

„Fracking“ – Routine oder Risikotechnologie?

Michael Kosinowski, BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Einleitung

„Was Fracking bedeutet, weiß Frank Tietgen genau: Eine acht Meter hohe Salzwassersäule schoss 1970 aus dem Feld hinter seinem Elternhaus im Örtchen Kalübbe im Kreis Plön. „Ein Streifen von 60 mal 15 Metern war jahrelang stark geschädigt, der angrenzende Knick ist es bis heute“, sagt Tietgen. Nun könnte es mit dem Verfahren in seiner Nachbarschaft wieder losgehen mit dem Verfahren, bei dem Flüssigkeit in den Untergrund gepresst wird, um Öl und Gas an die Oberfläche zu treiben.“¹

Dieser Aufmacher einer Tageszeitung ist typisch für den Großteil der Berichterstattung in den Medien, wenn es um die hydraulische Bohrlochbehandlung geht. Diese Technologie ist genauso umstritten wie die friedliche Nutzung der Kernkraft und die Endlagerung radioaktiver Abfallstoffe – und die Wissenschaftler und Ingenieure, die diese Technologie entwickelt und seit mehr als 50 Jahre erfolgreich angewandt haben, stehen vor dem Rätsel, wieso die öffentliche Meinung sich so entwickeln konnte. Die vielen Bürgerinitiativen, die sich gegen den Einsatz der Technik in Deutschland wenden, werden im Konzert zahlreicher anderer Protestbewegungen als selbstverständlich hingenommen. Wenn seriöse Zeitungen sich in diesem Umfeld daran beteiligen, die Technik zu diskreditieren, kann von Objektivität nicht mehr die Rede sein².

Im Gegensatz zur weit verbreiteten öffentlichen Meinung wird von vielen Geowissenschaftlern, Technikern und Ingenieuren die hydraulische Bohrlochbehandlung als ein Routine-Verfahren angesehen, dessen Einsatz in vielen Teilen der Welt zur Steigerung der Ausbeute vieler Erdöl- und Erdgaslagerstätten beigetragen hat. Allein im Land Niedersachsen wurde das Verfahren seit dem Jahr 1961 laut einer Liste des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) 326 mal angewandt, darunter auch für die Erschließung geothermischer Energie aus undurchlässigen Schichten der Buntsandstein-Formation (LBEG 2014). Havarien oder Umweltbeeinträchtigungen sind dabei nicht aufgetreten – nicht zuletzt, weil das LBEG als zuständige Aufsichts- und Genehmigungsbehörde des Landes Niedersachsen seine Aufsichtspflichten gewissenhaft wahrnimmt.

Auch in anderen Bundesländern sind Bohrlöcher hydraulisch behandelt worden, dabei handelt es sich überwiegend auch um Erdöl- und Erdgasbohrungen. Eine bundesweite Übersicht über behandelten Bohrungen liegt zurzeit nicht vor, weil die Bergaufsicht in der Zuständigkeit der einzelnen Bundesländer liegt und eine Berichterstattung an den Bund nicht vorgesehen ist.

Erdöl und Erdgas

Erdöl und Erdgas entstehen aus organischen Substanzen, die in lange zurückliegenden Zeiten vor vielen Millionen von Jahren abgelagert wurden (Abb. 1). Erdgas entsteht überwiegend aus pflanzlichen Resten, die über die Stufen Torf – Braunkohle – Steinkohle – Anthrazit im Laufe

¹ taz Nord vom 12. 1. 2014 (<http://www.taz.de/!5050964/>). Das Salzwasser trat aus einer geborstenen Hochdruckleitung aus, ein unschönes Ereignis, das jedoch nicht mit einer Frack-Operation in Zusammenhang stand.

² So heißt es z.B. unter der Überschrift „Mann stirbt bei Fracking-Unfall“: „Bei einem Fracking Unfall im US-Staat Colorado sind ein Arbeiter getötet und zwei weitere schwer verletzt worden. Die drei Auftragnehmer des US-Konzerns Halliburton hatten versucht, eine über Nacht gefrorene Hochdruck-Wasserleitung aufzutauen. Als die Leitung zerbrach, schoss ein starker Wasserstrahl hervor, der einen der drei Männer traf und tötete“ (Handelsblatt, 14. Nov. 2014).

der Erdgeschichte verändert werden und dabei zu einem bestimmten Zeitpunkt neben Wasser, Kohlendioxid auch Methan abgeben – brennbares Erdgas. Dagegen bildet sich Erdöl überwiegend aus Plankton, das auf dem Grund eines mehr oder minder tiefen Meeresbeckens zusammen mit Ton und Schlamm abgelagert wurde und unter Sauerstoffabschluss über lange Zeit erhalten bleiben konnte. In beiden Fällen wurden die organischen kohlenstoffreichen Reste von jüngeren Schichten überlagert, so dass es durch den steigenden Druck aus der Überlagerung und die gleichzeitig von unten aufsteigende Erdwärme zur chemischen Umsetzung des organischen Materials kam. An vielen Stellen auf der Erde ist dabei der Druck in den kohlenstoffreichen Schichten durch die Entstehung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoff-Verbindungen so groß geworden, dass die Gesteinsfestigkeit überschritten wurde und sich kleine Risse auftraten, auf denen die fluide Phase nach oben entweichen konnte. Über diese Migrationswege konnten Erdöl und Erdgas das Muttergestein, in dem sie entstanden sind, verlassen. Wenn diese Kohlenwasserstoffe auf dem Weg nach oben auf poröse Sandsteinlagen oder andere durchlässige Schichten treffen, nutzen sie diese als bevorzugte Aufstiegsbahnen. Viel Öl und Gas ist dann bis an die Erdoberfläche aufgestiegen und in der Atmosphäre oxidiert. Nur wenn aufgrund günstiger geologischer Verhältnisse die durchlässige Schicht durch eine Salz- oder Tonlage abgedichtet ist, kann darunter eine Akkumulation entstehen, die wir als konventionelle Lagerstätte bezeichnen.

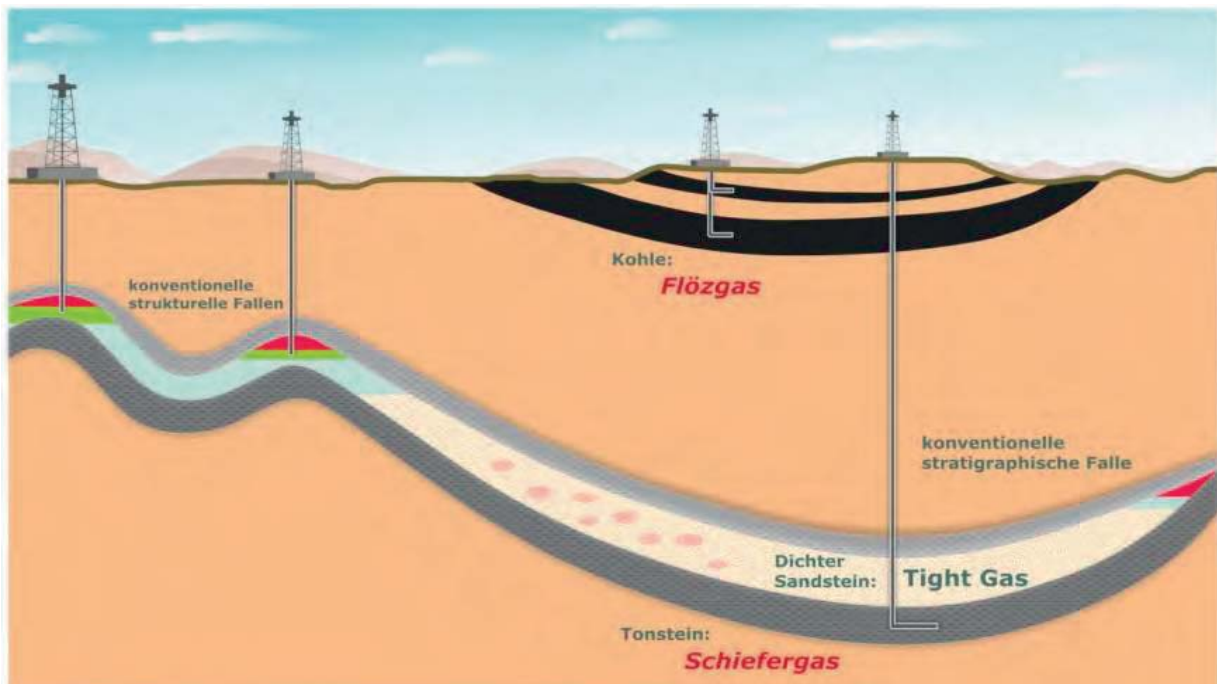


Abb. 1: Vorkommen von Erdöl, Erdgas und Kohle. Kohle und Tonstein sind undurchlässige Muttergesteine für Erdgas bzw. Erdöl, die deshalb noch im Muttergestein gebunden sein können, entweder akkumuliert in sog. konventionellen Fallen (im Bild bei den beiden linken Bohrungen) oder (im Bild bei den beiden rechten Bohrungen) unkonventionell, d.h. in Poren des Wirtsgesteins gefangen.

Viel häufiger kommt es vor, dass in einem Muttergestein zwar die Reife der organischen Substanz erreicht ist, dass aber die entstandenen Kohlenwasserstoffe aus diesem Gestein nicht entweichen konnten – der bei der Genese aufgebaute Druck war noch nicht groß genug, damit die fluide Phase das Gestein aufbrechen und entweichen konnte. Hier sind die Tröpfchen von Öl und Gas in winzig kleinen Poren gefangen, die nicht oder nur zu einem ganz geringen Teil miteinander in Verbindung stehen. Es ist aber möglich, auch diese Fluide zu mobilisieren, indem künstlich die Wegsamkeiten geschaffen werden, die die Natur (noch?) nicht zustande

gebracht hat: durch eine hydraulische Stimulation – genannt Fracking. Als man begann, über diese Vorkommen an Öl und Gas nachzudenken, war die Technologie noch nicht so weit entwickelt, daher hat sich dafür der Begriff „unkonventionelle“ Öl- und Gasvorkommen festgesetzt – ein Begriff, der dem Laien suggeriert, hier sei etwas Ungewöhnliches und womöglich Gefährliches im Gange. Das sehen Erdölingenieure völlig anders: Durch die technische Maßnahme der Bohrlochbehandlung wird ja nur ein Prozess angeregt, den die Natur noch nicht vollzogen hat.

Zwischen konventionellen Öl- und Gaslagerstätten und den Vorkommen im Muttergestein gibt es natürlich eine Reihe von Übergängen, zu denen die Vorkommen in zwar nicht undurchlässigen, aber doch sehr dichten Gesteinen zählen. Diese Vorkommen sind wirtschaftlich nicht in Produktion zu nehmen, weil die Rate, mit der das Öl oder Gas in das Bohrloch strömt, zu klein ist. Auch in derartigen Gesteinen werden durch hydraulische Maßnahmen zusätzliche Wegsamkeiten geschaffen, um die Produktion zu erhöhen. Bei Gasbohrungen gilt die Faustformel, dass sich die Rate durch einen Frac etwa verdoppeln oder verdreifachen lässt. Unwirtschaftliche Bohrungen können so eine wirtschaftliche Förderung erlauben.

Die Einstufungen konventionell und unkonventionell sind nicht nach einheitlichen wissenschaftlichen Kriterien definiert. Sie lassen auch die Innovation außer Acht: was heute unüblich – „unkonventionell“ – ist, kann morgen aufgrund technischer Innovation gängige Praxis – „konventionell“ – sein. Deshalb sind diese beiden Begrifflichkeiten weder geeignet, bestimmte Vorkommen zu beschreiben noch in Gesetzen oder Verordnungen Verwendung zu finden.

Herstellen einer Bohrung

Um ein tiefes Bohrloch „abzuteufen“, wird zunächst ein Standrohr in den Boden gedrückt oder gespült. In der Abb. 2 ist eine Bohrung dargestellt, bei der im Trockenbohrverfahren ein knapp 40 m tiefes Bohrloch hergestellt wurde, in das ein Standrohr mit 61 cm Durchmesser und einer Wandstärke von 5 mm gestellt wurde. Der Ringraum zwischen der Außenseite der Verrohrung und der Bohrlochwand wurde von außen („über Kopf“) mit einer Zementbrühe – kein Beton! – verfüllt. Nach Abbinden des Zements ist dieses Rohr mit den oberflächennahen Schichten verbunden, eine Zirkulation des in den Poren enthaltenen Grundwassers und ein Zutritt in das Bohrloch kann nicht mehr stattfinden. Damit ist auch die wichtigste Aufgabe des Standrohres erfüllt: Aus dem Bohrloch kann nichts in das oberflächennahe Grundwasser übertreten.

Je nach örtlicher Gegebenheit können mit dem Standrohr bis zu 100 m erreicht werden.

Im nächsten Schritt wird die Bohrung vertieft, bis eine feste Gesteinsschicht in einigen hundert Metern Tiefe erreicht ist. Beim Bohrvorgang zerstört der Bohrmeißel das Gestein auf der Bohrlochsohle zu kleinen Gesteinsbruchstücken. Diese werden mit der Spülung, die im Bohrstrang nach unten gepumpt wird und im Ringraum zwischen der Außenseite des Bohrstranges und der Bohrlochwand aufsteigt und am Bohrlochkopf austritt, ausgetragen und am Schüttelsieb abgetrennt. Die Gesteinsbruchstücke geben dem Geologen Auskunft über die Schichten, die gerade durchbohrt werden. Ist eine zuvor festgelegte Tiefe in einer massiven Gesteinsschicht in einigen hundert bis eintausend Metern erreicht, wird der Meißel gezogen und es werden Rohre in einem etwas kleineren Durchmesser als das Bohrloch eingebaut. Von übertage wird anschließend der Ringraum zwischen der Außenseite der Rohre und der Bohrlochwand mit Zement verfüllt. Wenn dieser abgebunden hat, ist das Bohrloch mit einer Rohrtour, die über die Zementation fest mit dem Gestein – dem „Gebirge“ – verbunden. Mit einem etwas kleineren Durchmesser wird wieder einige hundert bis eintausend Meter weitergebohrt, die nächste Rohrtour wird eingebaut und ebenso zementiert wie die erste. Am Bohrlochkopf sind dann von außen nach innen Stahl/Zement/Stahl/Zement/Stahl anzutreffen, je nach Di-

mension der Materialien 20 bis 30 cm. Tiefe Bohrungen können noch weitere Rohrtouren aufweisen, die allerdings nicht immer bis zu Tage zementiert werden (s. Abb. 2).

In Abb.2 ist der Endzustand einer Bohrung beispielhaft dargestellt. In der Spalte „Bit“ ist der Durchmesser des Meißels angegeben, mit dem der entsprechende Abschnitt gebohrt wurde. Der tatsächliche Bohrlochdurchmesser ist meistens noch etwas größer, weil Material aus der Bohrlochwand herausfällt und weil der Meißel während des Bohrvorganges nicht immer rund läuft. Die tatsächliche Form des Bohrloches wird vor Einbau der jeweiligen Rohrtour mit einem Kaliberlog vermessen, um zu ermitteln, wie viel Zement erforderlich ist, um den Ringraum zu füllen und eine sichere Verbindung der Rohre mit dem Gestein zu gewährleisten. Die sichere Verbindung der Rohre mit dem „Gebirge“ wird nach dem Abbinden des Zements mit einem sogenannten Cement-Bond-Log überprüft. Erst wenn die Integrität des Bohrloches nachgewiesen und gegenüber dem zuständigen Bergamt belegt ist, dürfen weitere Aktionen im Bohrloch erfolgen.

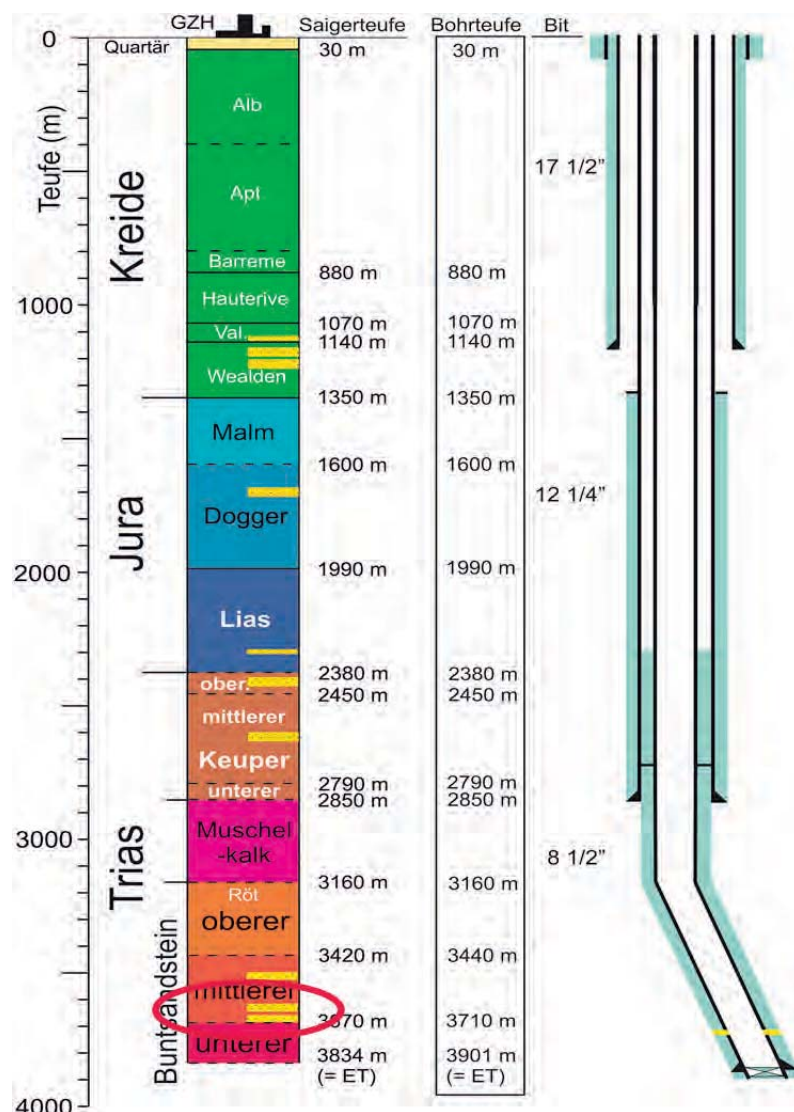


Abb. 2: Eine typische Bohrung in Norddeutschland mit der geologischen Schichtabfolge (links). Blau markiert sind die Strecken, auf denen die eingebauten Rohre einzementiert sind. Hier ist eine Geothermiebohrung dargestellt, bei der die nicht zementierten Ringräume für die Zirkulation von Wasser benutzt werden. Bei Schiefergasbohrungen werden meistens alle Rohrtouren bis zur Oberfläche zementiert. (Quelle: BGR 2015)

Die Perforation eines verrohrten Bohrlochs

Als erstes muss wieder eine Verbindung zwischen dem „Gebirge“, also den Schichten außerhalb der Verrohrung und dem Bohrlochinneren hergestellt werden. Dazu wird an einem Kabel eine Perforationssonde in das Bohrloch eingefahren. Über ein mitlaufendes Gerät, das die natürliche Gamma-Strahlung des Gesteins misst, kann die Perforationssonde zentimetergenau dort platziert werden, wo das Bohrloch geöffnet werden soll. In Abb. 2 ist links der Zielbereich rot markiert, in dem sich zwei Sandsteinlagen befinden, die durch die Perforation angeschlossen wurden.

Je nachdem, wie viele Perforationselemente zu einer Sonde (Abb. 3) zusammengesetzt werden, kann bei einer einzelnen Maßnahme eine Strecke von 20 m perforiert werden. Auf der Sonde sind pro Meter bis zu 30 Sprengladungen angebracht, die jeweils einige Zehner Gramm (häufig 30g) Sprengstoff enthalten.



Abb.3 (a): Eine Perforationssonde vor dem Einsatz

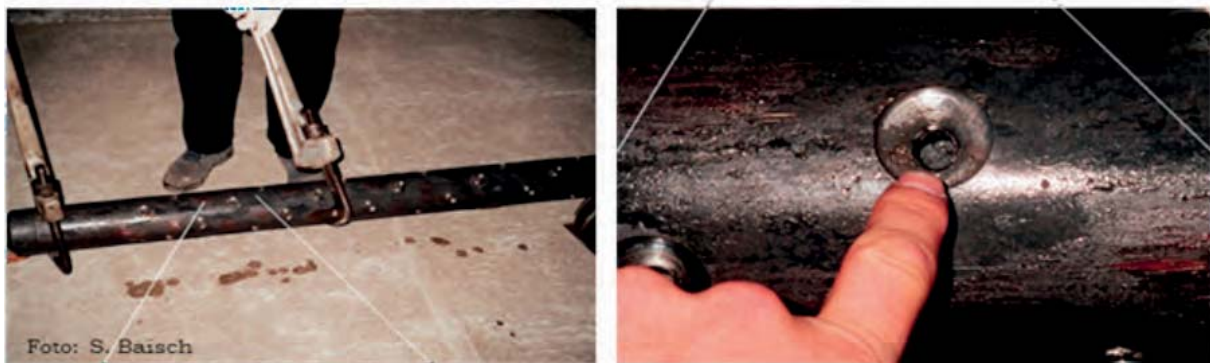


Abb. 3 (b) und nach dem Einsatz in ca. 3.700 m Tiefe

Beim Abschießen der Ladungen werden das Rohr, der Zement und das Gestein durchschlagen und die gewünschte Verbindung zwischen Gebirge und Bohrung hergestellt. Die Perforation wird häufig unmittelbar nach Abteufen der Bohrung vorgenommen, wenn die Bohranlage noch auf der Lokation ist. Sie kann aber auch jederzeit später erfolgen. Auch ist es möglich, später in anderen Horizonten Verbindungen zwischen dem Bohrloch und dem Gestein herzustellen. Über den perforierten Bohrlochabschnitt kann das Fluid, das sich in den Gesteinsporen befindet, in das Bohrloch strömen.

In Abb. 2 ist der perforierte Bereich ganz weit unten in der Bohrung durch einen gelb markierten Schlitz im Rohr dargestellt. Man beachte dabei die Dimensionen: in ca. 3.800 m Tiefe ist das Rohr über eine Strecke von 18 m geöffnet. Über diese perforierte Sektion wird bei einer später durchzuführenden hydraulischen Behandlung eine Druckbeaufschlagung erfolgen. Zunächst soll hier jedoch der Fall einer konventionellen Öl- oder Gaslagerstätte betrachtet werden.

Einige Erdöl- und Erdgas-geologische Grundlagen

Gaslagerstätten in Norddeutschland in 5.000 m Tiefe stehen unter einem Druck von 600 bis 700 bar. Bei guter Durchlässigkeit des Gesteins strömt das Erdgas spontan in hoher Rate, die mehrere zehntausend Kubikmeter pro Stunde betragen kann, in das Loch. Nicht alles Erdgas ist jedoch brennbar: Neben Methan und höheren Kohlenwasserstoffen kann das Gas CO_2 , Stickoxide, Wasser in Tröpfchen oder als Wasserdampf sowie andere Bestandteile enthalten. Ähnliches gilt für Erdöl, das stets aus einem Gemisch von höheren Kohlenwasserstoffen, Wasser und anderen Fluiden besteht.

Auch Erdöl tritt bei guter Gesteinsdurchlässigkeit spontan in das Bohrloch ein und steigt bis an die Oberfläche, wenn der initiale Druck in der angebohrten Lagerstätte groß genug ist, die Flüssigkeitssäule so weit anzuheben. Jeder kennt wohl Bilder, die eine hohe Ölfontäne über einem Bohrturm zeigen und gleichbedeutend sind mit einem Versagen der Sicherheitseinrichtungen am Bohrlochkopf.

Während des Bohrvorganges wird der Gegendruck zum Lagerstättendruck durch die Flüssigkeitssäule im Bohrloch gewährleistet. Die dafür verwendete Spülung wird in ihrem spezifischen Gewicht so eingestellt, dass der Druck dieser Säule so groß ist, dass aus den unter Druck stehenden Schichten nichts nach oben entweichen kann.

In der anschließenden Produktionsphase wird der Druck im Verlauf der Ölproduktion kontrolliert abgelassen. Durch die Entnahme großer Volumina aus den Gesteinsporen wird über Jahre bis Jahrzehnte der Druck in der Erdöllagerstätte immer geringer. Schon bald tritt die Flüssigkeit nicht mehr von allein aus dem Bohrloch aus, sondern der Flüssigkeitsspiegel liegt irgendwo unterhalb der Oberfläche „ruht“. Erst dann werden Pumpen eingesetzt, die das Öl aus dem Bohrloch heben. Mit weiter abfallendem Lagerstättendruck muss die Pumpe immer tiefer eingebaut werden, weil der Flüssigkeitsspiegel kontinuierlich sinkt. Wenn irgendwann die Pumpe im Niveau der Perforation hängt, wird die Produktion aus dieser Lagerstätte wahrscheinlich unwirtschaftlich sein, weil die Zuflussrate nur noch sehr gering ist. An manchen Förderstellen zum Beispiel in der Region Gifhorn/Braunschweig lässt man Bohrengen tagelang ruhen, damit sich der Druck regeneriert und wieder etwas Öl zur Bohrung fließt. Danach laufen die Pumpen wieder einige Stunden und fördern ein Öl-Wasser-Gemisch, von dem das Öl abgetrennt wird. Dabei bleibt das Lagerstättenwasser übrig, das über eine zweite Bohrung in denselben Horizont zurückgeführt wird und zur Druckerhaltung in dem Horizont beiträgt.

Sowohl bei der Gas- wie bei der Ölproduktion aus gut durchlässigen Gesteinen wird im Förderhorizont der Druck kontinuierlich verringert. Im Porenraum herrscht üblicherweise kein lithostatischer Druck, der dem Gewicht der überlagernden Gesteinssäule entsprechen würde, sondern „nur“ ein hydrostatischer Druck. Dieser steigt allerdings nicht mit einem bar pro zehn Meter, wie es bei reinem Wasser der Fall wäre, sondern mit bis zu 1,36 bar je 10 m. Das liegt meistens am hohen Salzgehalt des Wassers. In Norddeutschland gibt es außerdem weit verbreitete undurchlässige Ton- oder Salzschiefer, die unterschiedliche hydraulische Systeme begrenzen. Unterhalb bestimmter Schichten kann der Druckgradient spontan signifikant höher sein als oberhalb dieser trennenden Schicht. Aus vielen Bohrungen sind diese begrenzenden Schichten bekannt. Bei der Planung neuer Bohrungen werden diese begrenzenden Schichten benutzt, um darin den Fuß einzelner Rohrtouren einzubinden. In Abb. 2 sind diese „Rohrschuhe“ durch kleine Dreiecke am unteren Ende der Rohre gekennzeichnet.

Durch die Öl- oder Gasproduktion wird der Lagerstättendruck so weit abgesenkt, dass er unterhydrostatisch ist, das heißt deutlich geringer, als es dem Gradienten von einem bar pro zehn Meter entsprechen würde. Wenn einem derartig druckabgesenkten Horizont über eine Bohrung Wasser angeboten wird, verschwindet es ohne Druckbeaufschlagung in diesem Gestein,

weil allein das Gewicht der Wassersäule in der Bohrung ausreicht, das Wasser in die poröse Schicht einzuleiten. Von „Einpressen“ kann in diesem Fall also keine Rede sein. Druckabgesenkte Bohrungen werden deshalb dafür genutzt, flüssige Bestandteile, die als unerwünschte Komponenten bei der Öl- und Gasaufbereitung anfallen, wieder in dem Horizont zu entsorgen, aus dem sie stammen. Insbesondere in Ölfeldern wird darüber hinaus oft zusätzliches Frisch- oder Seewasser eingebracht, um den Lagerstättendruck länger auf einem höheren Niveau zu halten. Erdölfelder zum Beispiel in der britischen und norwegischen Nordsee werden häufig mit Meerwasser aufgefüllt, um die Druckabsenkung zu kompensieren und so die Lebensdauer der Felder zu strecken.

Ob sich der Druck in einer ausgeförderten Lagerstätte wieder aufbaut und wie lange dieser Prozess dauert, ist von den örtlichen Gegebenheiten abhängig. Tendenziell ist dafür ein sehr langer Zeitraum zu erwarten – es kann sich dabei durchaus um geologische Zeiträume handeln. In Norddeutschland sind in den letzten Dekaden mehrere Erdöllagerstätten wegen Erschöpfung der Vorkommen aufgegeben worden. Aufgrund neuer Erkenntnisse aus der Auswertung geophysikalischer Messungen haben sich bei einigen aufgelassenen Feldern Hinweise darauf ergeben, dass einzelne Feldesteile noch gewinnbare Reserven enthalten könnten. Wenn diese in der nächsten Zeit wie geplant erschlossen werden sollten, sind Erkenntnisse darüber zu erwarten, wie schnell sich der Druck nach Ende einer vorangegangenen Förderphase wieder aufbaut.

Ein Beispiel dafür ist das Erdölfeld Suderbruch im Landkreis Nienburg. Voraussichtlich im Herbst 2015 plant die BASF-Tochter Wintershall Deutschland dort zwei Erkundungsbohrungen. Mit den Bohrungen soll herausgefunden werden, ob eine Wiederaufnahme der traditionellen Erdölförderung wirtschaftlich sein könnte. Im Erdölfeld Suderbruch wurden bis 1994 insgesamt 3,4 Millionen Tonnen Erdöl gefördert. Aus wirtschaftlichen Gründen wurde die Ölproduktion eingestellt, die Bohrungen verfüllt und die Förderplätze zu Ackerland rekultiviert. Bei der jetzt geplanten Wiedererschließung sollen zunächst zwei Explorationsbohrungen niedergebracht werden und sich eine Testförderphase von mindestens sechs Monaten anschließen. Nach Abschluss dieses Fördertests will Wintershall über die Gesamtwiedererschließung entscheiden. Der Produktionsbeginn der Neuerschließung der gesamten Lagerstätte wäre ab 2018 denkbar (Wintershall Deutschland 2015). Dieses Projekt ist auch deshalb besonders interessant, weil es Informationen darüber liefern wird, ob und in welchem Umfang sich der Druck in einer ausgeförderten Lagerstätte regeneriert.

Die Permeabilität von Gesteinen

Die zuvor beschriebenen Öl- und Gaslagerstätten sind an Gesteine gebunden, die eine hohe Permeabilität aufweisen. In Norddeutschland handelt es sich dabei in den allermeisten Fällen nicht um Wegsamkeiten auf offenen Klüften, sondern um den Porenraum zwischen Sandkörnern. Typische gemessene Porositätswerte in norddeutschen Lagerstätten liegen zwischen 5 und 40%. Dabei besteht eine Abhängigkeit von der Korngrößenverteilung, dem Grad der Konsolidierung des Gesteins und der Art des Bindemittels, mit dem die einzelnen Sandkörner verklebt sind.

Die Permeabilität eines Gesteins hängt nur von den Gesteinseigenschaften ab, denn das Produkt aus der Fließrate Q und der Zähigkeit η des strömenden Mediums ist nach dem Darcy'schen Gesetz konstant. Das Darcy-Gesetz ist streng genommen nur im Bereich laminaren (linearen) Fließens gültig. Bei sehr geringen Durchlässigkeiten mit äußerst niedrigen hydraulischen Gradienten sowie bei sehr hohen Durchlässigkeiten mit extrem hohen Gradienten sind jeweils andere Fließgesetze gültig. Diese liegen in Öl- und Gaslagerstätten in der Regel nicht vor.

Für die Permeabilität ist die Maßeinheit m^2 . In der Erdöl- Erdgasindustrie wird die Gesteinspermeabilität jedoch meistens in Millidarcy (mD) angegeben. Dabei handelt es sich nicht um eine SI-Einheit; es gilt der Umrechnungsfaktor

$$1 \text{ Darcy} = 0,98697 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2.$$

Das Festhalten am Gebrauch dieser Einheit hat historische Gründe.

Gute Permeabilitäten für konventionelle Öl- und Gaslagerstätten in Norddeutschland liegen im Bereich zwischen zehn und mehreren hundert Millidarcy, im Ausnahmefall können sie sogar bis zu einigen Darcy betragen.

Das oben beschriebene Muttergestein für Erdöl oder Erdgas hat in der Regel eine sehr geringe Durchlässigkeit von weniger als 1 mD. Wenn bei der oben beschriebenen Kohlenwasserstoffgenese der Druck im System nicht hinreichend hoch ansteigt, um die Gesteinsfestigkeit zu überschreiten und das Gestein auf natürlich Weise zu „fracken“, verbleiben die gebildeten Kohlenwasserstoffe an Ort und Stelle. Um diese Fluide zu mobilisieren, müssen künstliche Wegsamkeiten geschaffen werden. Das erfolgt mit der hydraulischen Bohrlochbehandlung.

Die hydraulische Bohrlochbehandlung

Der Begriff „hydraulische Bohrlochbehandlung“ zeigt bereits, dass es sich bei dieser Maßnahme nicht um ein Bohrverfahren handelt, sondern um eine Behandlung eines Bohrloches, das zuvor nach den Regeln der Technik und unter Aufsicht der zuständigen Bergverwaltung des Bundeslandes abgeteuft wurde.

Für die hydraulische Stimulation ist eine Bohranlage nicht mehr erforderlich, dafür reichen kleinere Anlagen oder ein Kran. Während das Abteufen einer Bohrung mehrere Monate dauert, beträgt der Zeitbedarf für eine hydraulische Bohrlochbehandlung wenige Stunden. In der Geothermie wird dieselbe Technologie eingesetzt; hier sind meistens größere Behandlungen erforderlich, die sich über mehrere Tage erstrecken können.

Die hydraulische Bohrlochbehandlung hat das Ziel, die Durchlässigkeit eines gering permeablen Gesteins für Erdöl, Erdgas oder Wasser zu erhöhen und einen Transport dieser Fluide in Richtung auf das Bohrloch zu erreichen. Dafür wird ein sogenanntes Frac-Fluid in den Zielhorizont gepumpt. Der Zugang zum Zielhorizont erfolgt über eine ortsgenaue Perforation der druckdicht einzementierten Rohre.

Das Frac-Fluid besteht im Wesentlichen aus Wasser, dem verschiedene Stoffe zugemischt werden, um ihm bestimmte Eigenschaften zu verleihen. Um zum Beispiel zu vermeiden, dass Bakterien in die tiefen Gesteinsschichten eingetragen werden, wird das Wasser meistens mit Bakteriziden behandelt. Unterbleibt dieses, können sich aus wenigen eingetragenen Bakterien riesige Kolonien entwickeln, wenn das Wasser bei der Erwärmung unter Tage das Temperaturoptimum durchläuft, bei dem die Bakterien sich exponentiell vermehren. Derartige Biofilme in der tiefen Umgebung des Bohrlochs setzen die Gesteinsdurchlässigkeit herab und sind nicht wieder aufzulösen.

Künstlich induzierte Risse haben die Tendenz, sich bei Druckentlastung, die bei der Erdgasförderung unweigerlich eintritt, wieder zu schließen. Um sie offen zu halten, wird mit dem Frac-Fluid ein Stützmittel aus Sand (SiO_2) oder Keramik-Kügelchen eingebracht. Um diese Feststoffe mit dem Fluid in die Tiefe zu transportieren, muss die Zähigkeit des Wasser erhöht werden. Dafür werden geeignete Mittel wie z.B. Stärke oder Kleister benutzt, zusätzlich können Tenside, Lösungsmittel, Sauerstoffzehrer, pH-Stabilisatoren und andere Zusätze erforderlich sein.

Diese und andere Additive sollen das Frac-Fluid tragfähig machen für die Stützmittel, die Pumpbarkeit verbessern, indem sie die Reibung vermindern und die Temperaturstabilität sicherstellen. Um potenzielle Gefährdungen für die Umwelt auszuschließen, ist in jüngerer Zeit die Zahl der Additive auf etwa 30 mit insgesamt 50 Inhaltsstoffen reduziert worden (acatech 2015). Das fertig angemischte Frac-Fluid ist nach Chemikalienrecht nicht kennzeichnungspflichtig, nicht toxisch und nur schwach wassergefährdend (Wassergefährdungsklasse 1).

Die BGR hat 2012 eine Übersicht über die am häufigsten bisher eingesetzten Frac-Fluide, deren Einsatzmengen und Bewertung ihres (Wasser-)Gefährdungspotenzials erstellt (BGR 2012). Wegen der geringen öffentlichen Akzeptanz für die Technologie ist eine Tendenz zur Vermeidung giftiger Additive bei den Industrieunternehmen zu verzeichnen. Bei Einsatz der hydraulischen Stimulation in der Geothermie ist es möglich, ganz auf Additive zu verzichten und nur gereinigtes Wasser zu verwenden.

Das Gestein in der Tiefe steht unter mechanischen Spannungen, die einerseits aus der mechanischen Auflast entstehen, andererseits aus horizontal wirkenden plattentektonischen Kräften. Diese drei Hauptspannungsrichtungen stehen etwa senkrecht zueinander. Die Spannung der vertikal orientierten Richtung lässt sich aus dem Gewicht der Gesteinssäule ermitteln. Die beiden anderen Richtungen liegen in der Horizontalen. Die größere der beiden entspricht in Deutschland überwiegend der maximalen plattentektonischen Kompression und verläuft etwa Südost/Nordwest. Damit ist die Richtung, in der sich künstlich induzierte Risse öffnen werden, gut vorherzusagen.

Bei der Frac-Operation muss im Zielhorizont der Druck so hoch sein, dass die minimale Gebirgsspannung im Gestein und damit die Gesteinsfestigkeit überschritten werden. Aufgrund der Spannungsverhältnisse in Deutschland entstehen dabei vertikale Risse, die in Richtung des geringsten Widerstandes, also generell in Richtung der größten Hauptnormalspannung verlaufen. Je nach Menge des eingepressten Frac-Fluids kann die horizontale Ausdehnung mehrere hundert Meter betragen; die Risshöhe ist meistens deutlich geringer. Die Öffnungsweite ist selten größer als ein Zentimeter, sondern liegt eher im Millimeterbereich. Diese Erkenntnisse wurden in zahlreichen Experimenten gewonnen, die seit den 1960er Jahren in Deutschland sowohl in kommerziellen Kohlenwasserstoffbohrungen, in Geothermiebohrungen und bei Forschungsprojekten durchgeführt wurden.

Für jede Frac-Operation wird vor Beginn eine genaue Planung durchgeführt, um zu erreichen, dass der induzierte Riss sich möglichst nur im Zielhorizont ausbreitet. Während der Operation werden der Druckverlauf und die Pumprate aufgezeichnet. Aus diesen Informationen können Aussagen über den Rissverlauf abgeleitet werden. Die Rissausbreitung mit seismischen Methoden zu verfolgen, ist nur in wenigen Regionen in Deutschland möglich, z.B. in Kristallgesteinen in Süddeutschland. Die bei der Rissausbreitung ausgelösten seismischen Signale sind so schwach, dass sie in Regionen mit großer Lockergesteinsbedeckung wie in Norddeutschland aufgrund der Dämpfung kaum die Oberfläche erreichen und registriert werden können.

Beim Verpressen des Frac-Fluids wird der Druck im Zielhorizont deutlich erhöht, sonst würde kein künstlicher Riss entstehen. Wenn das Ziel der Operation die Förderung von Erdöl oder Erdgas ist, wird im nächsten Schritt der Druck in diesem System wieder abgelassen, um die Produktion der Kohlenwasserstoffe aufzunehmen. Dabei werden zu Beginn der Produktionsphase auch Frac-Fluide oder deren Bestandteile zurückgefördert. Durch Entmischung, chemische Reaktionen mit den Porenfluiden oder andere Prozesse können sich die Frac-Fluide verändern. Etwa 60% des eingesetzten Frac-Fluids kommen erfahrungsgemäß während der ersten Stunden der Kohlenwasserstoffproduktion zusammen mit dem Öl oder Gas aus dem Bohrloch zurück, der Rest im Verlauf der folgenden Tage und Wochen. Da die erwünschten Kohlenwasserstoffe stets bohrlochnah eine erste Aufbereitung erfahren müssen,

kann in der dafür erforderlichen Anlage auch der Frac-Fluid-Rückfluss aufgefangen werden, um anschließend wiederverwertet oder entsorgt zu werden. Die bohrlochnahe Aufbereitung von Öl oder Gas beinhaltet ansonsten die Abtrennung von Lagerstättenwasser und anderen mitgeführten Stoffen, die ebenfalls entsorgt werden müssen.

Der Rückfluss der Frac-Fluide wird als Flow-back bezeichnet und ist in der öffentlichen Diskussion besonders umstritten. Diese Sachlage ist für den Techniker überhaupt nicht verständlich, denn sowohl die Frac-Operation wie auch der Anfall des Flow-back sind zeitlich sehr begrenzt. Möglicherweise liegt die Ursache für die Besorgnis darin begründet, dass vielen Menschen nicht klar ist, dass die Anwendung der hydraulischen Stimulation kein kontinuierlicher Prozess ist, sondern einmalig zu Beginn der Kohlenwasserstoffproduktion erfolgen muss und allenfalls einer gelegentlichen Wiederholung bedarf, wenn die Produktion aus dem stimulierten Bohrloch zurückgeht und die Produktionsrate erneut angehoben werden soll.

Ist Fracking gefährlich?

Die Themen Fracking und Schiefergas werden in der Öffentlichkeit wie bereits mehrfach erwähnt kontrovers und zum Teil sehr emotional diskutiert. Große Teile der Bevölkerung werden mit Videosequenzen aus den USA verunsichert. Dort sind brennende Wasserhähne zu sehen, aus denen ein entflammbares Wasser-Methan-Gemisch fließt – angeblich als Folge einer Fracking-Maßnahme im Untergrund.

Satellitenaufnahmen zeigen zerstückelte Landschaften – überzogen von zahllosen Bohrplätzen und Zufahrtstraßen. Diese Bilder stehen jedoch nicht in Zusammenhang mit den bisher in Deutschland durchgeführten Fracking-Maßnahmen und können auch für die Zukunft ausgeschlossen werden. Die Filmsequenzen mit den brennenden Wasserhähnen wurden nachweislich – aus zweifelhaften Gründen – inszeniert.

Aus geowissenschaftlicher Sicht spricht nichts gegen die Fracking-Technologie und die Förderung von Schiefergas. Vor dem Abteufen einer Bohrung findet von der Erdoberfläche aus immer eine geologisch-geophysikalische Tiefenerkundung statt, um die spezifischen Standortbedingungen zu erkunden. An der Durchführung und Bewertung von Fracking-Maßnahmen arbeiten in Deutschland zahlreiche Experten aus den Fachgebieten Geologie, Lagerstättenkunde, Gesteinsphysik, Seismologie, Geochemie, Hydrogeologie, Reservoir- und Bohrlochingenieurwesen zusammen.

In Deutschland existieren klare Vorschriften und hohe Genehmigungsaufgaben, die von den Firmen der Erdöl- und Erdgasindustrie einzuhalten sind. Dabei stehen die Firmen unter der Aufsicht des jeweils zuständigen Landesbergamtes, das nicht nur alle Betriebspläne prüft, sondern zahlreiche Vorschriften erlässt, die einzuhalten sind. Hierzu gehören Vorgaben zum Bohrplatzdesign, wie die Versiegelung des Bohrplatzes, umlaufende Rinnensysteme oder Auffangbecken für anfallende Fluide. Bohrungen dürfen nur von einem zum Untergrund hermetisch abgedichteten Bohrplatz vorgenommen werden. Die Verrohrung muss konzentrisch als Mehrfachverrohrung ausgeführt werden. Äußere Teilverrohrungen müssen mit einer Zementschicht ummantelt, innere mit empfindlichen Drucksensoren ausgestattet werden. Jegliches Versickern von Schadstoffen in den Boden wird dadurch wirksam verhindert.

Ein Übertritt von Fluiden durch Versagen der Verrohrung oder der Zementation des Ringraums ist durch eine ordnungsgemäße wasser- und gasdichte Abdichtung der Bohrung nach menschlichem Ermessen daher auszuschließen. Durch standortbezogene Voruntersuchungen können Fracking-Maßnahmen so geplant werden, dass ein unkontrolliertes Entweichen der Frac-Fluide aus dem unterirdischen Riss in angrenzende Formationen und genutzte Grundwasserleiter mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. Die Rissausbreitung im Untergrund lässt sich modellhaft voraus berechnen. Bei Vorhandensein von Deck-

schichten mit Barrierefunktion, wie z.B. plastische Salzschieben oder Tonsteine, ist die Aufwärtmigration von Fluiden entlang von natürlichen Wegsamkeiten unmöglich. Betrachtet man die generelle Stockwerksgliederung grundwasserführender Gesteine, so lässt sich eine vertikale Gliederung in ein oberflächennahes Grundwasserstockwerk mit nutzbaren süßen Grundwasservorräten und ein Tiefengrundwasserstockwerk mit zum Teil extrem salzhaltigen Formationswässern beobachten. Diese Verhältnisse sind exemplarisch für Norddeutschland in Abb. 4 dargestellt. Nur in den oberflächennahen zumeist jungen Ablagerungen finden sich nutzbare Süßwasservorkommen. In der Tiefe ist das Porenwasser sehr stark salzhaltig, weil aus den überall vorkommenden Salzschieben und Salzstöcken NaCl, KCl und andere Salze gelöst werden. Örtlich werden gering mineralisierte Grundwässer aus tieferen Schichten für Mineralwasserbrunnen oder balneologische Zwecke gewonnen. Derartige Nutzungskonkurrenzen müssen bei der Planung von Frac-Maßnahmen natürlich berücksichtigt werden. Die unterschiedlichen Schichten, aus denen unser Untergrund aufgebaut ist, weisen sehr unterschiedliche Durchlässigkeiten auf. Neben durchlässigen Grundwasserleitern sind undurchlässige Ton- oder Salzschieben im Untergrund über große Flächen verbreitet. Diese hydraulischen Barrieren zwischen den einzelnen Schichtpaketen sind vielfach so wirksam, dass unterhalb und oberhalb einer abdichtenden Schicht völlig unterschiedliche Druckregime herrschen können. Eine nahezu in ganz Norddeutschland flächenhaft verbreitete absperrende Schicht ist der Rupelton, der als dichte Barriere die nutzbaren Süßwasservorkommen von den tiefer liegenden Salzwasserschichten trennt.

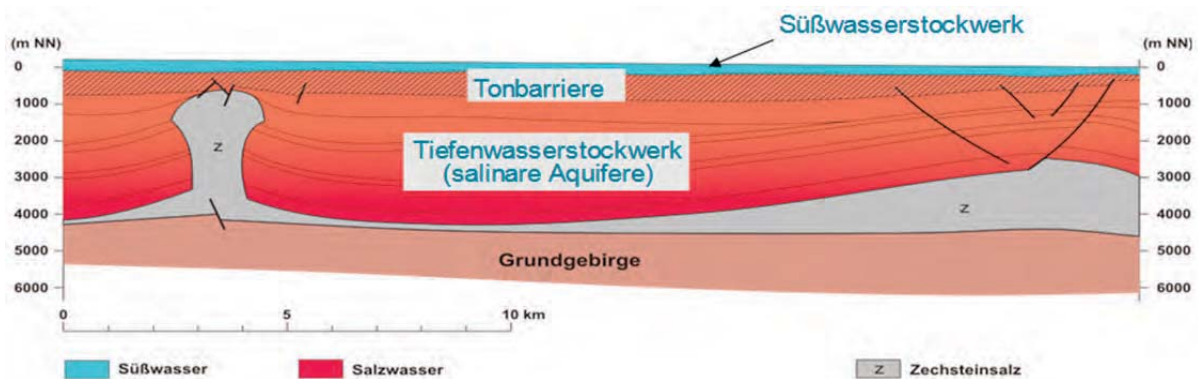


Abb. 4(a)

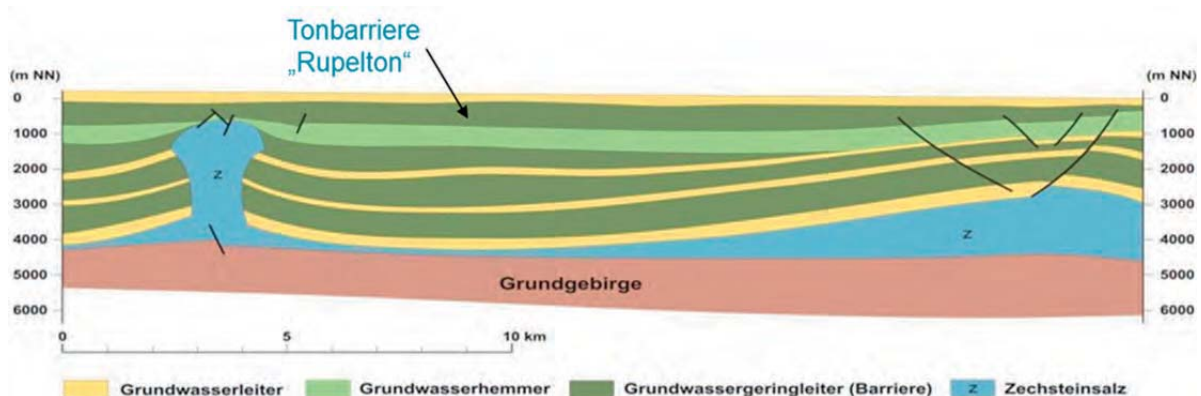


Abb. 4 (b)

Abb. 4: Grundwasserverhältnisse in Norddeutschland: (a) Salzformationen (z) sind im Untergrund weit verbreitet, deshalb ist das Tiefenwasser hochsalinär. Nutzbare Süßwasservorkommen gibt es nur in den oberen Grundwasserleitern nahe der Oberfläche. (b) Hydraulische Barrieren trennen Grundwasserleiter und -geringleiter voneinander ab, sie sind in den einzelnen Horizonten im Chemismus und hydraulisch unterschiedlich.

Für die Diskussion der Auswirkung einer vertikalen Ausbreitung von Frac-Fluiden sind diese Barrieren von Bedeutung, da sich Gemische von Frac-Fluiden und Formationswässern aufgrund ihrer hohen Salzgehalte und der damit verbundenen höheren Dichte nicht mit oberflächennahen nutzbaren Süßwässern vermischen können, sondern innerhalb des durch Fracking erschlossenen Zielhorizontes verbleiben. Zusätzlich zur Dichteschichtung unterbinden gering durchlässige Tonvorkommen einen Austausch der Wässer, sodass die Tiefenwässern auch über geologische Zeiträume hinweg nicht in Kontakt mit oberflächennahem Grundwasser stehen.

Die geologischen Verhältnisse in Deutschland sind sehr variabel. Deshalb ist es wichtig, vor der Durchführung einer Bohrlochbehandlung geophysikalische und geologische Vorerkundungen durchzuführen, um die konkrete Situation möglichst genau zu prognostizieren und die technischen Maßnahmen an die Gegebenheiten anzupassen. Technische Maßnahmen wie das Niederbringen einer Bohrung oder die hydraulische Bohrlochbehandlung sind nie völlig ohne Risiko. Genau wie ein Kraftfahrzeug versagen kann, kann es auch auf einem Bohrplatz ungewollt zum Austritt von Chemikalien kommen oder es kann eine Rohrtour in der Tiefe undicht werden. Wichtig ist es, dann zu wissen, was zu tun ist, um den Schaden zu begrenzen. Notfallpläne, Übungen mit der Feuerwehr und der Polizei gehören deshalb auf jedem Bohr- oder Förderplatz zum täglichen Geschäft. Auch diese Dinge erfolgen stets unter staatlicher Aufsicht durch die zuständige Bergbehörde.

Die Unternehmen der Erdöl- und Erdgasindustrie halten in Deutschland hochmoderne Technologie für den Einsatz in ganz Europa vor. Aus historischen Gründen sind die meisten dieser Unternehmen im Raum Hannover/Celle angesiedelt, weil hier 1858/59 die weltweit erste industrielle Erdölbohrung niedergebracht wurde. Etwa 20.000 hochqualifizierte Wissenschaftler, Techniker und Ingenieure tragen heute dazu bei, die vorhandenen Technologien unter Beachtung der weltweit höchsten Umweltstandards weiter zu entwickeln.

Auf Basis der deutschen Vorschriften und der gesetzlichen Regelungen haben alle staatlichen Geologischen Dienste Deutschlands als interessensneutrale Fachbehörden und in Kenntnis der kontroversen Diskussion zu Fracking in Medien und Öffentlichkeit bereits 2013 gemeinschaftlich erklärt: „Sofern die gesetzlichen Regelungen und die technischen Standards eingehalten und detaillierte standortbezogene Voruntersuchungen durchgeführt werden, ist der Einsatz der Technologie aus geowissenschaftlicher Sicht sicher und umweltverträglich möglich.“

Zusammenfassende Bewertung

Jedes Projekt, bei dem der Einsatz der hydraulischen Bohrlochbehandlung geplant ist, sei es für die Gewinnung von Erdöl, Erdgas oder geothermischer Energie, bedarf einer umfassenden Vorerkundung unter Einsatz geophysikalischer Methoden. Diese seismischen oder elektromagnetischen Messungen von der Oberfläche aus sind in DIN-Normen geregelt und unterliegen der Aufsicht durch die zuständigen Bergverwaltungen der Bundesländer.

Für die Bohrungsplanung sind detaillierte standortbezogene Risikobewertungen vorzunehmen, die die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse betrachten und bewerten. Darauf aufsetzend sind alle Phasen des Niederbringens der Bohrung und der hydraulischen Bohrlochbehandlung zu planen und durchzuführen. Dabei sind alle Sicherheitsstandards einzuhalten und ihre Einhaltung zu überwachen.

Der Bund-Länder-Ausschuss Bodenforschung (2013) und die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften acatech (2015) kommen zu dem Ergebnis, dass ein generelles Einsatzverbot der hydraulischen Bohrlochbehandlung auf der Basis wissenschaftlicher und technischer Fakten nicht begründbar ist.

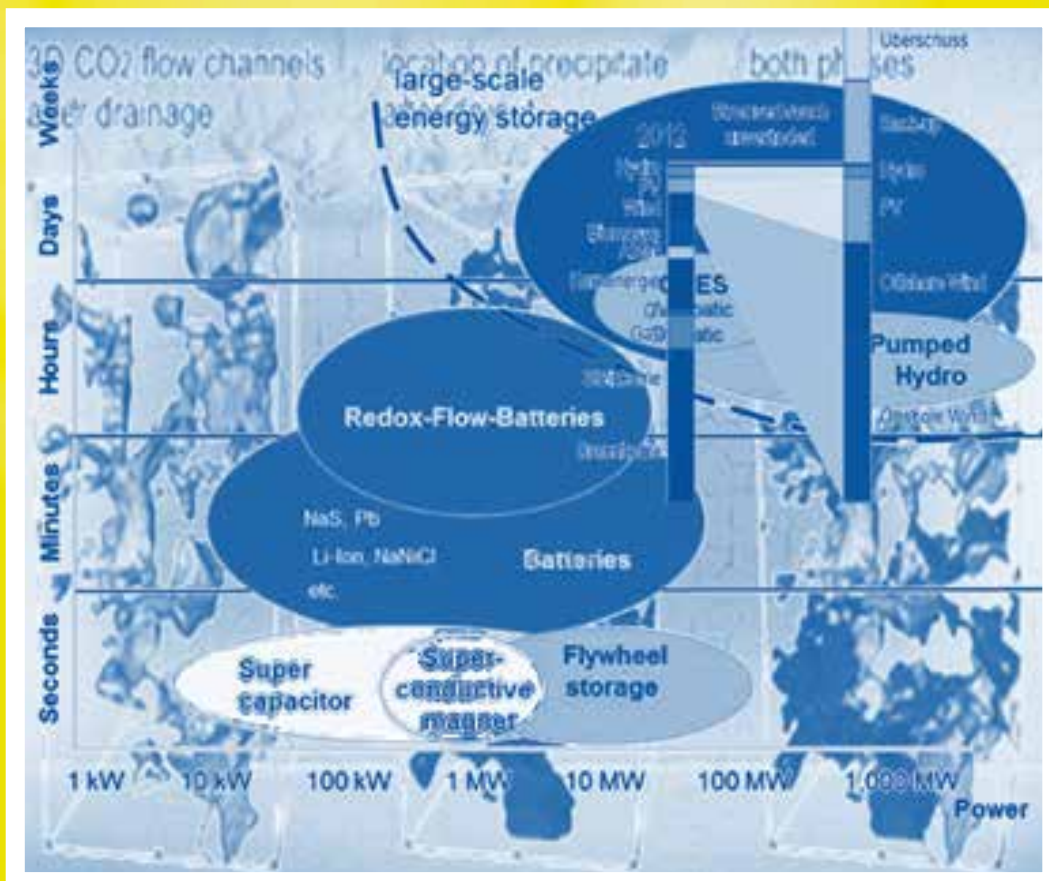
Vorbehalte in Teilen der Öffentlichkeit müssen ernst genommen werden und eine transparente und auf Dialog zielende Kommunikation angestrebt werden. Mit der Öffentlichkeit müssen Anregungen und Bedenken erörtert werden, um diese in zukünftige Projekte einzubeziehen. Ob es gelingen kann, in der Öffentlichkeit eine neue Akzeptanz für die Fracking-Technologie zu gewinnen, muss die Zukunft zeigen.

Literatur

- acatech (Hrsg., 2015): Hydraulic Fracturing. Eine Technologie in der Diskussion (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag 2015, 66 S.
- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. – 57 S.; Hannover:
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Stand: 15.07.2015]
- BGR (2015): Technische Planung der Geothermie-Bohrung Groß Buchholz Gt1; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover; Geologisches Jahrbuch Reihe A Heft 162; im Druck
- Bund-Länder-Ausschuss Bodenforschung (2013): Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des Exxon-Mobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking. Erarbeitet durch die Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. 22 S.;
http://www.infogeo.de/dokumente/download_pool/SN_SGD-Fracking-Studien_V5_0.pdf [Stand: 15.07.2015]
- Handelsblatt 14.11.2014: Mann stirbt bei Fracking-Unfall.
<http://www.handelsblatt.com/panorama/aus-aller-welt/us-staat-colorado-mann-stirbt-bei-fracking-unfall/10979704.html>
- LBEG (2014): Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Hannover: Liste der Fracs in Niedersachsen (Erdgas- und Geothermiebohrungen):
http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=31702&article_id=110656&_psmand=4 [Stand: 16.7.2015]
- taz.nord (Die Tageszeitung) vom 13.01.2014, S. 2: Eine Frage der Zuständigkeit.
- Wintershall Deutschland (2015): Wintershall Deutschland prüft Wiedererschließung des Erdölfeldes Suderbruch. <http://www.wintershall.de/presse-news/meldungen-news/detail/wintershall-prueft-wiedererschliessung-des-erdoelfelds-suderbruch.html> [Stand 19.01.2015]

Dr. Michael Kosinowski
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Abtlg. Grundwasser und Boden
Stilleweg 2
D-30665 Hannover

Exzerpt aus Tagungsband des AKE, DPG-Tagung 2015 Berlin, (ISBN 978-3-9811161-7-5)
home: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2015-AKE_Berlin/Links_DPG2015.htm
Urquelle: <https://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/ake-tagungsband.html>



Energie

Erzeugung - Netze - Nutzung

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2015

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2015 -Berlin:

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2015-AKE_Berlin/Links_DPG2015.htm

Zur Sammlung der Tagungsbände des AKE auf dem DPG - Server:

<https://www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/ake-tagungsband.html>

Vorträge auf der Berliner DPG-Tagung (2015)

Herausgeber:
Arbeitskreis Energie (AKE) in der DPG
Prof. Dr. Hardo Bruhns
Meliesallee 5
40597 Düsseldorf
E-Mail: ake@bruhns.info

Die Grafik des Einbandes wurde
mit freundlicher Genehmigung der
Autoren unter Verwendung von
Abbildungen aus den Beiträgen von
H. Milsch, M. Waidhas und F.
Wagner gestaltet.

Energie

Erzeugung - Netze - Nutzung

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2015

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, September 2015

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Berlin, 16. bis 18. März 2015

Haupt- und Fachvorträge

Inhaltsverzeichnis / Table of Contents

Introduction	7
Fachsitzungen / Sessions	8
Abstracts	9
Organic Photovoltaics: Status and Perspectives - presented by J. Widmer	28
Concepts for Cost Reduction in CSP Power Plants - presented by R. Pitz-Paal	42
Optionen und Trends der Biomassenutzung – Perspektiven für die Bioenergie 2050 - vorgetragen von J. Ponitka	53
Deep Geothermal Fluid Resources: Energetic Use and Beyond - presented by H. Milsch	63
Geological Carbon Storage: Processes, Risks and Opportunities - presented by H. Ott	77
„Fracking“ – Routine oder Risikotechnologie? - vorgetragen von M. Kosinowski	94
Power to Gas – an Economic Approach for Energy Storage? - presented by M. Waidhas	107
Nuclear Fission Energy: New Build, Operation, Fuel Cycle and Decommissioning in the International Perspective - presented by S. Nießen	113

Wendelstein 7-X – Ein Konzept für ein stationäres Fusionsplasma - vorgetragen von R. C. Wolf	122
Neue Materialien und Komponenten für energieeffiziente Gebäudehüllen - vorgetragen von U. Heinemann	131
Eigenschaften einer Stromversorgung mit intermittierenden Quellen - vorgetragen von F. Wagner	138
Transient Stability of Conventional Power Generating Stations during Times of High Wind Penetration - presented by M. Zarifakis	156
Ganzheitliche Bewertung von Energiesystemen - vorgetragen von R. Friedrich	168
Impressum	183

Der vorliegende Band versammelt schriftliche Ausarbeitungen von Vorträgen auf der Tagung des Arbeitskreises Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft des Jahres 2015 in den Räumen der Technischen Universität Berlin. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der meisten Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.