

VIII – 2.1

Hydraulic Fracturing in der Erdgas- und Erdölförderung

K.-M. WOLLIN, Hannover

Einleitung

Hydraulic Fracturing (HF) (hydraulische Bohrlochbehandlung, umgangssprachlich auch *Fracking*) ist eine seit langem etablierte Technologie. Sie wird genutzt, um die Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu stimulieren, nachdem der Förderbrunnen erbohrt worden ist, und besteht in der Injektion eines Gemisches aus Wasser, Stützmitteln (typischerweise Sand, aber auch andere) und Frac-Fluids (eine Mischung verschiedener Chemikalien, die jeweils spezifische Funktionen haben) unter hohem Druck durch das Bohrloch hindurch, um in den erdöl- oder erdgasführenden Gesteinsformationen kontrolliert über die Rate, den Druck und zeitlichen Ablauf, kleine Risse zu erzeugen (U.S. EPA 2016a). Die entstandenen Risse gestatten einen besseren Fluss des Erdöls oder Erdgases aus dem Reservoir hin zur Förderbohrung. Im engeren Sinne umfasst der beschreibende Begriff *Hydraulic Fracturing* somit die initiale und anschließende Stimulationsprozedur, nicht jedoch die Gesamtheit der technologischen Abläufe der Erdöl-/Erdgasgewinnung aus Kohlenwasserstoff-Vorkommen, sondern strenggenommen nur den Teilvorgang der hydraulischen Stimulation unterhalb der Erdoberfläche.

Die Nutzung dieser Technik ist Voraussetzung, um die Förderung von Schieferöl und Schiefergas (Shale Oil, Shale Gas) aus bituminösen Tongesteinen, d.h. *nicht-konventionellen Lagerstätten*, die eine geringe Durchlässigkeit aufweisen und wo die gespeicherten Kohlenwasserstoffe nicht ohne weiteres einer Bohrung zuströmen, überhaupt erst zu ermöglichen. Sie ist eng verbunden mit der Weiterentwicklung der hydraulischen Stimulation durch Optimierung der technologischen Randbedingungen hinsichtlich der speziellen Gegebenheiten des Reservoirs und der nunmehr routinemäßigen Anwendung von fortgeschrittenen direktionalen, speziell horizontalen Bohrtechniken in Verbindung mit dem *Multistage Hydraulic Fracturing*. Bemerkenswert ist die Möglichkeit des multiplen Bohrens von einem vertikalen Bohrloch oder nur einer Oberflächenlokalisation aus. Hydraulic Fracturing kann ebenfalls genutzt werden, um die Produktion aus den *konventionellen*

Lagerstätten zu erhöhen und hatte dort seit seiner Einführung in den späten 1940ern seine ursprüngliche Anwendung (Montgomery u. Smith 2010). In den USA wurden ab Ende 1940 bis etwa dem Jahr 2000 nahezu 1 Mio. Förderbrunnen einer hydraulischen Bohrlochbehandlung unterzogen (IOGCC 2002). Das in diesem Zeitraum typische Bohrloch-Design unterschied sich jedoch grundlegend von dem moderner Frac-Operationen. Die Grundlagen für den Übergang zu den heutzutage anzutreffenden Frac-Technologien wurden in den USA in den 1970er und frühen 1980er Jahren gelegt. Die weiteren Entwicklungen in den USA ab dem Jahr 2000 führten zu anwendungsorientierten Lösungen. Modernes Hydraulic Fracturing wurde schnell ein industrieller Standard, dessen weitere Optimierung noch anhält (U.S. EPA 2016a), und das in einen sprunghaften Anstieg der Erdöl- und Erdgasproduktion zwischen 2010 und 2015 in den USA einmündete. Der Anteil von Schiefergas an der US-Gesamt-Erdgasproduktion betrug 2015 etwa 50 % (U.S. EIA 2016), das waren 37,4 Billionen Cubic Feet pro Tag (Bcf/d) (1,059 Billionen m³ pro Tag). In ihrem Referenzszenario des *Annual Energy Outlook 2016* erwartet die U.S. EIA einen weiteren Anstieg und für 2040 eine Verdoppelung des Shale-Gas-Anteils an der Gesamtförderung, bezogen auf 2015. Eine Differenzierung in Abhängigkeit verschiedener Einflussfaktoren führt in der Projektion für 2040 im Vergleich zu 2015 zu

- gleichbleibenden Fördermengen, wenn die Erdöl/ Erdgas-Ressourcenverfügbarkeit und die Technologieentwicklung niedrig sind,
- einer leicht geringeren Förderung im Fall niedriger Rohölpreise sowie
- zu einer deutlichen Erhöhung bei hoher Erdöl/ Erdgas-Ressourcenverfügbarkeit und hoher Technologiestandards.

Hydraulic Fracturing wird weiterhin in anderen Bereichen wie z.B. der Stimulation geothermischer Reservoirs verwendet.

In Deutschland findet die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus Tight-Gas-Lagerstätten mithilfe der

hydraulischen Bohrlochstimulation bereits seit vier Jahrzehnten statt. Sie wurde erstmals am 26. Juli 1961 in der Erdgas-Bohrung Rehden 15 (Gemeinde Rehden/LK Diepholz, Bohrungs-ID12 014770701501) im Buntsandstein mit einer Frac-Teufe von 1 609 m unterhalb der Geländeoberkante (GOK) angewandt (LBEG 2018). Allein in Niedersachsen wurden 327 hydraulische Stimulationen in 148 Bohrungen durchgeführt, die weit überwiegende Zahl davon zur Erschließung von Tight-Gas-Vorkommen in Tiefen ab 3 000 m (BGR 2016). Für Schiefergaslagerstätten in Deutschland sind bisher 3 Probe-Fracs bekannt (Damme 3 – 2008). Die BGR hat sich im Januar 2016 in ihrem Bericht „Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte“ (2016) zu den inländischen Vorkommen geäußert und nennt (unter Berücksichtigung der Unsicherheiten) ein Volumen zwischen 320 und 2 030 Mrd. m³ von technisch förderbarem Erdgas aus Tiefen von 1 000 bis 5 000 m. Werden die Vorkommen mit Tiefen zwischen 500 und 1 000 m einbezogen, erhöhen sich die förderbaren Schiefergasmengen auf 380 bis 2 340 Mrd. m³. Im europäischen Vergleich verfügt Deutschland über die viertgrößten Schiefergas- und fünftgrößten Schieferölressourcen; die deutschen Ressourcen bleiben aber weit hinter denjenigen in Nordamerika und Asien (hier vor allem China) zurück. Eine Förderung aus den Schiefergas- und Schieferöllagerstätten findet derzeit in Deutschland nicht statt und ist auch kurzfristig nicht zu erwarten (BGR 2016). Erdöl und Erdgas stellen in Deutschland immer noch wichtige Primärenergieträger dar; die Nettoimportabhängigkeit nach Energieträgern betrug 2015 (in % des Primärenergieverbrauchs) bei Erdöl 99,5 % und bei Naturgasen (Erdgas, Erdölgas, Grubengas) 88,9 % (BMWI 2016).

Die rasante Entwicklung der Schiefergasförderung in der jüngeren Zeit in den USA und die dort begonnene Debatte über mögliche Umweltbeeinflussungen und gesundheitliche Risiken vor allem für die Allgemeinbevölkerung fand ihren Niederschlag auch in Deutschland, als hier erste Überlegungen zur Erschließung der nicht-konventionellen Erdgas-/Erdölvorkommen gemacht worden sind. Dass zuvor die Technik der hydraulischen Bohrlochstimulation bereits längere Zeit in konventionellen Vorkommen zum Einsatz gekommen ist, wurde zunächst öffentlich nicht wahrgenommen. Die öffentlich-mediale Diskussion auch in Deutschland war lange Zeit (und ist es in Teilen noch heute) weitüberwiegend eine nicht auf wissenschaftlicher Evidenz basierte. Ein allgemeines und beredtes Beispiel unseriöser Berichterstattung im Kontext Hydraulic Fracturing war der

von Josh Fox 2010 herausgebrachte Dokumentarfilm „*Gasland*“, der in Deutschland vom Fernsehsender Arte im August 2014 mit seiner Schlüsselszene der „Brennenden Wasserhähne“ präsentiert und von interessierter Seite argumentativ verwendet worden ist (von Altenbockum 2014). Es brauchte einige Zeit, bis der Programmbeirat des Senders mit deutlicher Kritik am 08.10.2014 reagierte; die Geschäftsführung von Arte Deutschland hat diese Kritik ohne Einschränkungen akzeptiert und zugesagt, dass der Film jedenfalls nicht mehr in der ausgestrahlten Form und Fassung wiederholt werden würde (Neuen 2015). Eine frühe, aber wenig bekannte oder beachtete Kritik zu wissenschaftlich unzutreffenden Aussagen in *Gasland* gab es bereits im Oktober 2010 von der Colorado Oil and Gas Conservation Commission (COGCC 2010), weitere folgten (z.B. Groat u. Grimshaw 2012).

Das Thema Hydraulic Fracturing ist in der Gesamtheit aller Verfahrensschritte oder Teilprozesse und seinen möglichen Auswirkungen auf die Umwelt und in Bezug auf gesundheitliche Risiken äußerst vielschichtig und wird durch weitere Aspekte geprägt. In der Debatte über die gesundheitlichen Risiken stand anfänglich die Beeinflussung des Grundwassers mit seiner Nutzung als Trinkwasser im Vordergrund; kritisch betrachtet wurden weiterhin der Wasser- und Flächenbedarf, die Auswirkung auf das Landschaftsbild, die Kontamination der Außenluft in der Folge schädlicher Emissionen, Lärm-Emissionen, induzierte Seismizität, Naturhaushalt und auch die Treibhausgasbilanz. Die systematische wissenschaftliche Befassung mit dem Thema mündete in Deutschland nach einer ersten Stellungnahme des Umweltbundesamtes (UBA 2011, aktualisiert in UBA 2014) in mehrere Gutachten ein:

- A) Neutraler Expertenkreis (Ewen et al. 2012): Risikostudie Fracking – Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung)

Diese im Zeitraum von April 2011 bis April 2012 erarbeitete Studie wurde von einem Expertenkreis aus Vertretern von wissenschaftlichen Umweltforschungszentren und universitären Einrichtungen erarbeitet, der das wissenschaftliche Arbeitsprogramm eigenverantwortlich konzipiert hat. Exxon-Mobil hatte den Informations- und Dialogprozess finanziert (die Mittel wurden treuhänderisch verwaltet). Die inhaltliche Einflussnahme von Exxon-Mobil hatten die Experten vertraglich ausgeschlossen.

- B) Meiners et al. (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen

Die Hauptautoren kamen aus den Institutionen ahu AG Wasser Boden Geomatik Aachen und dem IWW Rheinisch-Westfälischen Institut für Wasser – Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH Mülheim a.d. Ruhr.

- C) Meiners (2012): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW. Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung; 06.09.2012

Beteiligt an dem Gutachten für das Land Nordrhein-Westfalen waren als Hauptautoren ahu AG Aachen sowie das IWW Rheinisch-Westfälische Institut für Wasser Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH Mülheim an der Ruhr.

- D) Brodsky et al. (2013): Stellungnahme zu vorliegenden Gutachten zum Fracking in Deutschland im Zusammenhang mit dem Aufsuchungsantrag der BNK Deutschland GmbH auf Kohlenwasserstoffe im Erlaubnisfeld „Adler South“. Handlungsempfehlungen aus geologischer und hydrogeologischer Sicht

Diese Stellungnahme von Autoren des Hessischen Landesamtes für Umwelt und Geologie setzt den Schwerpunkt auf geologische und hydrogeologische Aspekte des HF vor dem Hintergrund des Aufsuchungsantrags der BNK Deutschland. Insbesondere werden die rohstoffgeologischen Rahmenbedingungen für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit von Schiefergas untersucht.

- E) SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (Mai 2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen hat in seinem Gutachten schwerpunktmäßig energiepolitische Aspekte betrachtet und erörterte die möglichen Umweltrisiken.

- F) Dannwolf et al. (2014): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergasla-

gerstätten. Teil 2 – Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt

Die Bearbeitung dieses zweiten Gutachtens im Auftrag des UBA zu HF erfolgte unter Federführung der RiskCom GmbH Pforzheim. Hier werden in der Vorgängerstudie benannte offene Fragen sowie weitere Gesichtspunkte wie die Entwicklung eines Grundwasser-Monitoringkonzepts, Bewertung der Möglichkeit eines bundesweiten Frac-Chemikalienkatasters, Bewertung einer umweltverträglichen Entsorgung von Flowback, Emissions-/Klimabilanzen, induzierte Seismizität, Bewertung der raum- und flächenrelevanten Aspekte sowie die Auswirkungen auf Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt betrachtet.

- G) acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Juni 2015): Hydraulic Fracturing. Eine Technologie in der Diskussion

Die Position acatech befasst sich mit den vielfältigen Facetten der HF-Technologie und gibt einen wissenschaftlich sowie technisch fundierten Überblick über deren Potenziale, Chancen und Risiken, der als Grundlage einer differenzierten Diskussion von HF seitens Politik und Gesellschaft dienen kann.

- H) Kersting et al. (2015): The impact of shale gas on the costs of climate policy

Dieser Bericht vom Januar 2015 aus dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) im Auftrag des UBA befasst sich mit den Auswirkungen des HF auf globale energiepolitische Ziele.

Zu Meiners et al. (2012) existieren eine Stellungnahme der BGR vom 01.10.2012, die sich insbesondere mit den geologischen und hydrogeologischen Aspekten des ahu/IWW-Berichts kritisch auseinandersetzt (BGR 2012), eine Erwiderung des UBA vom 27.11.2012 (Kirschbaum 2017) sowie eine „Stellungnahme der Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer (SGD) und der BGR zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens (von 2012), der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil-InfoDialogprozesses zum Thema Fracking“ (SGD und BGR 2013).

Alle diese Gutachten hatten sich nicht für ein Totalverbot des Hydraulic Fracturing ausgesprochen; für ein generelles Verbot der Technologie in Deutschland

sehen die Experten keine wissenschaftliche Begründung. Da systematische, wissenschaftliche Untersuchungen zu Emissionen/Immissionen in der Folge der Hydraulic-Fracturing-Technologie und ihre gesundheitlichen Auswirkungen für Deutschland weit überwiegend nicht vorliegen, sollten entsprechende Pilotvorhaben durchgeführt werden können. Sicherheit und Umweltverträglichkeit des HF sollten im Rahmen der Pilotvorhaben mit wissenschaftlicher und behördlicher Begleitung evaluiert werden. Daneben gab es von Seiten der Direktoren der Nordatlantikgruppe der Europäischen Geologischen Dienste die „Kopenhagener Erklärung“ zur „Bereitstellung von Daten für nationale Schiefergasbewertungen“, in der sie dazu aufriefen, wissenschaftliche Fakten in der öffentlichen Diskussion und als Grundlage der Politikberatung stärker zu berücksichtigen (BGR 2014).

Als jüngst publizierte Studie im internationalen Kontext ist auf die umfangreiche Studie der U.S. EPA vom Dezember 2016 hinzuweisen, für die bereits im November 2011 ein Studienplan vorgelegt worden ist. Im Projekt der U.S. EPA (2016a) wurden umfassend neue Daten u.a. zur Belastung in den Umweltmedien (und zur Ermittlung des toxikologischen Hazard der verwendeten Stoffe in experimentell-toxikologischen Studien) erhoben und bewertet.

Für Deutschland gilt seit 2016 nunmehr ein bundesweit einheitlicher regulatorischer Ansatz. Der neu definierte gesetzliche Rahmen, verabschiedet am 11. August 2016, umfasst drei Teilregelungen:

- Das Gesetz zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie (gültig ab 11. Februar 2017);
- das Gesetz zur Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf den Bohrlochbergbau und Kavernen (in Kraft getreten am 13. August 2016) und
- die Verordnung zur Einführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen und über bergbauliche Anforderungen beim Einsatz der Fracking-Technologie und Tiefbohrungen (in Kraft getreten am 6. August 2016).

Der neue Gesetzesrahmen berücksichtigt zu weiten Teilen die Stellungnahmen der Bundesländer, Verbände und wissenschaftlichen Fachgesellschaften, die im Rahmen der Anhörungen der Bundesregierung zu den Entwürfen abgegeben wurden und die fachlichen Aspekte in den genannten Fachgutachten. Die wesentlichen Inhalte der Regelungen sind auf der Website des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi 2017) und des Bundesministerium für Umwelt, Na-

turschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU 2017) zu finden. Bemerkenswert in den nun verabschiedeten Regelungen ist die Tatsache, dass in den Bereichen Wasserrecht, Bergrecht und Umweltverträglichkeitsprüfungen von zuvor strittig diskutierten Begrifflichkeiten wie konventionell/unkonventionell im Kontext Tight Gas oder Schiefergas (auch diese Begriffe finden sich nicht mehr explizit) Abstand genommen worden ist und stattdessen die Gesteinsformationen (Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein oder Kohleflözgestein) genannt werden. Der noch in den Entwürfen vom April 2015 vorhandene Bezug zur Tiefe der Teufe erschließt sich 2016 nun indirekt über den konkreten Einzelfall der spezifischen Lagerstätte. Die pauschale Begrenzung der Zulässigkeit von Vorhaben vermittels der Tiefe der Lagerstätte ist nicht mehr gegeben.

Diese Literaturübersicht soll im Schwerpunkt über die in der wissenschaftlichen Literatur berichteten gesundheitlichen Risiken im Zusammenhang mit dem Verfahren des Hydraulic Fracturing informieren und fokussiert insofern auf diese. Berücksichtigt werden dabei auch Studien/Daten aus Deutschland und hier vor allem aus Niedersachsen, dem Zentrum der Erdgasförderung in Deutschland. Die Darstellung des technologischen Verfahrens erfolgt daher nur in dem Maße, wie für das Verständnis möglicher toxikologischer Risiken notwendig ist. Nichtgesundheitliche Aspekte wie z.B. der Beitrag der Erdöl-/Erdgasgewinnung zur Energieversorgungssicherheit, Naturlandschaft, Landschaftsbild und biologische Vielfalt, sozioökonomische Gesichtspunkte usw. werden hier nicht dargestellt.

1 Das technologische Verfahren

1.1 Begriffsbestimmungen

1.1.1 Erdgas

Nach RÖMPP (2017) ist Erdgas eine Bezeichnung für brennbare, in der Erdkruste vorkommende, hauptsächlich aus gesättigten Kohlenwasserstoffen (KW) bestehende Gase. Die typische Zusammensetzung ist der *Tabelle 1* zu entnehmen.

Die Zusammensetzung variiert in Abhängigkeit von der Herkunft (RÖMPP 2017):

- Erdgas aus reinen Erdgaslagerstätten (trockenes Erdgas) besteht aus Methan (CH₄) und wenig Ethan und ist oft nicht nur mit Wasserdampf gesättigt, sondern kann auch Gashydrate (Clathrate

Tab. 1: Haupt- und Spurenbestandteile von Erdgas (nach NaturalGas.org 2013)

Verbindung	Summenformel	Anteil (%)
Methan	CH ₄	70–90
Ethan	C ₂ H ₆	0–20
Propan	C ₃ H ₈	
Butan	C ₄ H ₁₀	
Kohlendioxid	CO ₂	0–8
Sauerstoff	O ₂	0–0,2
Stickstoff	N ₂	0–5
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	0–5
Edelgase	Ar, He, Ne, Xe	Spuren

besonders von Methan mit Wasser) oder freies, flüssiges Wasser enthalten.

- Erdgas aus Erdöllagerstätten (Erdölgas, nasses Erdgas), das zusätzlich noch größere Mengen höhermolekularer KW wie Ethan, Propan, Isobutan, Butan, Hexan, Heptan, ferner Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, Helium und Stickstoff, sowie Arsenverbindungen enthält.
- Erdgas aus Kondensat- und Destillat-Lagerstätten. Das KW-Gemisch dieser Lagerstätten enthält nicht nur Methan und Ethan, sondern auch in erheblichem Umfang höher siedende Komponenten mit mehr als 7 C-Atomen.

Ein prominenter Spurenbestandteil des Erdgases ist das chemische Element Quecksilber (Hg). Es ist in der gesamten Erdkruste vorhanden und liegt entweder chemisch gebunden in Mineralen oder in elementarer Form als flüssige Substanz vor. Auf Grund seiner chemischen und physikalischen Eigenschaften ist das elementare Quecksilber in der Erdkruste sehr mobil. Es kann sich folglich in elementarer Form in denselben Fallenstrukturen wie Erdgas und Erdöl ansammeln. Dies trifft insbesondere auf die tief liegenden Erdgaslagerstätten zu. Dort kann es in relativ hohen Konzentrationen auftreten; in den norddeutschen Rotliegend-Lagerstätten sind dieses z.B. bis zu 4 500 µg Hg/m³. Die Anwesenheit von Schwefel bzw. Schwefelverbindungen führt naturgemäß zur Immobilisierung des Quecksilbers, so dass Sauergaslagerstätten deutlich weniger Hg enthalten (LBEG 2017).

1.1.2 Tight Gas, Schiefergas, Kohleflözgas (*coal bed methane* – CBM)

In Bezug auf seine geologische Herkunft lässt sich Erdgas wie folgt differenzieren:

- Tight Gas ist Erdgas aus dichten, undurchlässigen Sandsteinen und Carbonaten;
- Schiefergas (Shale Gas) ist Erdgas, das im dichten Tonschiefergestein (dem Muttergestein) verblieben ist;
- Kohleflözgas (*coal bed methane* – CBM, auch coal seam gas – CSG);
- als Aquifergas wird im Grundwasser gelöstes Erdgas bezeichnet, das bei der Förderung des Wassers freigesetzt wird;
- Gashydrat ist eine feste, eisförmige Verbindung aus Methan und Wasser, die sich unter niedrigen Temperatur- und hohen Druckbedingungen bilden kann.

Konventionelle Erdgaslagerstätten sind Lagerstätten, in denen Erdgas, nachdem es in einem sogenannten Muttergestein gebildet wurde, in ein Speichergestein gewandert ist und dort in einer „Falle“ akkumuliert wurde. Eine Erweiterung erfährt der Begriff *konventionell*, wenn wie im Fall von Tight Gas zusätzlich der Stand der Technik hinsichtlich der Erschließung der Lagerstätte berücksichtigt wird. Nach dieser Definition sind Erdgaslagerstätten in durchlässigen und Erdgaslagerstätten in dichten Speichergesteinen (Tight-Gas-Lagerstätten) den konventionellen Erdgaslagerstätten zuzurechnen (BGR 2016). Als *unkonventionelle Erdgaslagerstätten* werden (derzeit) die Lagerstätten bezeichnet, die Erdgas enthalten, das im Muttergestein verblieben ist (Schiefergas und CBM) und nicht in ein Speichergestein abgewandert ist. Die Abgrenzung zu konventionellen Lagerstätten erfolgt anhand der Entstehungsgeschichte der Lagerstätte; sie orientiert sich weiterhin an dem Stand der Technik hinsichtlich der Erschließung (s. auch: SGD und BGR 2013). Zu den unkonventionellen Lagerstätten gehören auch Aquifergas und Gashydrate, da in diesen Fällen noch keine industriellen Erschließungstechniken etabliert sind (BGR 2016).

Den vorgenannten Definitionen, die aus geowissenschaftlicher Sicht und der Bewertung, dass die Gewinnung von Erdgas aus Tight-Gas-Lagerstätten längst Stand der Technik ist, resultieren, steht die Definition der International Energy Agency (IEA 2017) gegenüber, die Tight Gas den unkonventionellen Ressourcen zurechnet. In der wissenschaftlichen Literatur ist die Zuordnung von Tight Gas daher fließend (U.S. EPA 2016a).

1.1.3 Thermogenes/biogenes Methan

Im Kontext eines zu diskutierenden möglichen Methan-Aufstiegs nach Frac-Maßnahmen ist die Unter-

scheidung zwischen thermogenem und biogenem Methan erforderlich. Thermogenes Methan wird geogen aus organischem Material bei hohen Temperaturen und Drücken in tiefen Sedimenthorizonten gebildet. Weitere typische KW-Nebenbestandteile sind z.B. Propan, i- und n-Butan, i- und n-Pentan sowie Hexan. Biogenes Methan wird aus organischem Material durch mikrobiellen Abbau erdoberflächennah gebildet ohne höhere KW; es ist Hauptbestandteil des Sumpfgases. Die Differenzierung zwischen thermogenem und biogenem Methan erfolgt über die chemische Analytik der Hauptkomponente CH₄ und der begleitenden Spurenbestandteile und eine Isotopenanalyse.

1.1.4 Flowback, Lagerstättenwasser, Produktionswasser

Zu den Begriffen Flowback, Lagerstättenwasser, Produktionswasser gibt es teilweise differierende Definitionen (U.S. EPA 2016a, Anhang E.1).

Flowback ist das Fluid, das nach Ende der Frac-Operation aus der Bohrung zurückfließt oder gefördert wird. Der Anteil des zurückgewonnenen Frac-Fluids wird zu etwa 20 % des injizierten Volumens abgeschätzt (Engelder et al. 2014, Weichgrebe et al. 2014, BGR 2016).

Lagerstätten- oder Formationswasser ist das Wasser, welches natürlicherweise in einer Lagerstätte vorliegt. Entsprechend der vorherrschenden Permeabilität ist Lagerstättenwasser entweder frei zirkulierend oder in den Poren anhaftend. Die natürliche Zusammensetzung des Lagerstätten-/Tiefenwassers ist geprägt durch einen hohen Salzanteil (Total dissolved solids, TDS), Schwermetalle und Arsen, natürliche radioaktive Stoffe (NORM) und Kohlenwasserstoffe (KW einschließlich BTEX). Bei Lagerstättenwasser aus Schiefergaslagerstätten handelt es sich aufgrund der geologischen Eigenschaften des Muttergesteins vorwiegend um Porenwasser.

Die U.S. EPA (2016a) definiert in ihrem Bericht Produktionswasser (*Produced Water*) als jeden Typ von Wasser, der von Untertage über die Bohrung an die Oberfläche fließt und ein Abfallprodukt der Öl-/Gasproduktion ist. Nach dieser Definition ist Produktionswasser ein Gemisch aus Flowback und Lagerstättenwasser in unterschiedlicher Zusammensetzung, entweder allein als Frac-Fluid (Flowback), Formationswasser oder im Gemisch von beiden. Eine andere Definition versteht unter Produktionswasser das bei der Gasförderung anfallende Kondenswasser,

insbesondere aus einer Gastrocknungsanlage (Weichgrebe et al. 2014).

1.2 Unkonventionelle Erdöl-/ Erdgasvorkommen in Deutschland

Die BGR hatte eine konservative Potenzialabschätzung der Schieferöl- und Schiefergaspotenziale aus dichten Tongesteinen 2016 vorgenommen und kam zu einer Schätzung von 320–2 030 Mrd. m³ an technisch förderbarem Schiefergas in Tiefen von 1 000–5 000 m (Perzentile P05 und P95). Die Schätzungen für Schieferöl führten zu 18–221 Mio. t (Perzentile P05 und P95) für Tiefen von 500–5 000 m (BGR 2016). Als hoffigste Formation für Schieferöl mit dem größten Potenzial zeigte sich der Posidonienschiefer im Niedersächsischen Becken. Kleinere Potenziale sind im Oberrheingraben und im nördlichen Norddeutschland zu finden. Das größte Schiefergaspotenzial ist ebenfalls in der Posidonienschiefer-Formation des Niedersächsischen Beckens anzutreffen; untergeordnete Potenziale gibt es im Oberrheingraben. Nach den Posidonienschiefer-Erdgasvorkommen sind die des Unterkarbon der Vorpommerschen Ostseeküste zu nennen. Ein nennenswertes Potenzial für Schieferöl als auch Schiefergas in flacheren Bereichen zwischen 500 und 1 000 m besitzt die Wealden-Formation im Niedersächsischen Becken. Der überwiegende Anteil der Schieferöl- und Schiefergas-Ressourcen befindet sich in Tiefen oberhalb von 3 000 m. Die technisch förderbaren Schiefergas-Ressourcen in Deutschland stellen ein Vielfaches der konventionellen Erdgas-Ressourcen und -reserven (inklusive Tight Gas) von jeweils 110 bzw. 104 Mrd. m³ dar (BGR 2016). Die *Coal Bed Methane*-Reserven in Deutschland wurden mit Stand 2012 zu 450 Bio. m³ geschätzt (BGR 2013, BGR 2015).

1.3 Hydraulic Fracturing – das Gesamtverfahren

Die grundlegenden Abläufe sind mittlerweile umfassend beschrieben worden (z.B. Cheremisinoff u. Davletshin 2015, Gandossi u. von Estorff 2015, Smith u. Montgomery 2015, Ahmed u. Meehan 2016, U.S. EPA 2016a). Das Gesamtverfahren der Aufsuchung (Erkundung) und Gewinnung von Erdöl/-gas aus unkonventionellen Lagerstätten umfasst die nachfolgenden grundlegenden Teilschritte:

- Aufsuchung (Exploration),
- Standortwahl und Einrichten des Bohrplatzes,

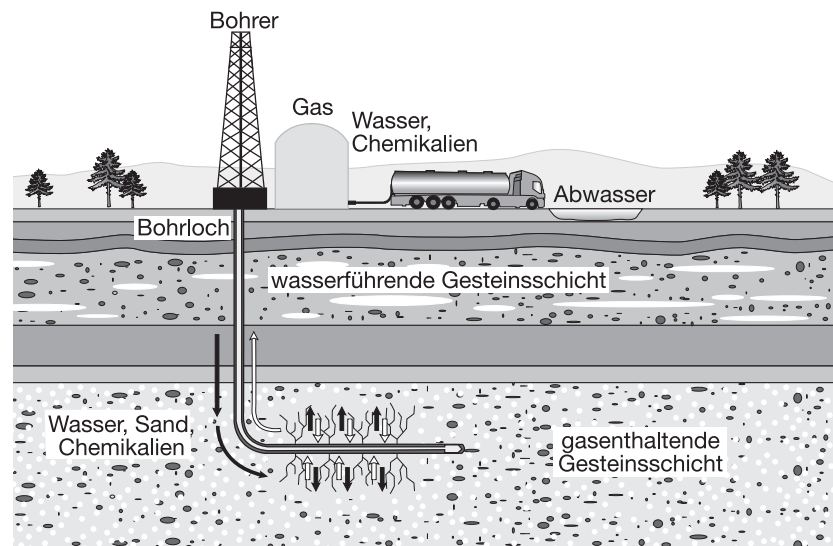


Abb. 1: Hydraulic Fracturing – Technologische Abläufe (in Anlehnung an Encyclopædia Britannica 2017)

- Bohren und Komplettieren (u.a. *Casing and Cementing*),
- hydraulische Stimulation,
- Gewinnung,
- Rückbau des Bohrplatzes und seine Renaturierung.

Abbildung 1 vermittelt einen Überblick von einem Bohrplatz und den technologischen Abläufen.

Im engeren Sinne ist Hydraulic Fracturing die Anwendung eines Frac-Fluids unter hohem Druck, um in neuen oder bestehenden Öl- oder Gasbohrungen Wegsamkeiten zu schaffen, die einen besseren Öl- oder Erdgasfluss ermöglichen. Diese Besonderheit und sämtliche damit im Kontext stehenden Teilschritte, die insbesondere auch aus der Bereitstellung des Frac-Fluids und dem Umgang mit ihm folgen, prägen die technologische Realisierung von HF.

Abbildung 2 zeigt die Teilprozesse im Zusammenhang insbesondere mit dem Wasserkreislauf des HF-Verfahrens (U.S. EPA 2016a). Es sind im Einzelnen:

- Water Acquisition: die Bereitstellung von Wasser durch Entnahme von Grund-/Oberflächenwasser zur Herstellung der Frac-Fluids;
- Chemical Mixing: die Herstellung des Frac-Fluids: Das Fluid (i.d.R. Wasser), Stützmittel und die Frac-Fluid-Additive werden auf dem Bohrplatz gemischt/gelagert;
- Well Injection: die Injektion des Frac-Fluids über die Produktionsbohrung bis zu Zielgesteinsformation;
- Water Handling: der Umgang mit dem Produktionswasser, seine Lagerung;

- Waste Water Disposal and Reuse: Entsorgung von Flowback, Lagerstättenwasser und Produktionswasser oder Wiedernutzung des Frac-Fluids.

Einige der in *Abbildung 1 und 2* gezeigten Prozesse wären nach europäischem und deutschem Umweltrecht nicht denkbar, wie die Zwischenlagerung des Flowback und Formationswassers in offenen Becken oder die Direkteinleitung in Oberflächengewässer ohne vorherige Aufbereitung.

1.3.1 Das Frac-Fluid – Funktionen und Zusammensetzung

Frac-Fluide werden mit dem Ziel entwickelt, die Rissbildung und Risserweiterung in der Zielgesteinsformation und den Transport und die Platzierung des Stützmittels (*proppant*) in den Rissen zu ermöglichen und haben mit ihrer auf die spezifische geologische Situation hin optimierte Zusammensetzung weitere Funktionen (*Tab. 2*).

Die Grundkomponenten des Frac-Fluids sind das Basis-Fluid mit dem jeweils größten Volumen-/Massenanteil, die Additive und das Stützmittel. Die Stützmittel bestehen weitüberwiegend (unbehandeltem) Sand, hochreinem spezifizierten Quarzsand (*Frac Sand*); weiterhin werden hochfeste Keramik, gesintertes Bauxit oder Zirconiumoxid eingesetzt (Barati u. Liang 2014, U.S. EPA 2016a).

Die Fluidbestandteile können die Viskosität des Fluids erhöhen, dienen z.B. als Reibungsverminderer und sollen die Korrosion der Bohrung oder das mikrobielle