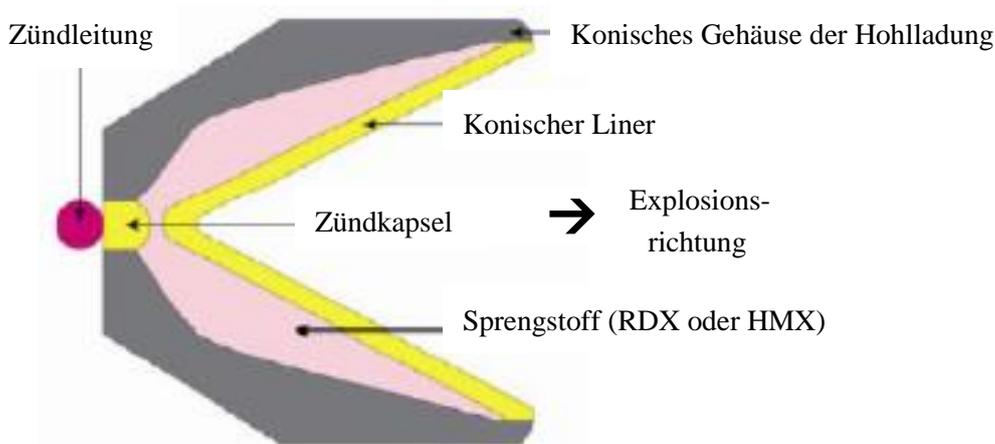


Abb. 28: Schematische Darstellung einer einzelnen mit Sprengstoff präparierten Hohlladung (nach Bellarby, 2009)

Nachfolgend wird das Schema eines einzelnen Risses im Verbund „Rohrtour-Zement-Gestein“ (Abb. 29), der durch eine einzelne Hohlladung erzeugt wird, gezeigt (nach Bellarby, 2009):

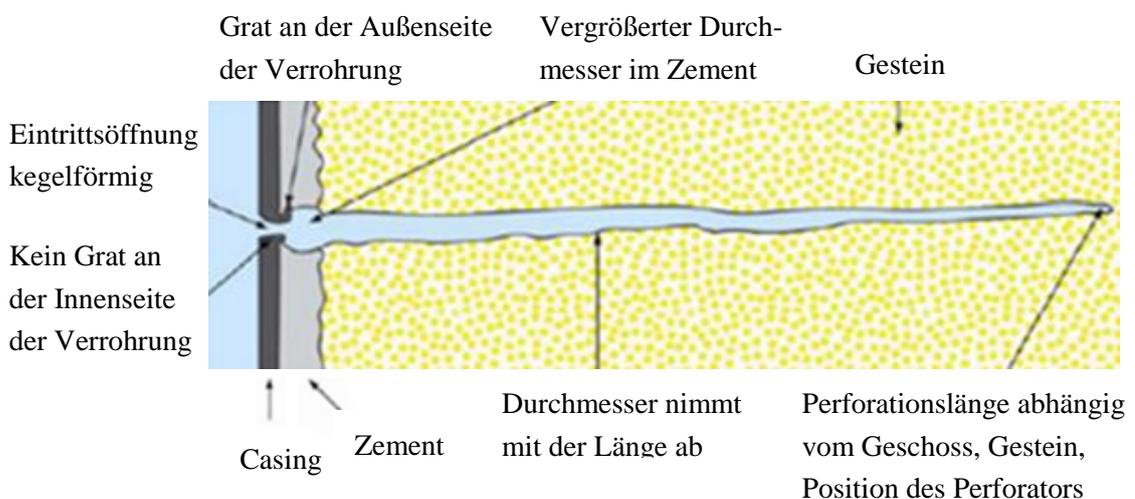


Abb. 29: Schematische Darstellung eines Risses im Verbund „Rohrtour-Zement-Gestein“, erzeugt durch eine einzelne mit Sprengstoff präparierte Hohlladung (nach Bellarby, 2009)

Der Durchmesser im Sprengkanal ist zu Beginn ca. 1,8 cm groß und fällt am Ende auf nur noch etwa 0,6 cm ab. Die Perforationslänge varriert meist zwischen 1 und 1,2 m (siehe Abb. 29) (nach Hansen, 2011).

Um die Gesteinsbruchstücke und Überreste des Projektils aus der Perforation zu entfernen, wird das Perforieren bei Spülungsdrücken überhalb des Porendruckes der jeweiligen Gesteinsformation durchgeführt (nach Umweltbundesamt, 2012).

Ein typischer Hohlladungsperforator (Abb. 30) hat einen Rohrdurchmesser von etwa 10 cm und eine Länge von ca. 1 m. Dieser enthält in der Regel 16 bis 32 Stück, der in Abb. 28 gezeigten einzelnen, mit Sprengstoff präparierten Hohlladungen. Damit werden 16 bis 32 Perforationssprengungen pro Meter in der jeweiligen Lagerstätte vorgenommen (nach Hansen, 2011).



Abb. 30: Hohlladungsperforator (XL Perforating Partnership)

Die Perforation wird in der horizontalen Bohrlochsektion, jeweils beginnend vom tiefsten Punkt der Lagerstätte durchgeführt. Die Perforationsstrecke wird dabei, je nach Länge der Horizontalbohrung auf mehrere „Cluster“ (Gruppen) aufgeteilt, in denen jeweils 16 bis 32 Perforationssprengungen durchgeführt werden. Der Abstand von einem „Cluster“ zum anderen beträgt in der Regel 50 bis 100 ft (ca. 15 bis 30 m) (nach Environmental Protection Agency - EPA, 2011).

Nach Ablauf der Perforation wird die Perforationskanone bzw. der Hohlladungsperforator wieder aus dem Bohrloch gezogen und der Steigrohrstrang (siehe Abb. 26) für die darauffolgende hydraulische Stimulation der Lagerstätte (Fracking) eingebaut.

3.3 Phase 3: Hydraulische Stimulation (Fracking)

Sobald die Perforationsarbeiten im Bereich der jeweiligen Lagerstätte beendet sind, beginnt die hydraulische Stimulation bzw. der Frack-Vorgang:

3.3.1 Allgemeine Begriffe

Nachfolgend werden einige wichtige Begriffe des Frack-Vorgangs erläutert:

Fracking (korrekte Bezeichnung: „Hydraulic Fracturing“):

Fracking ist eine Technologie, um Erdgas und Erdöl aus nicht-konventionellen Lagerstätten zu gewinnen. Unter hohem Druck (bis zu 1000 bar) wird beim einzelnen Frack eine Flüssigkeit („Frack-Fluid“) in tiefe geologische Schichten gepresst, um dort Risse (Frack-Risse) zu erzeugen und diese offen zu halten. Diese Flüssigkeit enthält Stützmittel, wie beispielsweise Quarzsand oder keramische Kügelchen sowie diverse Chemikalien, sogenannte „Frack-Chemikalien“ (nach Sauter et al., 2011).

Frack-Fluid:

Das beim Fracking eingesetzte hydraulische Medium, welches den Druck zur Induzierung der Rissbildung in das Gebirge überträgt, wird als Frack-Fluid bezeichnet (Meiners et al., 2012).

Flowback:

Mit der Druckentlastung nach dem Frack (hydraulisch erzeugter Riss) strömt ein Teil des Frack-Fluides zurück und wird zusammen mit dem Formationswasser zutage gefördert. Dieses Fluid, das nach dem Frack meist über die gesamte Produktionsphase gefördert und danach entsorgt werden muss, wird als Flowback bezeichnet (nach Meiners et al., 2012).

Frack-Additive:

Unter Frack-Additiven werden alle Stoffe verstanden, die dem Trägermedium zugemischt und mit dem Fluid in die Bohrung verpresst werden (Meiners et al., 2012).

Lagerstättenwasser:

Lagerstättenwasser ist frei zirkulierendes Wasser und Porenhaftwasser, das über geologisch lange Zeit hohen Drücken und Temperaturen der tiefen Lagerstätte ausgesetzt war und deshalb hochmineralische Bestandteile in sich trägt (Zittel, 2010).

3.3.2 Der Frack-Vorgang

Der Frack-Vorgang kann grundsätzlich in folgende zwei Schritte untergliedert werden (nach Meiners et al., 2012):

Schritt 1: Hydraulische Risserzeugung

Im ersten Schritt wird ein „Frack-Fluid“ (in diesem Fall reines Wasser, ohne Additive) bei einem Druck von bis zu 1000 bar in die zuvor perforierten Abschnitte der jeweiligen Lagerstätte gepumpt. Ziel dieser Maßnahme ist es, Risse im Speichergestein zu erzeugen bzw. diese aufzuweiten (siehe Abb. 31). Hierzu muss der eingebrachte Druck die geringste Hauptspannung der jeweiligen Gesteinsformation mindestens so weit übersteigen, dass die Zugfestigkeit und Kohäsion des Gesteins überwunden werden kann. Sobald das passiert, werden zahlreiche Risse im jeweiligen Speichergestein rund um die Bohrung erzeugt (Abb. 31). Die Ausbreitung der Risse („Fracks“) erfolgt senkrecht bzw. normal zur kleinsten Hauptspannung. In Tiefen von rd. 2000 bis 4000 m liegt die kleinste Hauptspannung in horizontaler Richtung, die Rissausbreitung erfolgt daher vertikal (senkrecht bzw. normal zur kleinsten Hauptspannung) (nach Meiners et al., 2012).

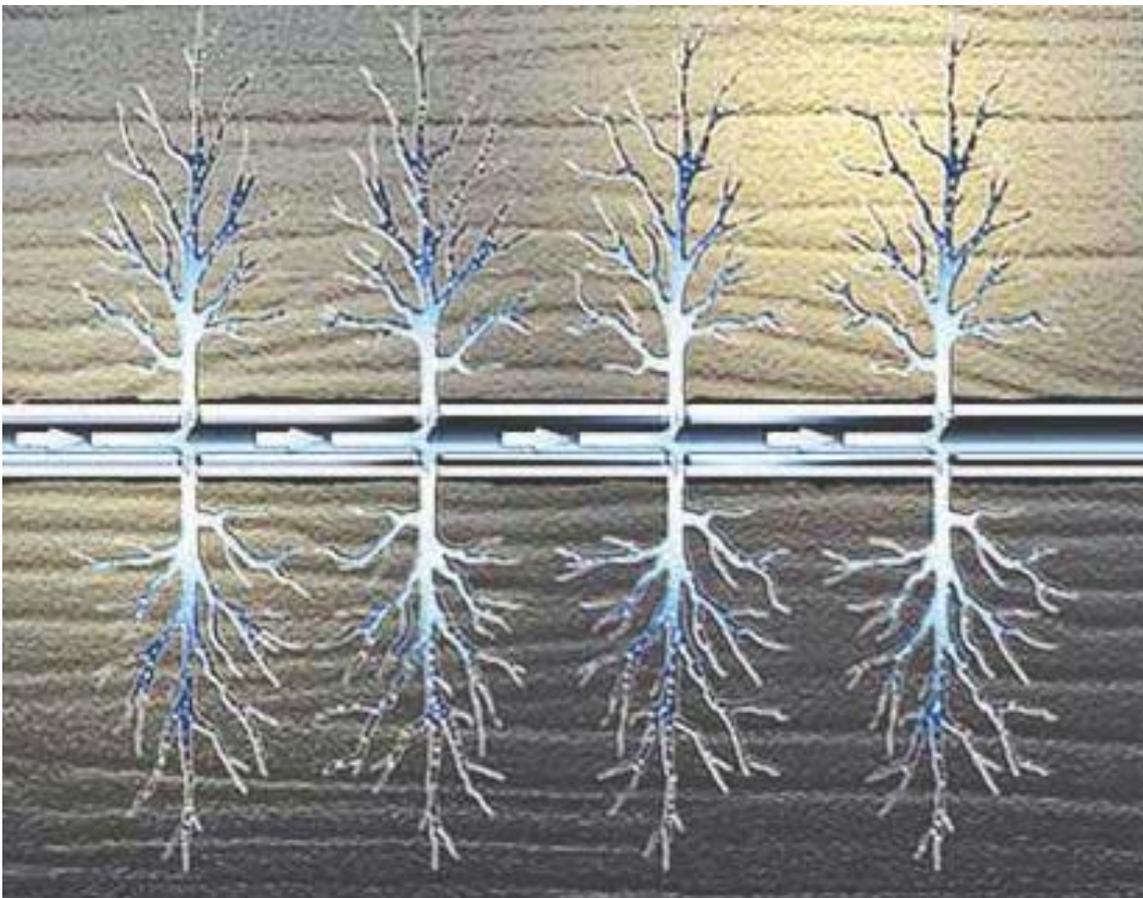


Abb. 31: Hydraulische Risserzeugung im Speichergestein, Schematische Darstellung (www.indianz.com, 2012)

Die Ausbreitung der beim Frack-Vorgang erzeugten Risse im Gestein, variiert von Lagerstätte zu Lagerstätte und hängt im Wesentlichen von den jeweiligen geologischen Bedingungen ab (nach Meiners et al., 2012).

Das deutsche Geoforschungszentrum GFZ hat mehrere tausend Frack-Risse, die beim Frack-Vorgang in verschiedenen Schiefergaslagerstätten erzeugt wurden, analysiert. Die Analyse ergab, dass 99 % der Frack-Risse kürzer als 350 m sind. In besonderen Ausnahmefällen (z.B. in großen Tiefen und bei Vorhandensein von längeren Störungen) können die Risse jedoch auch eine Länge von bis zu 600 m erreichen. Es wird angenommen, dass ein vertikaler Abstand von 1000 Metern zwischen der horizontalen Bohrlochsektion wo gefrackt wird und den Grundwasserführenden Schichten, zum Schutz des Grundwassers ausreichend ist (nach Shale Gas Information Plattform - SHIP, 2013).

Schritt 2: Zugabe von Additiven / Chemikalien

Sobald die hydraulische Risserzeugung im Speichergestein erfolgt ist, werden dem „Frack-Fluid“ das bisher zu 100 % aus reinem Wasser bestand, neben den Stützmittel („Proppants“) zur Offenhaltung der Risse, noch viele weitere Additive / Chemikalien, die jeweils verschiedene Funktionen erfüllen (siehe Tab. 8), beigemischt (nach Meiners et al., 2012).

In dieser Phase ist das „Frack-Fluid“ ein Gemisch, das zu 80 bis 95 % aus Wasser besteht und mit Stützmittel, sowie weiteren Additiven versetzt wird. Stützmittel werden mit 5 bis 30 Massen- % zugesetzt. Der Anteil der Chemikalien liegt generell in einem Bereich zwischen 0,2 und 10 Massen- %. Die Einsatzzwecke der verwendeten Additive sind vielfältig (siehe Tab. 8). Die Additive werden dem „Frack-Fluid“ beim Frack-Vorgang, je nach geologischen Gegebenheiten, sequentiell beigemischt (nach Umweltbundesamt, 2012).

Die Stützmittel haben die Aufgabe, die erzeugten Risse im jeweiligen Speichergestein, auch nach dem Absenken des Frack-Drucks bzw. nach dem ein Großteil der „Frack-Fluide“ wieder zurückgepumpt wurde, offen zu halten und damit eine längerfristige Förderung der Rohstoffe (Erdgas oder Erdöl) zu gewährleisten. Die einzelnen Risse im Gestein („Fracks“) werden dabei von der Risspitze bis zum Bohrloch mit Stützmittel (Quarzsande mit Korngrößen von ca. 1 mm, oder keramische Stützmittel mit Korngrößen von ca. 2 mm) verfüllt (nach Meiners et al., 2012).

Die verschiedenen Chemikalien unterstützen in der Regel den gesamten Frack-Vorgang und erfüllen viele verschiedene Aufgaben (siehe Tab. 8) (nach Umweltbundesamt, 2012).

Tab. 8: Einsatzzwecke der in „Frack-Fluiden“ eingesetzten Additive / Chemikalien (Umweltbundesamt, 2012)

Additiv	Einsatzzweck
Stützmittel (Proppant)	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse im Gestein
Ablagerungshemmer (Scale Inhibitor)	Verhinderung der Ablagerung von schwer löslichen Ausfällungen, wie Karbonaten und Sulfaten
Biozid (Biocide)	Verhinderung des Bakterienwachstums, Vermeidung von Biofilmen, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch Sulfat-reduzierende Bakterien
Eisenfällungskontrolle (Iron Control)	Verhinderung von Eisenoxid-Ausfällungen
Gelbildner (Gelling Agent)	Verbesserung des Stützmitteltransports
Hochtemperaturstabilisator (Temperature Stabilizer)	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels bei hoher Temperatur im Zielhorizont
Kettenbrecher (Breaker)	Verringerung der Viskosität gelhaltiger Frack-Fluide zur Ablagerung des Stützmittels
Korrosionsschutzmittel (Corrosion Inhibitor)	Schutz vor Anlagenkorrosion
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive
pH-Regulatoren und Puffer (pH Control)	pH-Wert Einstellung des Frack-Fluids
Quervernetzer (Crosslinker)	Erhöhung der Viskosität bei erhöhter Temperatur zur Verbesserung des Stützmitteltransports
Reibungsminderer (Friction Reducer)	Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide
Säuren (Acids)	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm; Auflösung von säurelöslichen Mineralen
Schäume (Foam)	Unterstützung des Stützmitteltransports
Schwefelwasserstofffänger (H ₂ S Scavenger)	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion
Tenside/Netzmittel (Surfactants)	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Tonstabilisatoren (Clay Stabilizer)	Verminderung der Quellung und Verlagerung von Tonmineralen

Die exakte Zusammensetzung der „Frack-Fluide“, sowie die Art und Anzahl der zum Einsatz kommenden Additive/Chemikalien, variiert in Abhängigkeit der zu erwartenden Lagerstättenbedingungen und wird für jede Bohrung individuell angepasst (nach Meiners et al., 2012).

Chemikalien wie Reibungsminderer, Tonstabilisatoren und Biozide (Einsatzzwecke siehe Tab. 8) kommen beim Frack-Vorgang in Schiefergaslagerstätten sehr häufig zum Einsatz, andere Zusätze deutlich seltener (nach Shale Gas Information Plattform – SHIP).

Abb. 32 zeigt als Beispiel die Zusammensetzung, der von Exxon Mobil in einer Schiefergasbohrung in Niedersachsen/Deutschland (Bohrung: „Damme 3“) eingesetzten „Frack-Fluide“ (nach Shale Gas Information Plattform - SHIP):

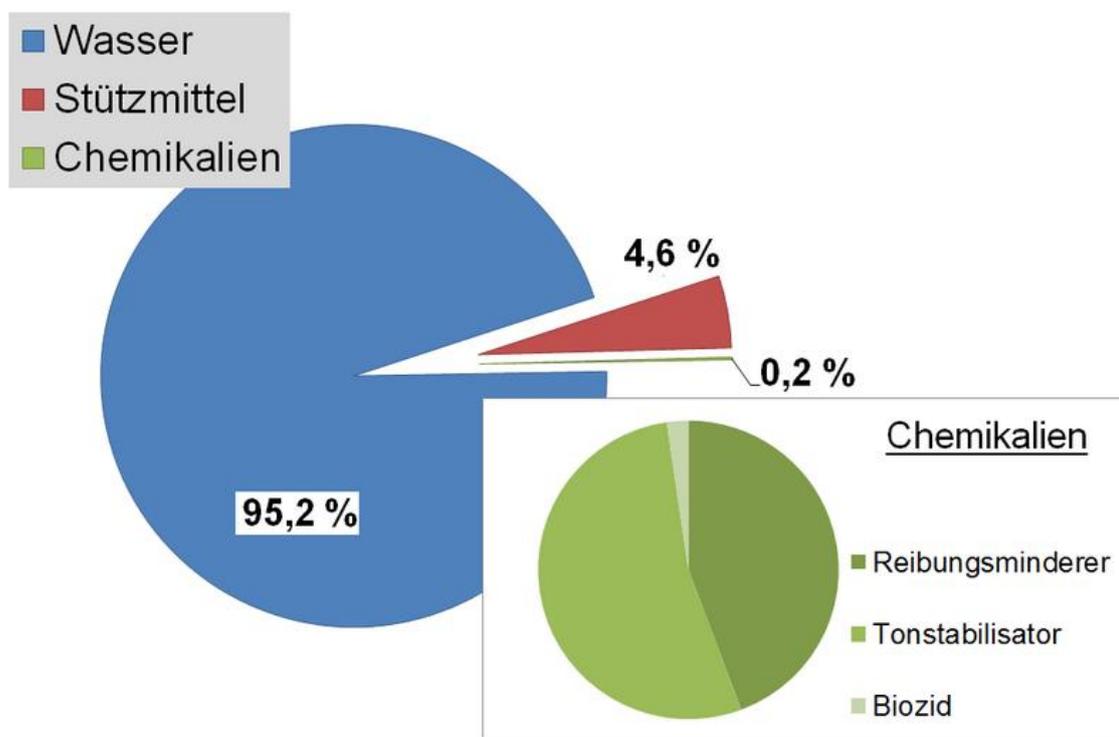


Abb. 32: Zusammensetzung der „Frack-Fluide“ in der Schiefergasbohrung „Damme 3“ (Shale Gas Information Plattform - SHIP)

Die Gesamtmasse der „Frack-Fluide“ für die Schiefergasbohrung „Damme 3“ betrug 12.683 Tonnen (\equiv 100 %). Die „Frack-Fluide“ bestanden dabei aus einer Mischung von 12.095 m³ Wasser (\equiv ca. 95,2 %), 588 Tonnen Stützmittel (\equiv ca. 4,6 %) und 19,87 Tonnen Chemikalien (\equiv ca. 0,2 %) (siehe Abb. 32) (nach Exxon Mobil Central Europe Holding GmbH, 2014)

Die für den Frack-Vorgang benötigte Wassermenge hängt hauptsächlich vom Lagerstättentyp bzw. von der Porosität und Permeabilität des jeweiligen Speichergesteins, der Bohrlochdimensionierung (Länge der horizontalen Bohrlochsektion) sowie der Anzahl der Abschnitte die gefrackt werden sollen ab (nach Meiners et al., 2012).

Für den Frack-Vorgang in Schiefergaslagerstätten schätzt die „EPA“ (Environmental Protection Agency) eine durchschnittlich erforderliche Wassermenge von 7.500 bis 15.000 m³, je nach geologischen Bedingungen in der jeweiligen Lagerstätte (nach Meiners et al., 2012).

Diese großen Wassermengen müssen für den Frack-Vorgang in einer Schiefergaslagerstätte bereit gestellt werden. Dazu werden entweder künstliche Speicherbecken (z.B. in ländlichen Gegenden mit viel Platz herum) angelegt, oder in eher urbanen Gegenden mit weniger Platz, große Speichertanks am Bohrplatz bereitgestellt. Die Größe der Speichertanks variiert dabei je nach benötigter Wassermenge (nach Umweltbundesamt, 2012).

In den USA werden beim Frack-Vorgang in Schiefergaslagerstätten meist große Speichertanks mit einem Fassungsvermögen von 75.000 Litern verwendet, die während dem Frack-Vorgang mehrfach wieder befüllt werden müssen (nach Meiners et al., 2012).

Bei der Förderung von Kohleflözgas (CBM) und Tight Gas wird im Vergleich zu Schiefergaslagerstätten, aufgrund der höheren Porosität und Permeabilität der jeweiligen Speichergesteine, eine deutlich geringere Wassermenge (in etwa fünf mal weniger Wasser) benötigt (nach Meiners et al., 2012).

Die für den Frack-Vorgang benötigten Wassermengen werden aus Oberflächengewässern, Brauchwasserbrunnen oder dem lokalen Trinkwassernetz entnommen (nach Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013).

3.3.3 Rückführung der „Frack-Fluide“ und Förderung

Nachdem der Frack-Vorgang in der jeweiligen Lagerstätte durchgeführt wurde, beginnt mit der Druckentlastung die Förderphase, in der die Rohstoffe Erdgas oder Erdöl an die Oberfläche gefördert werden (nach Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013).

Durch die frei gewordenen Fließwege im jeweiligen Speichergestein, strömt bzw. fließt das Erdgas oder Erdöl zum Bohrloch und nimmt dabei auch einen Teil der „Frack-Fluide“ in Verbindung mit Formations- bzw. Lagerstättenwasser wieder

mit an die Oberfläche, den sogenannten „Flowback“ (nach Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V, 2012).

Anteile der „Frack-Fluide“ wie z.B. die „Proppants“ (Stützmittel zur Offenhaltung der erzeugten Risse) sowie einige Chemikalien, wie z.B. Biozide (verhindern Bakterienwachstum in den einzelnen Rissen), verbleiben dauerhaft im Boden (nach Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013).

Der „Flowback“ (Abb. 33) besteht je nach geologischen Bedingungen in der jeweiligen Lagerstätte, aus einem variablen Mischungsanteil vom verpresstem „Frack-Fluid“ und mitgeführtem Formations- bzw. Lagerstättenwasser (nach Meiners et al., 2012).

Durch mehrere hydrogeochemische Prozesse im Lagerstättenhorizont (Abb. 33), kann der „Flowback“ neben „Frack-Additiven“ und Bestandteilen des Formations- bzw. Lagerstättenwassers, je nach geologischen Gegebenheiten in der jeweiligen Lagerstätte, auch radioaktive Stoffe (Radionuklide) enthalten. NORM steht für „naturally occurring radioactive materials“ (natürlich auftretende radioaktive Stoffe) (nach Umweltbundesamt, 2012).

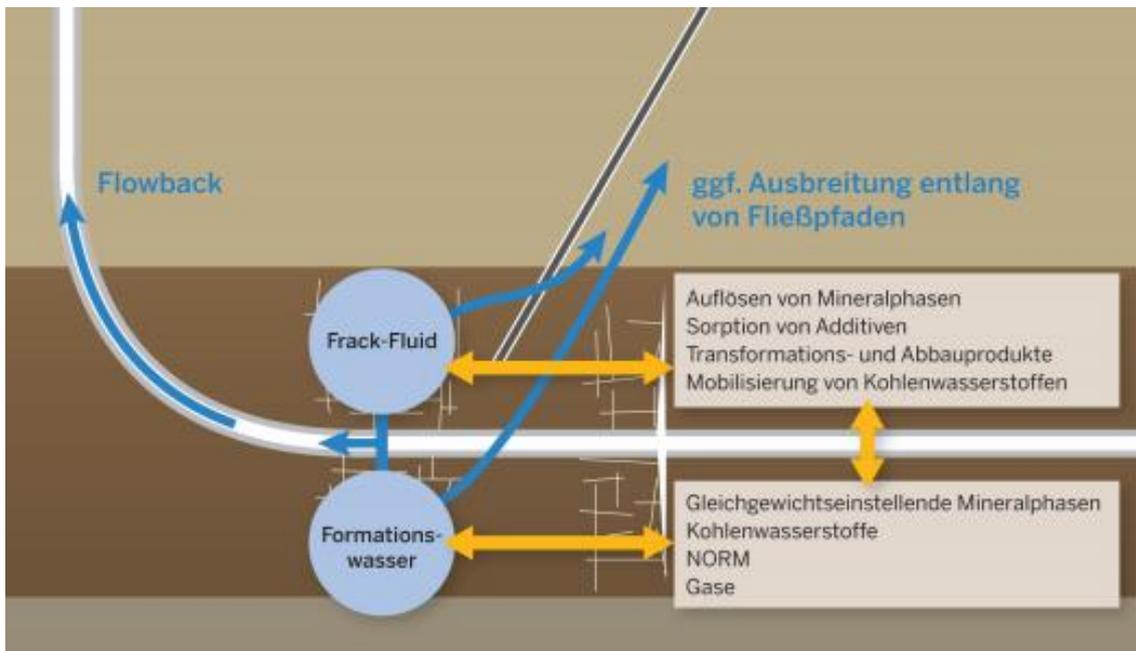


Abb. 33: Schematische Darstellung der Bildung des „Flowback“ als Mischung aus „Frack-Fluid“ und Formationswasser in Verbindung mit hydrogeochemischen Prozessen (Umweltbundesamt, 2012)

Während der Förderphase stellt sich mit der Zeit eine konstante Menge an „Flowback“ ein, in dem der Anteil des „Frack-Fluids“ gegenüber dem Lagerstättenwasser abnimmt. Die Menge hängt dabei von der jeweiligen Lagerstätte

und den geologischen Gegebenheiten ab (nach Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2013).

In einer Schiefergaslagerstätte beispielsweise beträgt die Menge an „Flowback“ in den ersten Stunden nach der Druckentlastung, zwischen 0,5 und 1 m³/min. Innerhalb der ersten 24 Stunden fällt die Rückflussrate auf etwa 0,1 m³/min zurück. Etwa 60 % des gesamten Flowback-Volumens kehrt in den ersten vier Tagen nach dem Frack-Vorgang an die Oberfläche zurück (nach Meiners et al., 2012).

Tab. 9 zeigt als Beispiel einen Vergleich zwischen den rückgeführten Flowback-Volumina und den injizierten Wasservolumina, in drei verschiedenen Schiefergaslagerstätten in den USA (nach Meiners et al., 2012):

Tab. 9: Vergleich der Volumina von injiziertem Wasser und rückgeführten Flowback in drei verschiedenen Schiefergaslagerstätten in den USA (nach Meiners et al., 2012)

Schiefergaslagerstätten	Injiziertes Wasservolumen [m ³]	Flowback Gesamtvolumen [m ³]	Verhältnis – Flowback/injiziertes Wasser
Haynesville	20.900	17.000	0,9
Fayetteville	18.000	3.700	0,25
Marcellus	20.900	2.600	0,15

Erfahrungen aus den USA zeigen, dass rd. 23 m³ Flowback pro eine Million m³ gefördertem Schiefergas, an die Oberfläche mitgeführt werden (nach Rosenwinkel et al., 2012).

In den USA wird der „Flowback“ nach einer Zwischenbehandlung, primär in Versenk- bzw. Disposalbohrungen in mehreren Tausend Metern Tiefe injiziert (nach Meiners et al., 2012).

Bei der Injektion der zu entsorgenden Abwässer („Flowback“) in Versenk- bzw. Disposalbohrungen, handelt es sich dabei hauptsächlich um ehemalige Erdöllagerstätten in mehreren Tausend Metern Tiefe. Falls die Möglichkeit einer Injektion vor Ort nicht besteht, müssen die zu entsorgenden Abwässer bis zur jeweiligen Injektionsstelle transportiert werden (nach Meiners et al., 2012).

Der Flowback könnte theoretisch auch in kommunalen Kläranlagen aufbereitet (recycelt) und als „Frack-Fluid“ wiederverwendet werden. Allerdings kann die Aufbereitung in Kläranlagen, aufgrund des hohen Mineralgehaltes bestimmter Chemikalien im Flowback, eine große Herausforderung an die Technik der Kläranlage stellen. Nach Angaben von Exxon Mobil wird der „Flowback“ auf dem Bohrplatz in sicheren Speichertanks gelagert und nach einer Zwischen-

behandlung in Versenk- bzw. Disposalbohrungen entsorgt. Des Weiteren wird einmal gebrauchtes „Frack-Fluid“ nicht wieder recycelt, und somit auch nicht wieder verwendet (nach Meiners et al., 2012).

Die aus der jeweiligen Lagerstätte geförderten Rohstoffe (Erdgas oder Erdöl) werden vom „Flowback“ getrennt, und dieser danach in eine Versenk- bzw. Disposalbohrung entsorgt (nach Meiners et al., 2012).

Den obertägigen Abschluss einer Bohrung bildet das Eruptionskreuz (Abb. 34), auch „Blowout Preventer“ genannt, mit automatischen Absperrvorrichtungen. Dieses gewährleistet die kontrollierte Entnahme von Erdgas oder Erdöl und leitet diese zu einer Sammelstelle weiter. Von dort aus werden die Rohstoffe durch Pipelines zum jeweiligen Abnehmer transportiert (nach Wirtschaftsverband Erdgas- und Erdölgewinnung e.V, 2013).



Abb. 34: Eruptionskreuz bzw. „Blowout Preventer“ (Exxon Mobil Central Europe Holding GmbH, 2014)

Nach durchschnittlich zwanzig bis dreißig Jahren Produktion ist eine Lagerstätte ausgebeutet. Anschließend wird die Anlage (Eruptionskreuz, Leitungen etc.) zurückgebaut und das gesamte Bohrloch vollständig mit Zement aufgefüllt und abgedichtet. So bleiben Grundwasserführende Schichten dauerhaft geschützt und der Platz an der Oberfläche ist wieder neu nutzbar (nach Wirtschaftsverband Erdgas- und Erdölgewinnung e.V, 2013).

4 Gefahren für das Grundwasser

In diesem Kapitel werden potenzielle Gefahren des Fracking-Verfahrens für das Grundwasser beschrieben. Die größte Gefahr bzw. Sorge beim Fracking besteht darin, dass in „Frack-Fluiden“ enthaltene, teils giftige Chemikalien in Kontakt mit dem Grundwasser treten und dieses verunreinigen.

4.1 Additive/Chemikalien eines „Frack-Fluids“

Tab. 10 zeigt als Beispiel, die von Exxon Mobil in einer Schiefergasbohrung in Niedersachsen/Deutschland (Bohrung: „Damme 3“), im „Frack-Fluid“ eingesetzten Additive/Chemikalien, mit Klassifizierung und Gefahrenhinweisen (nach Meiners et al., 2012):

Bei der Klassifizierung der eingesetzten Chemikalien (siehe Tab. 10), wird die Gefahr die davon ausgeht, meist durch einen- oder zwei Buchstaben gekennzeichnet. „T“ bedeutet z.B. giftig und „Xn“ gesundheitsschädlich usw. (siehe Tab. 10) (nach Meiners et al., 2012).

Bei den Gefahrenhinweisen werden „R- bzw. Risiko-Sätze“ angeführt (siehe Tab. 10). Das sind standardisierte Warnhinweise, die auf besondere Gefahren aufmerksam machen sollen (nach Wich, 2013).

Die Abkürzung WGK (siehe Tab. 10) steht für Wassergefährungsklasse. Dabei unterscheidet man zwischen WGK 1 (schwach wassergefährdend), WGK 2 (wassergefährdend) und WGK 3 (stark wassergefährdend). Zu den Wassergefährungsklassen gibt es in Tab. 10 jedoch keine Angaben (nach Meiners et al., 2012).

Die CAS-Nummer („Chemical Abstract Service Number“) ist ein internationaler Bezeichnungsstandard zur Identifikation von chemischen Stoffen (nach Chemie.de information Service GmbH, 2014).

Die Sicherheitsdatenblätter für die einzelnen, in der Schiefergasbohrung „Damme 3“ eingesetzten Additive/Chemikalien, wurden von Exxon Mobil ausgestellt und veröffentlicht. Nur das Sicherheitsdatenblatt für die verwendeten Stützmittel wurde von Exxon Mobil leider nicht angegeben (siehe Tab. 10) (nach Meiners et al., 2012).

Tab. 10: Zusammensetzung des „Frack-Fluids“ in der Schiefergasbohrung „Damme 3“ in Niedersachsen/Deutschland, mit Klassifizierung und Gefahrenhinweisen (Meiners et al., 2012)

Eingesetzte Zubereitungen und Inhaltsstoffe	Eingesetzte Menge	WGK	Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG	
			Klassifizierung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)
Wasser	12.119 m ³			
Stützmittel (Quarzsand / Bauxit-Granulat)	588.000 kg		Sicherheitsdatenblatt liegt nicht vor	
Tonstabilisator (Schlumberger L064) <ul style="list-style-type: none"> • Tetramethylammoniumchlorid (CAS 75-57-0) • Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe 	10.612 kg	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> • T-giftig • N-umweltgefährlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut • Giftig beim Verschlucken • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut • Sehr giftig für Wasserorganismen. Nicht in die Umwelt gelangen lassen.
Reibungsminderer (Schlumberger J313) <ul style="list-style-type: none"> • Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht (CAS 64742-47-8) • Polyethylenglycol-Octylphenylether (CAS 9036-19-5) • Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe 	8.801 kg	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> • Xn-gesundheitsschädlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Gesundheitsschädlich: kann beim Verschlucken Lungenschäden verursachen
Biozid (Baker Hughes M275) <ul style="list-style-type: none"> • 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CAS 26172-55-4) • 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (CAS 2682-20-4) • Magnesiumnitrat • Magnesiumchlorid • Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe 	460 kg	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> • Xn-gesundheitsschädlich • C-ätzend • N-umweltgefährlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Verursacht Verätzungen • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben

Die eingesetzten Chemikalien (Tonstabilisator, Reibungsminderer und Biozide siehe Tab. 10) wurden in einem Gutachten, das vom deutschen Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen in Auftrag gegeben wurde bewertet, mit folgendem Ergebnis (nach Meiners et al., 2012):

Auf Basis von durchgeführten Einzelstoffbewertungen musste festgestellt werden, dass das in der Schiefergaslagerstätte „Damme 3“ eingesetzte „Frack-Fluid“, ein hohes human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial aufweist (nach Meiners et al., 2012).

Der Frack-Vorgang, der von Exxon Mobil im Jahr 2008 in der Schiefergaslagerstätte „Damme 3“ in Niedersachsen durchgeführt wurde, hat zu massiven Protesten und erheblicher Kritik seitens der Bevölkerung geführt. Exxon Mobil

hat sich daraufhin entschlossen, die Arbeiten zunächst ruhen zu lassen und einen extern moderierten Dialogprozess durchzuführen, bei dem ein neutraler Expertenkreis im Austausch mit der Bevölkerung und den gesellschaftlichen Akteuren, Bewertungen zur Sicherheit sowie Gefahren des Fracking-Verfahrens für das Grundwasser, erarbeitet (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2012).

Der Expertenkreis hat daraufhin einige „Worst Case Szenarien“ des Fracking-Verfahrens erarbeitet, in dem potenzielle Gefahren für das Grundwasser erläutert werden. Diese Szenarien werden nun etwas genauer beschrieben:

4.2 „Worst Case Szenarien“

Nachfolgend werden einige „Worst Case Szenarien“ beschrieben, durch welche die in „Frack-Fluiden“ enthaltenen, teils giftigen Chemikalien, eventuell in das Grundwasser gelangen könnten (nach Ewen et al., 2012):

Leck eines Chemikalienbehälters auf dem Bohrplatz und / oder Lkw-Unfälle:

Die Chemikalien die man für den Frack-Vorgang benötigt (Einsatzzwecke siehe Tab. 8) werden mit Tanklastern angeliefert, auf dem Bohrplatz gelagert und später beim Frack-Vorgang eingesetzt. Da mit einem Leck eines dieser Chemikalienbehälter immer gerechnet werden muss, wird der Bohrplatz in dem Bereich wo die Chemikalienbehälter stehen abgedichtet bzw. versiegelt, um das Grundwasser im Falle eines Lecks nicht zu gefährden (nach Ewen et al., 2012).

Beim Transport dieser Chemikalien mittels Lkw, können auf den Straßen jedoch Unfälle passieren, sodass die Chemikalien auf ungesicherte Flächen treffen und in den Untergrund versickern können. Das muss aber nicht bedeuten, dass die Chemikalien bei einem Unfall auch sofort freigesetzt werden, aber die Möglichkeit besteht (nach Ewen et al., 2012).

Möglicher Aufstieg der in Frack-Fluiden enthaltenen Chemikalien in grundwasserführende Schichten:

Ob „Frack-Fluide“ und somit auch die Chemikalien die darin enthalten sind, von der horizontalen Bohrlochsektion wo gefrackt wird aus, bis in die grundwasserführenden Schichten aufsteigen können, hat der neutrale Expertenkreis für Fracking in Deutschland untersucht. Dabei wurde sogar eine sehr konservative Annahme herangezogen (nach Ewen et al., 2012):

Es wurde angenommen, dass einzelne „Frack-Risse“ über Schichtgrenzen hinaus, weiter als 300 m reichen und danach direkt an eine Störung anschließen (nach Ewen et al., 2012).

Die Ergebnisse zeigten, dass selbst bei dieser konservativen Annahme, die in den Untergrund gepressten „Frack-Fluide“, nur etwa 50 m weiter aufsteigen können. Sie können auch nur solange aufsteigen, wie der Frack-Druck aufrechterhalten wird. Das bedeutet, dass in der Regel auf diesem Wege keine „Frack-Fluide“ in das Grundwasser gelangen können (nach Ewen et al., 2012).

Dabei gibt es jedoch eine Ausnahme: Steht das Tiefenwasser unter höherem Druck als das genutzte Grundwasser, dann könnte die Frack-Flüssigkeit – falls gleichzeitig durchgängige und durchlässige Störungen vorhanden sind – nach oben bis in die grundwasserführenden Schichten aufsteigen. Dieser Fall ist jedoch sehr unwahrscheinlich (nach Ewen et al., 2012).

Potenzielle Gefahren bei der Entsorgung des „Flowback“:

Der „Flowback“ besteht, wie schon vorher erwähnt, aus einem variablen Mischungsanteil von verpressten „Frack-Fluiden“ und mitgeführtem Lagerstättenwasser. Das Lagerstättenwasser ist hochmineralisiert und je nach Lagerstätte, möglicherweise auch radioaktiv (nach Meiners et al., 2012).

Das Lagerstättenwasser muss daher als wassergefährdender Stoff betrachtet und dementsprechend behandelt werden. Natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (kurz: „NORM“) wie z.B. Radium 226, können im Lagerstättenwasser enthalten sein (nach Umweltbundesamt, 2012).

Bei der Entsorgung des „Flowback“ muss dieser meist in weit entfernte Disposalbohrungen (ehemalige Erdöllagerstätten), mittels Tanklastern oder speziell dafür angelegten Pipelines, transportiert werden. Dabei besteht wiederum die Gefahr, dass beim Transport auf den Straßen Lkw-Unfälle passieren, oder die Pipelines einen Leck aufweisen, sodass die im „Flowback“ enthaltenen Chemikalien auf ungesicherte Flächen treffen und in den Untergrund versickern können (nach Ewen et al., 2012).

Undichte Bohrlöcher aufgrund fehlerhafter Zementation:

Ein weiteres „Worst Case Szenario“ wäre, wenn die in „Frack-Fluiden“ enthaltenen Chemikalien durch ein undichtiges Bohrloch, welches fehlerhaft zementiert wurde, in das Grundwasser gelangen. Da diese Arbeiten in der Regel von Spezialisten durchgeführt und zusätzlich von der zuständigen Behörde überwacht werden, ist ein solches Szenario ziemlich unwahrscheinlich, aber dennoch möglich (nach Ewen et al., 2012).

Mögliche Freisetzung von Methan:

Es ist bisher unbekannt, ob die gesamten durch den Frack-Vorgang freigesetzten Methanmengen auch komplett durch den Steigrohrstrang nach oben gefördert werden. Methan kann auch ohne Fracking am Bohrloch vorbei nach oben steigen, wenn es denn einen Weg dafür gibt. Einige Untersuchungen von Hausbrunnen in Deutschland beispielsweise zeigten, dass in mehr als der Hälfte der untersuchten Hausbrunnen Methan nachweisbar ist, ohne dass je in der Nähe Fracking zum Einsatz kam (nach Ewen et al., 2012).

Berichte aus den USA zeigen, dass in der Umgebungsluft von Erdgasbohrungen Methan nachgewiesen werden kann. Als Ursache könnten folgende Möglichkeiten in Frage kommen (nach Ewen et al., 2012):

- Undichte Bohrlöcher, etwa wenn die Zementschlämme nicht optimal mit dem Umgebungsgestein verbunden ist;
- Die in den USA teilweise noch übliche, offene Lagerung von Abwasser in Teichen, die dazu führt, dass im Abwasser gelöstes Methan frei wird;
- Undichtigkeiten bei Pipelines, oder Undichtigkeiten während der Gastrocknung und Gasreinigung;
- Störungszonen im Untergrund, über die Methan aufsteigen kann.

Über den Aufstieg von Methan aus dem Untergrund weiß man bisher jedoch sehr wenig. Es ist nicht bekannt, welche Mengen an Methan heute schon – ohne Fracking – an die Oberfläche aufsteigen. Des weiteren weiß man auch nicht mit Sicherheit, ob es durch Fracking mehr wird, und wenn ja, um wieviel (nach Ewen et al., 2012).

Freisetzungen von Methan sind neben der Grundwasserkontamination und der Explosionsgefahr (Methan im Wasser), auch ein großes Problem für das Klima. Methan ist für das Klima etwa 25-fach schädlicher als Kohlendioxid (CO₂). Dabei ist die Geschwindigkeit des Aufstiegs von Methan aus dem Untergrund für die Klimawirksamkeit maßgeblich. Je langsamer sich das Methan einen Weg durch den Untergrund bahnt, desto weniger problematisch ist es für das Klima (nach Ewen et al., 2012).

4.3 Beispiele: Grundwasserverunreinigung in den USA

Nachfolgend werden zwei Beispiele/Vorfälle aus den USA beschrieben, die sich in den US Bundesstaaten Pennsylvania und Wyoming durch den Einsatz des Fracking-Verfahrens zugetragen haben:

Beispiel: Methan im Trinkwasser in Pennsylvania

Im US-Bundesstaat Pennsylvania bzw. im dortigen „Marcellus Shale“- Gebiet wird über Methan im Trinkwasser berichtet und es besteht der Verdacht, dass dies im Zusammenhang mit Fracking und der dortigen Schiefergasförderung steht. Anzeichen von „Frack-Fluiden“ konnten im Trinkwasser allerdings nicht nachgewiesen werden. Einem neuen Bericht aus den USA zufolge, könnte das Methan jedoch auch durch natürliche Migration aus dem Untergrund aufgestiegen sein. Ein Zusammenhang mit dem Fracking bestünde demnach nicht. Dieses Beispiel zeigt schon, wie schwierig sich im Einzelfall die Beurteilung einer möglichen Kontamination des Grundwassers durch Fracking gestaltet (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2012).

Beispiel: Kontamination von Grundwasser in Wyoming

Entsprechend einem Bericht der „US Environmental Protection Agency“ (EPA), könnte in dem Pavilion Gebiet in Wyoming der erste und bislang einzige nachweisbare Fall, einer mit Fracking zusammenhängenden Kontamination von Trink- und Grundwasser vorliegen. Dort wurde Schiefergas aus sehr geringen Tiefen (ca. 370 m Tiefe) gefördert, während für die Trinkwasserversorgung, Aquifere aus bis zu 250 m Tiefe genutzt wurden. Vermutet wird in diesem Fall, dass unzureichend tiefe Verrohrungen verwendet wurden (nicht komplett verrohrtes Bohrloch), sodass „Frack-Fluide“ und Erdgas in das Trinkwasser gelangen konnten. Für eine genauere Beurteilung der Situation werden jedoch noch weitere Untersuchungen durchgeführt (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2012).

Nachweise auf weitere Grundwasserkontaminationen durch „Frack-Fluide“ und Frackmaßnahmen in den USA liegen, mit Ausnahme des Falles in Wyoming, laut einem Bericht des „Energy Instituts“ der Universität Texas nicht vor. In diesem Bericht wird darüber hinaus die Einschätzung abgegeben, dass das wesentliche Risiko von Grundwasserkontaminationen auf obertägigen Aktivitäten beruht, wie z.B. einer Gefahr durch das Überläufen von in den USA erlaubten, offenen Rückhaltebecken für Abwässer („Flowback“) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2012).

5 Fracking-Beispiel: Schieferölförderung in den „Bakken Shales“

Nachfolgend wird als Beispiel die Schieferölförderung in den „Bakken Shales“ (riesige geologische Formation in North Dakota und Montana) mit Hilfe der Fracking-Technologie beschrieben:

Die Technik beim Fracking-Verfahren unterscheidet sich bei der Schieferölförderung nicht wesentlich von der des Schiefergases. Einen bedeutenden Unterschied gibt es jedoch bei der Auswahl der „Proppants“ (Stützmittel). Bei der Gewinnung von Schieferöl kommen spezielle Stützmittel zum Einsatz, da Erdöl aus langkettigen Kohlenwasserstoffen besteht, die zum Fließen durch ein poröses Medium, grundsätzlich größere Porenräume und eine höhere Permeabilität benötigen, als beispielsweise Gase. Dieser Umstand hat auch eine große Bedeutung für den Anteil des gewinnbaren Schieferöls. Die sogenannte „recovery rate“ (Erlös- bzw. Förderrate) ist dadurch deutlich kleiner, als bei der Schiefergasförderung. Die „recovery rate“ wird in den „Bakken Shales“ auf etwa 3 bis 10 % geschätzt, was bedeutet, dass nur in etwa 3 bis 10 % des gesamten, sich im Gestein befindlichen Schieferöls, gefördert werden können. Um die Fließfähigkeit des Schieferöls zu verbessern, muss die Korngröße der verwendeten „Proppants“ größer sein, als in einem Schiefergashorizont. Quarzsande mit Korngrößen von ca. 1 mm (Abb. 35 links), die bei der Schiefergasförderung eingesetzt werden, sind einerseits zu gering im Durchmesser und würden andererseits bei einem größeren Durchmesser, in diesen Tiefen (rd. 3000 m), in denen beispielsweise in den „Bakken Shales“ gefrackt wird, zerdrückt werden. Damit sich die künstlich erzeugten Risse nach der Druckentlastung in einer solchen Lagerstätte nicht sofort wieder schließen, werden spezielle, hochdruckfeste keramische Stützmittel, die sogenannten „Resin Coated Ceramic Proppants“ (Abb. 35 rechts) mit einer Korngröße von ca. 2 mm eingesetzt (nach Senz, 2013).



Abb. 35: Quarzsande für die Schiefergasförderung (links) und „Resin Coated Ceramic Proppants“ für die Schieferölförderung (rechts) (nach Horiba Scientific Ltd., 2014)

Des Weiteren kommt auch sogenanntes Guarkernmehl zum Einsatz (Abb. 36 rechts). Das Guarkernmehl stammt aus dem Samen der indischen Guarbohne (Abb. 36 links). Es verringert die Reibung am Bohrlochrand und erhöht die Viskosität des „Frack-Fluids“, da es zusammen mit Wasser eine Art Gel bildet, welches dafür sorgt, dass sich die Stützmittel gleichmäßig in der Bohrflüssigkeit verteilen und nicht zu früh absinken. Zusätzlich sorgt die dadurch erhöhte Viskosität des „Frack-Fluids“ dafür, dass später beim Rückfluss („Flowback“) durch den Einsatz sogenannter chemischer Brecher, die „Proppants“ in der Gesteinsformation verbleiben (nach Senz, 2013).



Abb. 36: Indische Guarbohne (links) und Guarkernmehl (rechts) (New Energy and Fuel, 2012)

Für einen Frackingabschnitt in den „Bakken Shales“ werden in etwa 200 Tonnen „Proppants“ benötigt, wobei diese in etwa 1000 Dollar pro Tonne kosten. Für ein typisches Bohrloch, mit in der Regel 20 „Clustern“, werden also in etwa 4000 Tonnen dieser „Proppants“ benötigt. Zusätzlich sind pro Bohrung rd. 12000 – 18000 m³ Frischwasser sowie etwa 9 Tonnen Guarkernmehl notwendig, dass je nach Preisniveau rd. 300.000 Dollar kostet. Weiterhin werden diverse chemische, teils giftige Zusätze (Biozide, Reibungsminderer, Tonstabilisatoren etc.) verwendet, damit die neu geschaffenen Risse nicht von Bakterien wieder zugesetzt werden (nach Senz, 2013).

Nachfolgend wird der durchschnittliche Förderverlauf einer gefrackten Schieferölbohrung in den „Bakken Shales“ beschrieben, sowie anhand einer Grafik (siehe Abb. 37) erläutert (nach Senz, 2013):

Aus einem typischen Bohrloch in den „Bakken-Shales“ konnten im ersten Jahr nach Fertigstellung der Bohrung, mittels Fracking 923 Fass Schieferöl (1 Fass

entspricht 159 Liter Öl) pro Tag gefördert werden. Die Produktionsmenge sank jedoch nach nur einem Jahr auf 486 Fass pro Tag, und nach zwei Jahren sogar auf 153 Fass pro Tag. Nach vier Jahren betrug die Fördermenge mit 99 Fass, nur noch ca. ein Zehntel dessen was das Anfangsjahr brachte. Nach dreißig Jahren produziert ein typisches Fracking-Bohrloch im durchschnitt nur noch etwa 7 Fass Schieferöl pro Tag (Abb. 37) (nach Senz, 2013).

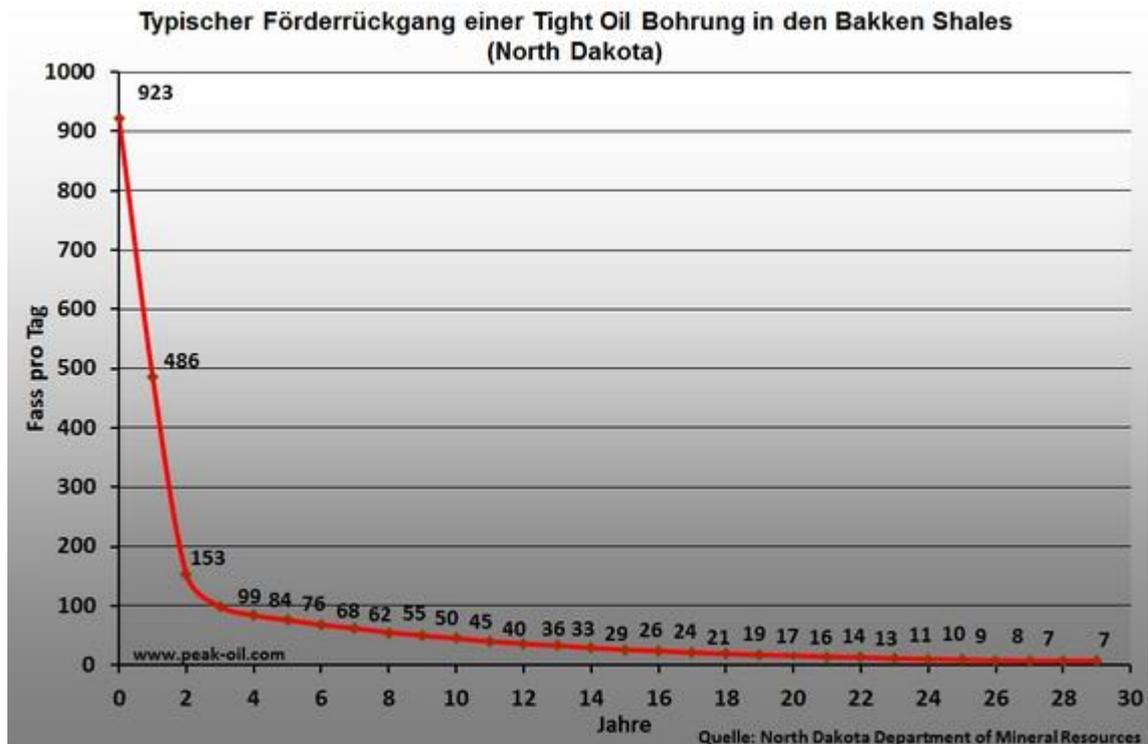


Abb. 37: Durchschnittlicher Förderverlauf einer gefrackten Schieferölbohrung in den „Bakken Shales“ (Senz, 2013)

Dieser typische Förderrückgang (Abb. 37) ist eine direkte Konsequenz des Fracking-Verfahrens und der dadurch künstlich erzeugten Risse im Gestein. In den ersten Momenten nach dem „Frack“ sind die künstlich geschaffenen Risse am größten. Zudem muss das Öl zu Beginn der Förderung nur das Lagerstättenwasser im Bohrloch verdrängen. Später jedoch, muss weiter nachströmendes Öl, ebenfalls Öl mit seiner hohen Viskosität im Bohrloch verdrängen. Die künstlichen Risse im Gestein werden ja nur von den keramischen Stützmitteln mit Korngrößen von ca. 2 mm minimal offengehalten. Die Fließrate des Schieferöls sinkt daher mit zunehmender Zeit rapide (siehe Abb. 37). Um diesen extremen Förderabfall aufzuhalten bzw. um die Produktionsmengen konstant halten zu können, müssen immer neue Löcher gebohrt werden, in denen später „gefrackt“ werden kann. Der amerikanische geologische Dienst „USGS“ schätzt für die „Bakken Shales“ - Formation, eine mittels Fracking gewinnbare Menge von rd. 3,6 Mrd. Fass Schieferöl (nach Senz, 2013).

Nachfolgende Tabelle (Tab. 11) beschreibt die Gesetzeslage in den jeweiligen europäischen Ländern, zu denen diese geologischen Becken gehören (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013):

Tab. 11: Geologische Becken mit möglichen Schiefergaspotenzialen in einzelnen Ländern Europas und deren Gesetzeslage (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013; nach euractiv.de, 2012)

Land (geologisches Becken vgl. Abb. 38)	Gesetzeslage in einzelnen Ländern Europas
Polen (Polnische Senke; Lubliner Becken)	Laufende Erkundung möglicher Förderstätten
Frankreich (Pariser Becken; Südostbecken)	Landesweites Verbot von Fracking beschlossen
Ukraine (Dnjepr-Donets-Becken; Lubliner Becken)	Laufende Erkundung möglicher Förderstätten
Norwegen (Alaun- Schiefer Becken)	Fracking nicht vorgesehen
Spanien (Kantabrisches Becken)	Verbot der Fracking-Technologie im kantabrischen Becken beschlossen
Rumänien (Pannonisches Becken)	Moratorium wurde wieder aufgehoben; Erkundung möglicher Förderstätten vorgesehen
Deutschland (Norddeutsches Becken; Oberrheingraben)	Laufende Bewertung von Chancen, Risiken, Umweltauflagen durch Bundesbehörden (konkreter Gesetzesbeschluss wird noch erwartet)
Dänemark (keine Angabe)	Erkundung möglicher Förderstätten vorgesehen
Vereinigtes Königreich (Pennline Becken; Wessex-Weald-Becken)	Zeitweiliges Verbot wurde im Jahr 2012 wieder aufgehoben – Fracking vorgesehen
Schweden (Alaun- Schiefer Becken)	Erkundung möglicher Förderstätten vorgesehen
Niederlande (Niederländisches Becken)	Moratorium; Studien in Auftrag gegeben; Ergebnisse - vorraussichtlich Anfang 2015 (noch kein konkreter Gesetzesbeschluss)
Litauen (Baltisches Becken)	Laufende Erkundung möglicher Förderstätten
Ungarn (Pannonisches Becken)	Erkundung möglicher Förderstätten vorgesehen
Österreich (Wiener Becken)	Noch kein konkreter Gesetzesbeschluss (bisher nur in Vorarlberg gesetzlich verboten)
Bulgarien (Karpaten-Balkan-Becken)	Landesweites Verbot von Fracking beschlossen

Die erfolgreiche Erschließung von Schiefergas in den USA hat auch das Interesse in Europa an diesen neuen Ressourcen geweckt. Die Erkundung und Entwicklung von möglichen Vorkommen in Europa befindet sich jedoch erst in einem frühen Stadium. Prinzipiell besitzen nach derzeitigem Kenntnisstand alle bekannten europäischen Kohlenwasserstoff-Provinzen auch ein Potenzial für Schiefergas. Ob und wenn ja, in welchen Mengen tatsächlich förderbare Potenziale bestehen, ist allerdings vielfach noch nicht ausreichend untersucht worden. Bisherige Angaben zu möglichen Ressourcen sind deshalb vage, vielfach stark divergierend und sollten generell als vorläufig betrachtet werden (siehe Abb. 39) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

Die Mehrzahl der vorliegenden Ressourcenangaben stammt aus einer ersten, jedoch unvollständigen Studie der EIA (EIA 2011). Diese Studie wurde aber im Jahr 2013 deutlich erweitert und bietet einen umfangreichen Überblick über die möglichen Schiefergasressourcen in Europa (EIA 2013). Neben der EIA wurden auch Ressourcenschätzungen vom „PGI“ (Polnischer Geologischer Dienst), vom „USGS“ (Amerikanischer Geologischer Dienst), von der „ACIEP“ (Spanische Vereinigung von Forschungsgesellschaften für Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen) sowie von der „BGR“ (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) durchgeführt (Abb. 39) (nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013).

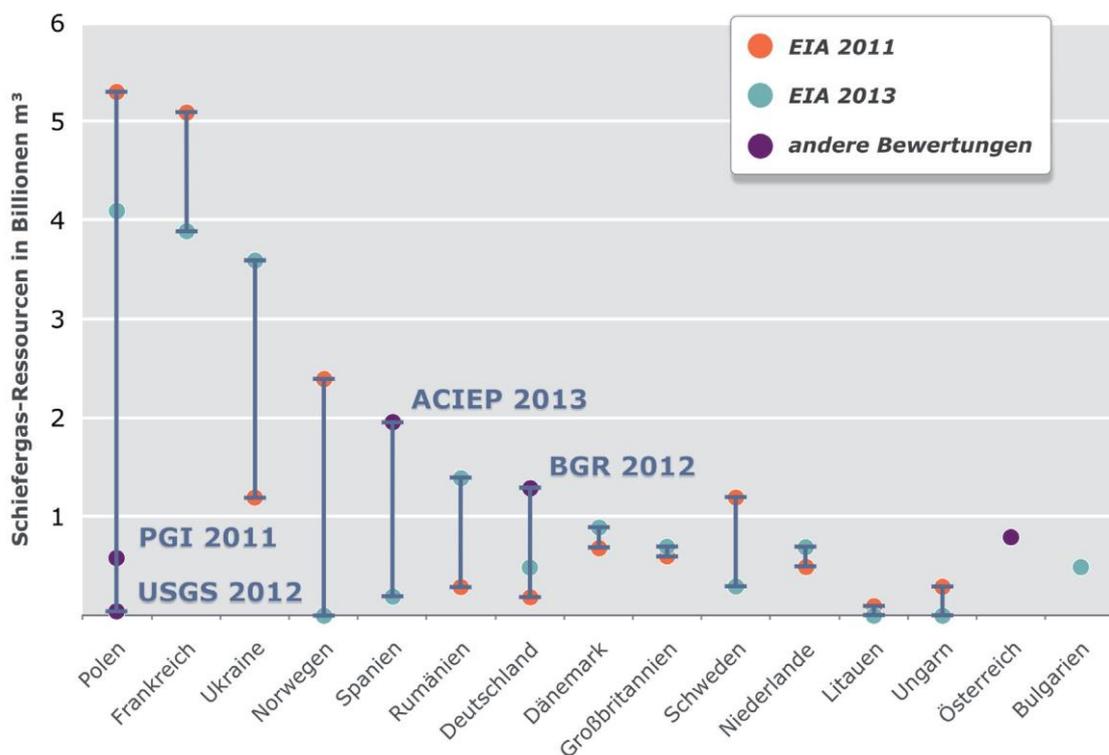


Abb. 39: Übersicht der mittels Fracking gewinnbaren Schiefergasressourcen in einzelnen Ländern Europas (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013)

7 Biofracking

Bisher wurden beim Fracking-Verfahren neben Wasser und Stützmittel, auch giftige Chemikalien wie z.B. Biozide, Reibungsminderer, Tonstabilisatoren sowie viele weitere, die jeweils unterschiedliche Funktionen erfüllen (Einsatzzwecke siehe Tab. 8) eingesetzt. Der Einsatz dieser Chemikalien im Frack-Prozess, führte schon bei Fracking-Projekten in so manchen Ländern zu heftigen Protesten seitens der Bevölkerung, da vermutet/befürchtet wird, dass giftige Chemikalien in das Grundwasser gelangen und dieses verseuchen können. Doch durch ein neues Verfahren, das unter der Leitung von Prof. Herbert Hofstätter an der Montanuniversität Leoben entwickelt wurde, könnte das in Zukunft jedoch ganz anders aussehen.

Das Biofracking ist im Prinzip eine Methode, bei der anstatt von giftigen Chemikalien, ausschließlich natürliche und umweltfreundliche Stoffe beim Fracking eingesetzt werden sollen. Das System besteht neben Wasser und Stützmittel (Quarzsande oder keramische Stützmittel), aus Kaliumcarbonat (einem natürlichen Salz, das auf der ganzen Welt abgebaut wird) sowie aus einem Stärkeprodukt (wird ebenfalls weltweit verwendet). Biofracking ist demnach zu 100 % kompatibel und kann ohne Bedenken für die Umwelt eingesetzt werden. An der Montanuniversität Leoben wurden bereits erfolgreiche Labortests durchgeführt. Noch in diesem Jahr sind Feldversuche geplant, doch es ist noch nicht klar wo diese stattfinden werden (nach Wirtschaftskammer Österreich, 2014).

Im Jahr 2013 hatte die OMV versucht, Probebohrungen im Weinviertel in Niederösterreich zu starten. Dort schlummern nach deren Angaben Schiefergasvorkommen, die Österreich über 30 Jahre hinweg mit Erdgas versorgen könnten. Der Konzern hatte geplant auf die Biofracking-Methode zurückzugreifen (sobald diese einsatzbereit ist), musste die Bohrpläne jedoch aufgrund zahlreicher Proteste seitens der Bevölkerung, früher aufgeben. Die OMV zeigt nun kein Interesse mehr an dem neuen Verfahren: „Gegen die Bereitschaft der Bevölkerung und Politik werden wir kein Schiefergas abbauen“, sagte der OMV-Pressesprecher Johannes Vetter. An der Montanuniversität Leoben hält man sich aber dennoch alle Optionen offen: „Wer immer an dieser Sache in der Welt interessiert ist, wir sind für alles offen“, meinte Hofstätter. Er rechnet ebenfalls damit, dass das Biofracking in absehbarer Zeit einsatzbereit ist. „Das Interesse an unserer Arbeit ist weltweit sehr groß“, sagte er. Auch weil die Zutaten für das Biofracking nicht teurer sein sollen, als die bisher beim Frack-Vorgang eingesetzten Chemikalien (nach News Network Internetservice GmbH, 2014).

8 Schlussfolgerungen, Empfehlungen und Ausblick

In der Debatte um das Thema Fracking wird es auch in Zukunft, Gegner und Befürworter dieser Technologie geben. Aus wirtschaftlicher Perspektive kann ein Land, das vergleichsweise große Ressourcen an nicht-konventionellem Erdgas und Erdöl besitzt, es sich auf Dauer nicht leisten Fracking zu verbieten, denn dadurch würde es sich auch der Möglichkeit berauben, von Öl- und Gasimporten aus dem Ausland teilweise, oder sogar ganz unabhängig zu werden. Auf der anderen Seite gibt es beim Fracking aber auch gewisse Risiken für das Grundwasser, da zum Teil giftige Chemikalien eingesetzt werden. Im Großen und Ganzen ist die Fracking-Technologie jedoch beherrschbar, sollte aber an strenge Umweltauflagen geknüpft werden. Daher könnte statt einem generellen Verbot für Fracking, ein gesetzlicher Rahmen geschaffen werden, mit strengen Umweltauflagen und ständigen Kontrollen durch die zuständige Behörde.

Nachfolgend einige Empfehlungen zum Fracking-Verfahren:

- Die Fracking-Betreiber sollten alle Stoffe die sie beim Frack-Vorgang einsetzen wollen, vollständig offenlegen. Diese sollten auch vor dem Frack-Vorgang von Behörden/Experten überprüft und genehmigt werden (nach Umweltbundesamt, 2012);
- Vor dem Frack-Vorgang sollte an der jeweiligen Bohrstelle überprüft werden, welche Menge an Methan bereits ohne Fracking an die Oberfläche aufsteigt. Eventuelle Errichtung von Grundwassermesstellen zur Erfassung des Referenzzustandes bezüglich Additive und Methan ist zu empfehlen (nach Ewen et al., 2012; nach Umweltbundesamt, 2012);
- Bei der Entsorgung des „Flowback“ in Versenk- bzw. Disposalbohrungen sollten jeweils standortspezifische Risikoanalysen durchgeführt werden, um Bewerten zu können ob diese Bohrungen dafür auch geeignet sind (nach Umweltbundesamt, 2012).

Die zum Teil giftigen Chemikalien, die derzeit beim Frack-Vorgang eingesetzt werden, könnten schon in naher Zukunft durch reine Umweltstoffe ersetzt werden. Sollte das von der Montanuniversität Leoben entwickelte Biofracking, nach bereits erfolgreich durchlaufenen Labortests auch die geplanten Feldversuche positiv überstehen und einsatzbereit sein, könnte es in Zukunft möglicherweise einen Fracking-Boom in Europa und der ganzen Welt geben.

9 Literaturverzeichnis

- America West Drilling Supply. (2014)
„Casing Centralizer“, Sparks NV - United States 2014
www.americawestdrillingsupply.com/kwik-ZIP.asp
- Bayer, H.J. (2005)
HDD– Praxis Handbuch, Vulkan-Verlag GmbH, ISBN 3-8027-2734-7,
Essen 2005
- Beier, M. (2012):
Vortrag: Bohrtechnische Methoden, Universität Kassel, Kassel 2012
- Bellarby, J. (2009)
Well Completion Design, ISBN: 978-0-444-53210-7, Elsevier publica-
tions, Jordan Hill - Oxford 2009
- Buja, H.O. (2011)
Handbuch der Tief-, Flach-, Geothermie- und Horizontalbohrtechnik,
Vieweg-Teubner Verlag, Wiesbaden 2011
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/FAQ/faq_inhalt.html
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2009)
Energierohstoffe 2009 - Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit; ISBN 978-
3-9813373-1-0, Hannover 2009
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012)
Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas)
in Deutschland, Hannover 2012
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013)
Energiestudie 2013 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von
Energierohstoffen; Hannover 2013
- Chemie.de information Service GmbH (2014)
CAS-Nummer; Chemie.de, 2014
<http://www.chemie.de/lexikon/CAS-Nummer.html>

- Comdrill Bohrausrüstungen GmbH (2013)
Katalog: Bohrwerkzeuge–Injektionsausrüstungen, 8. Ausgabe, Untereisesheim 2013
- Dyck, T., Gee, R., Alner T. (2011)
Motor Handbook- Version 7.4, NOV – National Oilwell Varco, Houston-Texas 2011
- Environmental Protection Agency – EPA (2011)
EPA Hydraulic Fracturing Workshop; Presentation: “Fracture Design in Horizontal Shale Wells – Data Gathering to Implementation”, 2011
- Euractiv. de (2012)
Hydraulic Fracturing auf dem Prüfstand - Potenziale und Risiken, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin 2012
- Ewen, C., Borchardt, D., Richter, S., Hammerbacher, R. (2012)
Risikostudie Fracking: Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen, Darmstadt 2012
- Exxon Mobil Central Europe Holding GmbH (2014)
Exxon Mobil – Erdgassuche in Deutschland 2014
www.erdgassucheindeutschland.de/erkundung_foerderung/verrohrung
- Habrigh-Böcker, C., Kirchner, B.C., Weißenberg, P. (2014)
Fracking – Die neue Produktionsgeografie, Springer-Gabler-Verlag, Wiesbaden 2014
- Hansen, B. (2011)
Presentation: “Casing Perforating Overview”, Devon Energy Corporation 2011; www.devonenergy.com
- Herrenknecht Vertical GmbH (2014)
Hohe Sicherheit und Hohe Effizienz: Die Arbeitsweise der Terra Invader-Anlagen, Schwanau 2014
www.herrenknecht-vertical.de/produkte/arbeitsweise
- Horiba Scientific, Ltd. (2014)
Particle characterization: Frac Sand and Proppant Applications, 2014
<http://www.horiba.com/scientific/products/particle-characterization/applications/frac-sand>

Indianz.com (2012)

<http://www.indianz.com/News/2012/006216.asp?print=1>

International Association of Drilling Contractors (2014)

Drilling Contractor – People, companies and products 2014

<http://www.drillingcontractor.org/people-companies-and-products-2-18887>

Jiangyin Dongchen Petroleum Drilling Equipment Co. Ltd. (2014)

Downhole Drilling Motors, Jiangyin China 2014

<http://www.downhole-motor.com>

Jürgens, R. (2011)

Kolloquium: Meilensteine in der Richtbohrtechnik, MICON-GmbH
Nienhagen – „Micon-Drilling“, Nienhagen 2011

Kölling, M., Feseker, T. (2010)

Umrechnung von Permeabilität in kf-Werte, Marum – Zentrum für marine
Umweltwissenschaften, Bremen 2010

Meiners, G.H., Denneborg, M., Müller, F. (2012)

Gutachten - Fracking in unkonventionellen Erdgaslagerstätten in NRW,
Nordrhein-Westfalen 2012

New Energy and Fuel (2012)

News and Views for Making and Saving Money in New Energy and Fuel:
The Vital Little Green Guar Bean 2012

<http://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2012/07/20/the-vital-little-green-guar-bean>

News Network Internet Service GmbH (2014)

Beitrag: Umweltschonende Methode 2014

www.news.at/a/fracking-wasser-giftig-europa

Prime Horizontal Inc. (2014)

Mud Motors, New Iberia - LA - USA 2014

www.primehorizontal.com/drilling-tools/mud-motors

Reich, M. (2011)

Auf der Jagd im Untergrund: Mit Hightech auf der Suche nach Öl, Gas
und Erdwärme, add-books Verlag, 2. Auflage, Bad Salzdetfurth 2011

Rogge, S. (2004)

Dissertation: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Ökonomie, Ökologie und Potenziale, Technische Universität Berlin, Berlin 2004

Röntzsch, S. (2014)

Dissertation: Bohrtechnische Erschließung submariner Gashydratlagerstätten, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg 2014

Rosenwinkel, K.-H., Weichgrebe, D., Olsson, O. (2012)

Gutachten - Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback, Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall (ISAH) der Leibniz Universität, Hannover 2012

RWE Dea (2014)

RWE Dea Homepage: Sicherheit bei Bohrarbeiten „Blowout-Preventer“
www.rwe.com/web/cms/de/614746/rwe-dea/umweltschutz

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013)

Stellungnahme - Fracking zur Schiefergasgewinnung, Metzler-Pöschel Verlag, Berlin 2013

Sauter, M., Helmig, R., Schetelig, K. (2011)

Gutachten - Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser, Münster 2011

Schilling, F.R. (2012)

Kurzgutachten: Bohrung, Verrohrung und Zementierung, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe 2012

Schmid, S.P. (2005)

Dissertation: Erhöhung des Energieträgers eines Untertätig Geschlossenen Geothermischen Wärmetauschers durch die Verwendung geeigneter wärmeleitender Zementrezepturen, Technische Universität Berlin, Berlin 2005

Shale Gas Information Plattform – SHIP (2013)

Interview with Prof. Horsfield about shale gas and hydraulic fracturing
<http://www.shale-gas-information-platform.org/areas/the-debate/interview-with-prof-horsfield.html>

Shale Gas Information Plattform – SHIP

Fracturing-Flüssigkeiten: Zusammensetzung und Nutzung
<http://www.shale-gas-information-platform.org/de/categories/water-protection/the-basics/fracturing-fluids.html>

Senz, C. (2013)

Artikel: „Der Tight Oil Boom in den USA – ein genauerer Blick!“, Post Fossil Institut - PFI , www.peak-oil.com, Hamburg 2013

Sohmer, M. (2012)

Dissertation: Untersuchungen zur Anwendbarkeit des Phased Array Prinzips für die seismische Vorauserkundung in gerichteten Tiefbohrungen, Technische Universität Freiberg, Freiberg 2012

Umweltbundesamt (2012)

Gutachten - Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten, Dessau-Roßlau 2012

Wich, P. (2013)

R- und S-Sätze, Experimentalchemie. de, 2013
<http://www.experimentalchemie.de/04-b.htm>

Wintershall Holding GmbH (2014)

Unterschiedliche Lagerstätten: Tight Gas und Shale Gas, 2014
<http://www.wintershall.com/unterschiedliche-lagerstaetten-tight-gas-und-shale-gas.html>

Wirtschaftskammer Österreich (2014)

WKO-Beitrag: Montanuni Leoben entwickelt Bio-Fracking, 2014
https://www.wko.at/Content.Node/branchen/k/Montanuni_Leoben_entwickelt_Bio-Fracking.html

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2006)

WEG - Leitfaden Futterrohrberechnung, Hannover 2006

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2013)

WEG - Broschüre: Hydraulic Fracturing – Prozess und Perspektiven in Deutschland, Hannover 2013

XL Perforating Partnership

<http://www.naylornetwork.com/codiframe/Listing.asp?MDSID=COD-471&AdListingID=878755>

Zittel, W. (2010)

Kurzstudie: Unkonventionelles Erdgas, ASPO Deutschland, München 2010

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Fracking-Prinzip	2
Abb. 2: Konventionelle und nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten	5
Abb. 3: Vergleich: konventionelles- (links) und nicht-konventionelles Speichergestein (rechts)	6
Abb. 4: Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung der drei Typen von Kohleflözgas	10
Abb. 5: Prinzipskizze zur Erläuterung der Vergrößerung der Kontaktfläche zwischen Rohr und Kohleflöz: Die Kontaktlänge und somit die Kontaktfläche wird im Fall einer Schrägbohrung (b) um den Faktor $1/\cos\alpha$ im Vergleich zu einer reinen Vertikalbohrung (a) vergrößert	11
Abb. 6: Prozentuelle Verteilung der weltweiten Schiefergasressourcen in Höhe von 205,37 Bill. m ³	13
Abb. 7: Prozentuelle Verteilung der weltweiten CBM-Ressourcen in Höhe von 50,41 Bill. m ³ (ohne den nahen Osten)	14
Abb. 8: Prozentuelle Verteilung der weltweiten Tight-Gas-Ressourcen in Höhe von 63,08 Bill. m ³	14
Abb. 9: Prozentuelle Verteilung der weltweiten Schieferölressourcen in Höhe von 47,09 Mrd. t	18
Abb. 10: Rotary-Bohranlage, Schematische Darstellung	21
Abb. 11: BENTEC "Top-Drive"-Antrieb	23
Abb. 12: Der "Mud Motor" und seine Komponenten	25
Abb. 13: Schematische Darstellung des Querschnitts eines 5/6-gängigen "Mud Motors"	26
Abb. 14: Lobe-Konfigurationen eines "Mud Motors"	26
Abb. 15: Einstellung des Knickwinkels über den „Adjustable Ring“ am Gehäuse des „Mud Motors“	27
Abb. 16: Lagerstuhl mit Komponenten	28
Abb. 17: "Mud Motor" im Modus mit Strangrotation („Rotary-Modus“), Schematische Darstellung	29
Abb. 18: "Mud Motor" im Modus ohne Strangrotation („Sliding-Modus“), Schematische Darstellung	30
Abb. 19: „Measurement While Drilling“- System	31
Abb. 20: Bohrgarnitur für Richt- und Horizontalbohrungen mit dem „Mud Motor“ als Steuerkopf und weiteren Komponenten, Schematische Darstellung	35
Abb. 21: Rollenmeißeltypen: Zahnrollen- und Warzenmeißel	36
Abb. 22: Schematische Darstellung des „Offset“ von Rollenmeißel	37
Abb. 23: Diamant-Vollbohrkrone (links)- und Kernbohrkrone (rechts)	38
Abb. 24: Bohrlochabspernung „Blowout Preventer“	43

Abb. 25: Rohrtour mit drei Casing-Centralizern, Schematische Darstellung	46
Abb. 26: Verrohrungsschema, Schematische Darstellung	48
Abb. 27: Schematische Darstellung der Zementation einer Rohrtour mittels Stopfenzementation	51
Abb. 28: Schematische Darstellung einer einzelnen mit Sprengstoff präparierten Hohlladung	53
Abb. 29: Schematische Darstellung eines Risses im Verbund „Rohrtour-Zement-Gestein“, erzeugt durch eine einzelne mit Sprengstoff präparierte Hohlladung	53
Abb. 30: Hohlladungsperforator	54
Abb. 31: Hydraulische Risserzeugung im Speichergestein, Schematische Darstellung	56
Abb. 32: Zusammensetzung der „Frack-Fluide“ in der Schiefergasbohrung „Damme 3“	59
Abb. 33: Schematische Darstellung der Bildung des „Flowback“ als Mischung aus „Frack-Fluid“ und Formationswasser in Verbindung mit hydrogeochemischen Prozessen	61
Abb. 34: Eruptionskreuz bzw. „Blowout-Preventer“	63
Abb. 35: Quarzsand für die Schiefergasförderung (links) und „Resin Coated Ceramic Proppants“ für die Schieferölförderung (rechts)	70
Abb. 36: Indische Guarbohne (links) und Guarkernmehl (rechts)	71
Abb. 37: Durchschnittlicher Förderverlauf einer gefrackten Schieferöl-Bohrung in den „Bakken Shales“	72
Abb. 38: Schematische Darstellung geologischer Becken mit möglichen Schiefefgaspotenzialen in Europa	73
Abb. 39: Übersicht der mittels Fracking gewinnbaren Schiefergasressourcen in einzelnen Ländern Europas	75

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Vergleich der weltweiten konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasressourcen in Bill.m ³	12
Tab. 2: Vergleich der weltweiten konventionellen und nicht-konventionellen Erdölressourcen in Mrd.t	17
Tab. 3: Kenndaten des „Top-Drive“-Antriebs „TD-500-HT“ von der Fa. BENTEC GmbH	24
Tab. 4: Zusammenhang zwischen Knickwinkel, Bohrlochdurchmesser und Bohrradius eines 4:5-gängigen „Mud-Motors“	27
Tab. 5: Kenndaten des 4:5-gängigen „Mud-Motors“ von der „Prime Horizontal Inc“	28
Tab. 6: Kronenprofile einer Diamantbohrkrone für verschiedene Gesteinsformationen	40
Tab. 7: Vergleich der Vor- und Nachteile von Rollen- und Diamantmeißel	40
Tab. 8: Einsatzzwecke der in „Frack-Fluiden“ eingesetzten Additive / Chemikalien	58
Tab. 9: Vergleich der Volumina von injiziertem Wasser und rückgeführten Flowback in drei verschiedenen Schiefergaslagerstätten in den USA	62
Tab. 10: Zusammensetzung des „Frack-Fluids“ in der Schiefergasbohrung „Damme 3“ in Niedersachsen/Deutschland, mit Klassifizierung und Gefahrenhinweisen	65
Tab. 11: Geologische Becken mit möglichen Schiefergaspotenzialen in einzelnen Ländern Europas und deren Gesetzeslage	74