

Protokoll zur Befragung von Fracking-Experten durch den neutralen Expertenkreis, am 10. Oktober 2011

Der Leiter des Expertenkreises, Prof. Dr. Dietrich Borchardt, begrüßt die Teilnehmenden und erläutert das Programm der Sitzung. Er weist darauf hin, dass der Expertenkreis sich aus neutralen und unabhängigen Wissenschaftlern zusammensetzt. Um aber auch die Erfahrung und die fachrelevanten Kenntnisse aus dem Bereich der berufsmäßigen Anwendung für die Arbeit des Expertenkreises verfügbar zu machen, finde die heutige öffentliche Befragung externer Experten statt.

THEMA: Bohrloch und Bohrlochabdichtung, Zementtechnologie

Externe Experten:

- Prof. Dr. Frank Schilling, Karlsruher Institut für Technologie KIT
- Dr. Michael Haist, Karlsruher Institut für Technologie KIT
- Matthias Schmidt, ExxonMobil Production Deutschland GmbH

Neutraler Expertenkreis:

- Dr. Hans-Joachim Uth, Sachverständiger für Chemische Anlagensicherheit
- Prof. Dr. Rainer Helmig, Universität Stuttgart

Herr Uth eröffnet das Gespräch und stellt eine Frage zur langfristigen Stabilität des Bohrlochs. Mit welchem Zeithorizont man rechnen und wie man sicherstellen könne, dass die Qualität des Zementes über die gesamte Strecke erhalten bleibt und es nicht zu Schäden kommt? Und wie man diese ansonsten erfassen und reparieren könne? Herr Schilling antwortet, dass die Sicherstellung einer homogenen Qualität des Zements aufgrund der Möglichkeit von Rückstellproben kein Problem im Tiefbau darstelle. Probleme sehe er eher woanders: Idealerweise sei ein Bohrloch ganz rund, tatsächlich verjünge sich jedoch manchmal das Gebirge, und es könne Ausbrüche im Bohrloch geben. Das Rohr werde durch Abstandhalter („Centralizer“) mittig im Bohrloch gehalten, so dass der Zement, der von unten nach oben eingepresst wird, daran vorbei wieder nach oben steigen kann, bis er eine definierte Höhe oder die Oberfläche erreicht. An der Stelle, wo die Abstandhalter sitzen, fließe der Zement jedoch nicht immer sauber nach oben. Überprüfen könne man dies anhand verschiedener Methoden: Vor dem Zementieren könne man das Bohrloch abfahren und ausmessen, um auszurechnen, wie viel Zement benötigt wird. Während des Zementierens könne man dann eine Temperaturmessung über die gesamte Länge durchführen, um die Reaktionswärme zu messen und eine Aussage darüber zu treffen, wie viel Zement tatsächlich umgesetzt wurde. Nach dem Aushärten des Zements könne man durch eine Ultraschallmessung im gesamten Rohr feststellen, ob es eine Zone gibt, die nicht optimal zementiert wurde (so genannter Bond Log – dies werde routinemäßig bei Tiefbohrungen durchgeführt).

Herr Uth fragt nach, was passiert, wenn man feststellt, dass in z.B. 1.500 m Tiefe eine Unregelmäßigkeit im Zement entstanden ist? Herr Schilling erklärt, dass man sich fragen müsse, inwieweit eine solche Unregelmäßigkeit sicherheitsrelevant sei. Man fände keine Bohrung über mehrere hundert Meter Tiefe ohne Unregelmäßigkeiten. Wenn die Bohrung die Anforderungen für einen bestimmungsgemäßen Betrieb nicht erfülle und möglicherweise eine Gefährdung für das Grundwasser darstelle, müsse man diese evtl. aufgeben. Es käme aber auch auf die Art des

Schadens an, denn im Normalfall sei eine Bohrung so ausgeführt, dass zwei Sicherheitsstufen bestehen: das Stahlrohr und der Zement um das Stahlrohr herum.

Wenn man aber nun schon nach der Zementierung feststelle, dass eine Fehlstelle entstanden sei, dann gäbe es ja keine zwei Sicherheitsstufen mehr, so Herr Uth. Es käme darauf an, wie großräumig der Fehler sei, man rede schließlich über mehrere hundert Meter, welche die Dichtigkeit sicherstellen soll, und wenn auf dieser Strecke vielleicht fünf bis zehn Meter ausfielen, dann entspräche dies wahrscheinlich noch immer einem bestimmungsgemäßen Betrieb. Auf die Frage, ob es dafür klare Abschneidekriterien gäbe, erläutert Herr Schilling, dass das Bergamt aufgrund der vorgelegten Protokolle prüfen und für die lokale Situation entscheiden müsse, ob Schutzgüter beeinflusst werden könnten. Es gäbe im Prinzip drei Phasen, die betrachtet werden müssten: das Fracking selbst, die Phase der Förderung sowie die Zeit danach, wenn das Bohrloch wieder verschlossen sei. Solange man fördert, habe man durch die Drucküberwachung eine gute, fortlaufende Kontrolle, ob das Rohr dicht sei oder nicht. Stelle man eine Undichtigkeit fest, müsse man sich eine Strategie überlegen. Nach Abschluss der Bohrung würde man dann evtl. das Bohrloch auffräsen oder in die innerste Rohrtour Zement einfüllen.

In dem Zusammenhang stellt Herr Helmig die Frage, welche möglichen Gefahrenquellen es für den Zement gebe? Würde man z.B. CO₂ einbringen, würde dies zu einer Veränderung des pH-Wertes führen, und was könnte in einem solchen Fall passieren? Herr Haist erläutert, dass Zement säureempfindlich sei und z.B. durch Salzsäure, die beim Fracking in das Bohrloch gepumpt wird, oder durch Säuren, die in der Formation selbst anstehen, geschädigt werde. Die Korrosionsbeständigkeit eines Zementes ließe sich gut berechnen. Weiterhin könne die Korrosionsgeschwindigkeit durch Auswahl geeigneter Zemente verlangsamt werden. Problematisch für Zement seien insbesondere Schwefelverbindungen und hier besonders Schwefelsäure: Zement reagiere mit Sulfaten in der Form, dass es zu Volumenvergrößerungen und damit zu Rissen im Zement kommen könnte, so dass der Säureangriff und damit die Korrosion beschleunigt würden.

Und welche Methoden könne man einsetzen, um dies zu überprüfen, um den Betriebsablauf sicherzustellen, sowie die Haltbarkeit des Zementes über die Zeit? Die wesentliche Arbeit solle im Vorfeld passieren, so Herr Haist. Man müsse überlegen, welche chemischen Elemente im Bohrloch potentiell vorkommen könnten, um den Zement darauf abzustimmen, und ein qualitätsgesichertes Ausgangsmaterial zu erstellen. Im Bohrloch könne man nicht immer eine vollständige Dichtigkeit erreichen, aber dies sei optimierbar. Und ein chemischer Abtrag oder eine Rissbildung könnten, wie bereits gesagt wurde, durch Ultraschall festgestellt werden. Herr Schmidt ergänzt zu einem Zementangriff durch Säuren oder Fluide, dass der Zement selber ja durch die Rohrtour zu den eingepumpten oder geförderten Fluiden abgedichtet sei. Der Zement werde ausgelegt zur hydraulischen Abdichtung und stabilen Überdeckung der Formation. So käme der Zement über die gesamte Länge der Rohrtour nicht in Kontakt mit Säuren. Höchstens im Rohrschuhbereich könnte der Zement einem Angriff durch Säuren ausgesetzt sein. Da zum Gebirge hin kein Austausch von Fluiden stattfindet, kann hier ein fortlaufender Korrosionsprozess nicht entstehen. Herr Schilling erläutert zum Thema Rohrschuh, der Bohrvorgang sehe so aus, dass zunächst ein Abschnitt gebohrt wird, dann werde ein Stahlrohr eingesetzt. Um das Bohrloch steht das Gebirge an. Mit dem Abstandhalter Sorge man dafür, dass das Rohr mittig stünde. Es wird Zement eingepumpt, bis dieser an der Außenseite des Rohres wieder nach oben drückt. Der Bereich unten am Boden sei der Rohrschuh. Die Dichtigkeit der Zementation werde über einen Drucktest untersucht. Von dem Rohrschuh ausgehend werde wieder tiefer gebohrt und ein schmaleres Rohr in die neue Bohrung

eingesetzt. Der Durchmesser der Rohre sei so ausgelegt, dass der Zement wieder gut in den Zwischenraum nach oben fließen kann. Am Schluss, also in der Lagerstätte, bilde der Rohrschuh den Abschluss, der einem möglichen Säureangriff ausgesetzt sei. Wichtig sei hier der betrachtete Zeitraum. Während der Produktion sähe Herr Schilling keine Probleme, und zur langfristigen Abdichtung könne man die Bohrung mit Beton verfüllen. Diffusion stelle seiner Meinung nach kein Problem dar, da dieser Prozess zu langsam sei. Wird die Dichte der Zementsuspension falsch eingestellt, könnte dies dazu führen, dass das Nebengestein bei der Zementation aufgesprengt würde und dadurch Fluide um den Zement herum fließen könnten. Diese Erfahrung habe man in Deutschland schon gemacht und dies sollte bei geschultem Personal nicht wieder passieren, wenn die Dichte des Zements richtig eingestellt ist.

Ob es denn geologische Entwicklungen gebe, wie z.B. Mikroerdbeben, so Herr Uth, die eine wirkliche Gefahrenquelle für die Rohrleitung darstellen, diese eventuell unbrauchbar machen und damit zur Freisetzung von Stoffen führen könnten? Herr Schilling antwortet darauf, dass ja bereits die Sulfatreaktion genannt wurde, die jedoch eher in flacheren Bohrungen und weniger in aufwändiger gestalteten Tiefbohrungen relevant sei. So habe man bei einer flachen Geothermiebohrung schon Anhydrit angebohrt, was zum Heben nahe gelegener Häuser geführt habe. Grundsätzlich gäbe es natürlich Regionen, z.B. in Norddeutschland, in denen aufgrund des Gesteinsdruckes (anstehendes Salz) ein hoher Stress im Untergrund bestände und ein Rohr einfach zugedrückt werden könnte. Dies würde dann jedoch kein Risiko darstellen. Außerdem könne man die Rohre stärker gestalten, z.B. indem man dickeren Stahl verwendet. Schwieriger zu berechnen sei es, wenn eine tektonische Störung reaktiviert würde. Geschieht dies während der Produktion, könne man eine Befahrung durchführen und reagieren, je nachdem, wie groß die entstandene Verschiebung sei. Eventuell müsse man die Bohrung dann schließen. Erdbeben wären ähnlich zu bewerten.

Herr Schmidt führt dazu aus, dass es für jede Bohrung ein so genanntes Casing-Design gäbe, aufbauend aus Kenntnissen aus Nachbarbohrungen und weiteren geologischen Untersuchungen. Rohrstärken und -qualitäten würden entsprechend der Teufe so ausgewählt, dass sie der erwarteten Stresssituation standhielten, und dies auf mindestens 30 Jahre Lebensdauer. Probleme mit Salzformationen in Norddeutschland wären bekannt, entsprechend würde man dort sehr dickwandige Rohre auswählen, die der Belastung bereits alleine standhalten könnten, der umgebende Zement unterstütze dies noch, werde aber in der Berechnung gar nicht berücksichtigt. Und Herr Haist ergänzt, dass Zement sich aufgrund seines Verformungsverhaltens positiv auswirke und Druck rausnehme, insbesondere bei geringer Dichte.

Anschließend werden Fragen aus dem Teilnehmerkreis gestellt.

Die erste Frage bezieht sich auf den auf die Rohre einwirkenden Druck. Im Bereich der Trinkwasserversorgung sei es schon passiert, dass ein Rohr trotz entsprechender Bemessung nach dem Bohrzweck aufgrund unerwarteter Drücke kollabiert sei. Welche Maßnahme könne man ergreifen, wenn dies in 1.000 m Tiefe passiert? Herr Schmidt antwortet darauf, dass nach einer so großen Schädigung die Sicherheit dadurch wieder herstellbar sei, dass man eine kleinere Rohrtour einbaue, die wieder erneut zementiert und entsprechend gegen unerwartet hohe Außendrucke ausgelegt würde.

Was wäre, wenn salzhaltiges Wasser aus der Formation direkt auf den Zement einwirkt, so die nächste Frage. Herr Haist erklärt, dass stark salzhaltiges Wasser grundsätzlich kein Problem für Zement darstelle, jedoch für den Stahl stark angreifend wirke. Der Zement und seine

Eigenschaften würden genutzt, um den Stahl gegen Korrosion zu schützen. Bei einer Rissbildung im Zement bzw. im Falle von Fehlstellen wäre dies nicht mehr gegeben. Diesem Problem kann begrenzt durch die Auswahl eines geeigneten Stahls entgegengewirkt werden.

In der letzten Frage zu diesem Themenblock geht es um mögliche Bergschäden und das Deckgebirge. Wie könne man sicherstellen, dass der Berg nicht so geschädigt wird, dass er porös wird? Und wie mächtig sei das Deckgebirge, können Methan und Chemikalien aufsteigen? Und zuletzt, ob nicht die Oberfläche genauso versiegelt werden müsste wie die Bohrung, damit keine Stoffe ins Grundwasser und in die Atmosphäre entweichen können? Herr Schilling dazu: Bergämter haben in der Regel viel Erfahrung mit Tiefbohrungen. Es werde immer sichergestellt, dass der Trinkwasserhorizont nicht beeinflusst werde, bis unterhalb dieses Horizontes und einer sauberen Abdichtung würde man auch nicht mit giftigen Chemikalien bohren. Giftige Zuschlagsstoffe würden erst in größeren Tiefen eingesetzt. Grundwasser sei immer das höchste Schutzgut. Dies bestätigt Herr Schmidt, und dass bis über die Grundwasserhorizonte hinaus nur mit Süßspülung gearbeitet würde. Herr Schilling erklärt weiter, dass die Volumina, die zum Fracken verwendet werden, nicht zu massiven Volumenänderungen und damit zu Hebungen oder Senkungen führen sollten. Und letztlich stellt sich noch die Frage, ob in 500 m oder in 3 km Tiefe gefrackt werde, dies führe zu unterschiedlichen Auswirkungen, die in größerer Tiefe voraussichtlich sehr gering seien. Und zuletzt müsse der Zement Temperaturschwankungen standhalten können, was nach Einschätzung Herr Schillings ein größeres Problem darstellt als ein Angriff durch Chemikalien.

THEMA: Fracking (Drücke, Überwachung, Flow-back)

Externe Experten

- Alfred Azer, Halliburton International
- Dieter Sieber, ExxonMobil Production Deutschland GmbH

Neutraler Expertenkreis

- Prof. Dr. Rainer Helmig, Universität Stuttgart
- Dr. Hans-Joachim Uth, Sachverständiger für Chemische Anlagensicherheit

Herr Helmig stellt die Frage, ob Frackfluide sowie Methangas über Wegsamkeiten nach oben und möglicherweise in Grundwasserleiter migrieren könnten, und welche Faktoren die Frack-Ausbreitung bestimmen und evtl. auch zu einer Reduktion wahrscheinlicher Migrationswege führen könnten? Herr Azer antwortet darauf, dass das anstehende Gestein die Frackausbreitung begrenze. Der Frack sei nur eine Methode, um die Permeabilität des Gesteins zu erhöhen und Gas freizusetzen. Herr Azer skizziert nochmals kurz den Aufbau einer Bohrung. Das System würde druckdicht erstellt und es würden mehrere Drucktests durchgeführt. Die Frackflüssigkeiten bewegten sich nur in dem Rohr. Und sollten Schwierigkeiten auftreten, würde man nicht mit dem Frack weitermachen. Das Risiko würde also im Vorfeld minimiert. Perforationen würden nur dort geschaffen, wo sich Öl und Gas befinden. Und dieser Bereich beinhalte bereits natürlicherweise Öl und Gas, so dass diese bereits jetzt entweichen würden, wenn die Gefahr bestünde. Das Risiko, dass Frackflüssigkeit in das Trinkwasser gelange, sei nicht gegeben. In den letzten 50 Jahren gäbe es keine Nachweise über Trinkwasserverschmutzungen. Auf die Frage nach der Größe einer Frackingzone antwortet Herr Azer, dass ein typischer Frack etwa 100 Meter lang und 50 Meter hoch wäre, mit einer Rissbreite von ca. 2 cm. In einer Tiefe von vielleicht 4.000 Meter unter der

Oberfläche wäre dies minimal und weit entfernt von allen Trinkwasservorkommen. *Herr Helmig fasst zusammen, dass auf Basis dieser Aussagen die Dimension eines Fracks im Verhältnis zur Gesamtdimension so klein einzuschätzen wäre, dass die Migrationswege, die notwendig wären, um Restfluide oder Gas zur Oberfläche migrieren zu lassen, zu vernachlässigen seien.*

Herr Sieber ergänzt, dass gefrackt wird, um das Gas, welches sich in einer Lagerstätte befindet, produzieren zu können. D.h. direkt nach dem Frack wird der Fließweg umgedreht und der Druck in der Lagerstätte abgesenkt, um das Gas nach übertage zu produzieren. *Herr Helmig stellt nochmals die Frage nach den Migrationswegen für das Gas.* Herr Sieber antwortet, dass der beste Migrationsweg für das Gas der Frack sei, danach würde permanent gefördert. In kurzer Zeit (innerhalb von Stunden) sei der durch den Frack zusätzlich aufgebaute Druck aus der Lagerstätte wieder weg, so dass eine Migration über andere Wege beinahe undenkbar sei.

Auf die Frage von Herr Helmig, wieviel Frackfluid im Untergrund verbleibe, erläutert Herr Sieber, dass in den ersten 24 bis 48 Stunden nach dem Frack 20-30% der Flüssigkeit wieder zutage gefördert würden, der Rest über die Produktionsphase des Gases. Es gebe ein permanentes Monitoring der Flüssigkeiten bei jeder Bohrung und zwischendurch würden Analysen gemacht, wieviel Frackflüssigkeit sich noch in der übertage geförderten Flüssigkeit befände. Nach ½ bis einem Jahr sei die gesamte Frackflüssigkeit rückgefördert.

Danach möchte Herr Helmig wissen, welche natürlichen Anteile an CO₂ sich im Untergrund befänden und was damit passiere. Herr Sieber erklärt, dass natürliches Gas weniger als 1 bis maximal 5% CO₂ enthalte. Dieses werde mit zutage gefördert. Der Brennwert des Gases würde dadurch zwar reduziert, aber dennoch werde es mit in die Pipeline gegeben. *Herr Helmig weist darauf hin, dass CO₂ den pH-Wert verändere. Er stellte die Frage, wie das bei einem Frack sei, würde der pH-Wert im Untergrund verändert und das Wasser daraufhin aggressiver?* Herr Sieber führt dazu aus, dass man mit und ohne CO₂ fracken könne. Edelstahl wird für die Ausrüstung von Bohrungen verwendet, wenn das Gas korrosive CO₂-Anteile hat. So ist die ganze Bohrung auch bei einem Frack mit CO₂ vor Korrosion geschützt. Der Frack dauere maximal zwei Stunden, in dieser Zeit gebe es keinen Korrosionsangriff. Die Frackflüssigkeit weise z.T. hohe und z.T. niedrige pH-Werte auf. Zunächst werde Flüssigkeit mit einem pH-Wert von etwa 12 verwendet, und diese Flüssigkeit befände sich somit bereits in der Lagerstätte, wenn das saure Medium einträfe. Bei der Rückförderung geht das flüssige CO₂ in eine gasförmige Phase über. CO₂ diene dazu, die Rückförderung zu verbessern und habe außerdem den Vorteil, dass es zu einer Reduzierung der Frackflüssigkeit und damit der Gesamtmenge an für den Frack benötigten Chemikalien führe.

Als nächstes stellt Herr Uth die Frage, wie man sicherstellen kann, dass das Rohrleitungssystem den hohen Drücken zwischen 600 und 1.000 bar standhält und was unternommen wird, wenn Rohrleitungen dennoch zu Schaden kommen? Herr Azer erläutert, dass die Rohre im Regelfall dafür bemessen werden, solchen Drücken standzuhalten. Eingesetzte Rohre werden auf hohe Drücke getestet. Letztlich würde der Druck, dem die Rohre standhalten müssen, unter 80% des Wertes liegen, auf den sie getestet wurden. Und es gebe verschiedene Systeme vor Ort, elektronische und mechanische, um die Aufbringung des Drucks zu stoppen. Herr Sieber ergänzt dazu, dass die maximalen Drücke, die hier aufgebracht würden, um unterhalb des 80%-Wertes zu bleiben, maximal 800 bar betragen, meist noch darunter. Das innerste Rohr könne an sich bereits den maximal aufgetragenen Drücken standhalten. Im flüssigkeitsgefüllten Ringraum werde dann ein Schutzdruck bis 400 bar aufgebracht, so dass der effektiv auf das Stahlrohr aufgetragene Druck damit auf 400 bar reduziert werde. Auf diese Weise würden die verschiedenen Rohrtouren vor einem Bersten geschützt. Und durch Sicherheitsüberdruckventile und eine elektronisch gesteuerte

Abschaltung der Pumpen könnte bei einer Überschreitung sofort der Frackvorgang gestoppt werden. Ein solcher Fall sei noch nicht vorgekommen, da die Bohrung so designt sei, dass so etwas nicht geschehe.

Folgende Fragen werden aus dem Teilnehmerkreis gestellt:

- *Wie lange eine Frackbohrung aktiv bleibe und wie ergiebig sie sei, und ob sie nach der Ausbeutung des Gases verschlossen würde?*
- *Aus dem Ruhrbergbau seien Geländesenkungen bekannt – was sei im Münsterland in den nächsten Jahren zu erwarten?*
- *Ob es möglich sei, dass doch Frackflüssigkeit nach oben entweicht, wenn der Frack auf eine Störungszone treffe?*

Herr Sieber antwortet, dass in Deutschland seit 50 Jahren gefrackt würde, und solange seien die Bohrungen in der Regel noch aktiv, d.h. in der Regel führe man einen Frack für die Lebensdauer einer Bohrung durch. Die Mindesterwartung an die Produktionsdauer betrage 15 Jahre, die könne aber auch weit überschritten werden. Nach der Ausbeutung der Lagerstätte werde die Bohrung mit Zement verfüllt, es werden Zementbrücken gesetzt, Stahlrohre herausgenommen, dabei folge man Vorschriften aus dem Bergrecht. Das Gas sei entnommen und demzufolge herrsche im Untergrund so gut wie kein Druck mehr. Und zu Absenkungen des Geländes könne es nur kommen, wenn man viele 100 Meter Gaslagermächtigkeiten vorfinde. In Holland wurde in dem großen Gasfeld Groningen eine Absenkung im Meterbereich beobachtet. In Ostfriesland wurde eine Messstation für Gasfelder aufgebaut, bisher konnte noch keine Absenkung festgestellt werden. Nur max. 1/3 des Gesteins enthalte außerdem Gas, eine Absenkung könne somit nur im Millimeterbereich stattfinden¹.

Herr Helmig erläutert, dass es im Prinzip zwei Szenarien für eine mögliche Migration gebe:

1. Wenn injizierte Flüssigkeit in der Bohrung verbleibe, stelle sich die Frage, ob und wie diese migrieren könne. Während des Frackings herrsche Überdruck, bei der Produktion des Gases Unterdruck. Wie diese Verhältnisse seien, ob sich ein Gradient aus dem Frackingbereich in vielleicht 2.000 m Tiefe in den oberen Bereich ausbilden könne? Dies sei ein Szenario, welches er hydrogeologisch als nicht sehr wahrscheinlich beurteile, höchstens durch Umläufigkeiten in der Bohrung.

2. Während des Fracks werde Gas freigesetzt, welches etwa 700 bis 900 mal leichter sei als Wasser. Hier könne evtl. ein unkontrollierter Migrationsprozess entstehen. Durch den aufgebrachten Unterdruck solle ein Druckfeld aufgebaut werden, so dass das Gas über die Bohrung abgeführt wird. Es könne also nur dann eine Migration entstehen, wenn eine vorhandene Störungszone so stark ausgeprägt sei, dass der Unterdruck nicht ausreiche, um das Gas am Migrieren zu hindern. Dieses Szenario werde er modellieren.

¹ Nachträgliche Ergänzung durch ExxonMobil: Groningen wie auch die produzierenden Tight Gas Lagerstätten sind Sandstein Lagerstätten. Wesentliche Unterschiede sind die angesprochenen Porositäten (Groningen > 30%; Tight-Gas zum Teil < 10% bis 15%) wie auch die Mächtigkeiten der Lagerstätten (Groningen z.T. > 200 m, Tight-Gas bis zu 140 m, wovon aber nur max. 50 – 70 m gefrackt werden) und die Kompation, respektive Verfestigung der Sandsteine, die eine Absenkung zulassen (in Groningen deutlich geringer als im Tight-Gas).

Und Herr Sieber ergänzt dazu, dass Störungszonen in der Regel parallel zur Spannungsrichtung im Gebirge verlaufen, und auch ein Frack verlaufe so, da er das Gebirge nur gegen die schwächste Spannung auseinanderdrücken kann. D.h. der Frack kann nicht in die Störungszone hineinlaufen. Wenn es doch geschähe, gäbe es einen so genannten Screenout: aufgrund der guten Durchlässigkeiten in der Störungszone könne man nicht so schnell nachpumpen, wie die Flüssigkeit in die Störungszone laufe. D.h. der Frack schließt, Stützmittel setzen sich vor die Perforationslöcher, der Frack verstopft sich somit selbst.

THEMA: Einsatz von Chemikalien für das Fracking – Rezepturen, Umweltrisiken

Externe Experten:

- Dr. Belgin Baser, Schlumberger GmbH
- Dr. Harald Kassner, ExxonMobil Production GmbH
- Alfred Azer, Halliburton International

Neutraler Expertenkreis:

- Prof. Dr. Ulrich Ewers, Hygiene-Institut des Ruhrgebietes
- Dr. Birgit Gordalla, Karlsruher Institut für Technologie KIT
- Dr. Mechthild Schmitt-Jansen, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung UFZ

Die erste Frage von Herr Ewers bezieht sich darauf, nach welchen Kriterien die eingesetzten Chemikalien ausgesucht werden und welche Funktion sie haben? Frau Baser erklärt, dass die Auswahl der Chemikalien vielen Kriterien folge. Der Gesteinstyp und die Temperatur gäben das Flüssigkeitssystem vor. Die Hauptfunktionen seien so aufgeteilt, das immer ein Polymer enthalten sei, welches unterschiedliche Aufgaben erfülle. Meistens handele es sich um ein Biopolymer aus der Guarbohne, welches aus vielen Zuckermolekülen bestünde und wie ein Verdickungsmittel wirkt. Weiterhin enthalte die Flüssigkeit ein Tensid, um die Oberflächenspannung herabzusetzen, einen Tonstabilisator und ein Biozid. Diese vier Hauptkomponenten plus evtl. Polymervernetzer und Stabilisatoren zur Gewährleistung der Funktionen in Abhängigkeit von der Temperatur seien in der Frackingflüssigkeit enthalten.

Und ob auch Kriterien wie Wassergefährdung, Abbaubarkeit, eben letztlich die Umweltgefährdung eine Rolle bei der Auswahl der Stoffe spielen, so Herr Ewers? Herr Azer erklärt, dies sei eines der wichtigsten Kriterien. Systeme, nach denen klassifiziert wird, hätten zwei Hauptkriterien: eine mögliche Auswirkung auf die Umwelt und die Kosten. Frau Baser ergänzt, dass Umweltbelastung und Gefährdung des Menschen berücksichtigt würden, aber natürlich auch die technischen Komponenten. Es gebe quasi eine vierfache Prüfung der Stoffe: Stufe 1 sei die Entwicklung, ganze Abteilungen setzten sich damit auseinander, wie gefährlich die einzelnen Komponenten für Mensch und Umwelt seien. Dabei würden weltweit gültige Regularien erfüllt. Die 2. Stufe sei die Risikoabschätzung beim Einsatz der Stoffe: die Wassergefährdungsklasse (WGK) würde analysiert und klassifiziert. Der Anteil der Chemikalien in den Gemischen betrage kleiner 1%², meist eher

² Nachträgliche Ergänzung durch ExxonMobil: die Angabe < 1% treffe für Shale Gas zu, für Tight Gas oder Sandsteinformationen sei der Anteil der Chemikalien < 5%.

0,5%, daher läge meist WGK 1 vor. Die 3. Stufe sei die Abstimmung mit dem Auftraggeber und die 4. die Prüfung durch die zuständigen Behörden.

Herr Kassner erklärt, dass nicht nur das Gemisch geprüft würde. Das Gemisch sei nach Chemikalienrecht nicht kennzeichnungspflichtig, aber Exxon gehe einen Schritt weiter und prüfe jede Substanz, mit dem Ziel, zu verhindern, dass toxische und umweltgefährdende Stoffe überhaupt im Gemisch enthalten sind. Man müsse prüfen, was technisch notwendig sei, aber auch, was verträglich für Mensch und Umwelt.

Frau Schmitt-Jansen fragt daraufhin, ob es Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gebe zum Ersatz der bisher noch verwendeten bedenklichen Substanzen? Frau Baser erläutert, dass die Industrie schon seit Jahrzehnten daran arbeite. Speziell was Biozide betreffe gebe es Ansätze, aber bislang seien sie technisch noch notwendig. Die Biozide verhindern, dass Bakterien im Wasser in die Bohrung eingetragen werden, da Bakterien korrosionsfördernde Substanzen entwickeln können. Zweitens könnte ein Biofilm dazu führen, dass die Poren verkleben. Und zuletzt setzen sich die Polymere aus Zuckermolekülen zusammen, die einen Nährboden für die Bakterien darstellen. Das Biozid wird gleich am Anfang des Frackvorgangs eingebracht, die Konzentrationen seien dabei sehr gering. Ansätze, die Biozide zu ersetzen, würden gegenwärtig getestet. Herr Azer erklärt, dass Halliburton ein System mit UV-Strahlen entwickelt habe, die Bakterien abzutöten, dies befinde sich noch in der Entwicklung, aber sei bisher sehr vielversprechend – es reduziere deutlich den Anteil der Bakterien, in einigen Fällen sogar vollständig. Herr Kassner bestätigt, dass man dabei sein, ein solches System zu entwickeln, der Trick würde darin bestehen, das Wasser bakterienfrei zu machen. Erfahrungen aus der normalen Trinkwasserchemie könnten nicht 1:1 übertragen werden, aber er baue darauf, dass das Problem in 2012 gelöst werde.

Frau Schmitt-Jansen möchte wissen, ob und wie Transformationsprodukte, die durch die UV-Behandlung entstehen könnten, erfasst und deren toxisches Potential abgeschätzt würde? Herr Azer erklärt dazu, dass seine Expertise nicht in diesem Bereich läge, sagt aber zu, mehr Informationen dazu bereit zu stellen.

Frau Gordalla fragt nach, was im Untergrund für Reaktionsprodukte entstehen, und ob es Untersuchungen diesbezüglich gebe? Frau Baser erklärt, dass zwei Reaktionen stattfinden: wird das Polymer eingegeben, wird es zusammen mit dem Polymervernetzer zu Gel. Dies soll für ein bis zwei Stunden stabil bleiben. Im Anschluss daran werden so genannte Breaker in die Flüssigkeit gegeben, die die Polymerketten und damit die Viskosität reduzieren. Die Breakerkomponenten verbrauchen sich dadurch, es entstünden Sulfat und Bromid. Ansonsten fänden keine chemischen Reaktionen statt. *Auf die Frage von Frau Gordalla, wie hoch der Anteil der zurückgeförderten Frackflüssigkeit sei und was mit dem Flow-back geschehe,* erklärt Frau Baser, dass 30 bis 60% innerhalb weniger Tage zurückgefördert würden (s. auch Seite 5, 20-30% innerhalb von zwei Tagen), die Servicefirmen jedoch nur temporär damit zu tun hätten, um die unterschiedlichen Phasen zu analysieren. Die Entsorgung sei jedoch Sache des Auftraggebers. Herr Kassner ergänzt, dass die Flüssigkeit in Tanks aufgefangen und mit Tanklastwagen zu den Einpressstellen verbracht werde. Bei einer UV-Behandlung könnten Nebenprodukte entstehen, und deswegen wolle man nur das Wasser mit UV behandeln, die Chemikalien würden später hinzu gegeben, damit keine unerwünschten Nebenreaktionen gestartet würden.

Herr Ewers weist daraufhin, dass für jeden Frack eine spezielle Rezeptur erstellt würde, und fragt nach, wer letztendlich die Entscheidung über die eingesetzte Flüssigkeit treffen würde? Frau Baser antwortet, dass die Servicefirmen damit beauftragt würden, die notwendige Rezeptur zu erstellen,

und dann eine Empfehlung an den Kunden geben. Dabei ginge es nicht nur um die technische Beurteilung der Flüssigkeit, sondern um die gesamte Zusammensetzung. Diese würde mit dem Kunden für die Endplanung des Fracks besprochen. Und Herr Kassner ergänzt, dass Exxon das letzte Wort gegenüber der Servicefirma habe, die Freigabe letztlich erfolge durch das Bergamt. Alle Chemikalien, die eingesetzt werden, seien jedenfalls grundsätzlich zugelassen. Auf die Frage, ob und nach welchen Kriterien die Auswahl der eingesetzten Chemikalien von der Bergbehörde überprüft würde, antwortet Frau Baser, dass die gesamte Zusammensetzung der Flüssigkeiten der Bergbehörde zur Verfügung gestellt werde. Auch extern fände eine Beurteilung statt, so z.B. durch den TÜV Nord. Ansonsten sei dies eine Frage, die man den Behörden stellen müsse. *Frau Schmitt-Jansen fragt nach, wie man mit der Reinheit bzw. eventuellen chemischen Verunreinigungen der Mischungen umgeht.* Herr Azer weist darauf hin, dass es eine öffentliche Seite gäbe, auf die jeder zugreifen könne und auf der Informationen über jede Komponente bereitgestellt werden. Für jedes Produkt gäbe es ein ebenfalls öffentlich zugängliches Sicherheitsdatenblatt, in dem Informationen z.B. über mögliche Gesundheitsrisiken enthalten sind. Und Frau Baser ergänzt, dass die Servicefirmen die Chemikalien nicht selber produzieren, sondern die Produkte aus der Industrie geliefert bekommen, mit den entsprechenden Sicherheitsdatenblättern. Zur Reinheit sagt sie, dass Stoffe mit nur einer Komponente i.d.R. Industriequalitäten zwischen 98% und 99% einhalten. Für Produkte, die bereits aus Gemischen bestehen, sei dies ähnlich. In der Risikoeinschätzung würde dies auch berücksichtigt. Herr Kassner fügt hinzu, dass jede Substanz, die im Datenblatt angegeben ist, also auch Verunreinigungen wie z.B. Formaldehyd, mit bewertet und kommuniziert wird.

Herr Ewen weist zu diesem Thema darauf hin, dass die Expertengruppe daran arbeite, wie man sicherstellen könnte, dass auch alle Stoffe entdeckt werden, und leitet zur Diskussion mit dem Teilnehmerkreis über.

Es wird nachgefragt, welche Wassermengen pro Frack benötigt werden, um beurteilen zu können, über welche Chemikalienmengen man eigentlich redet. Die Antwort darauf von Frau Baser: die Wassermenge hänge von dem Flüssigkeitstyp ab, man unterscheide zwischen einem „Frack mit Gel“, hier benötige man 200 bis maximal 500 m³ Wasser, und so genannten „Slickwater-Fracks“, die im Schiefergestein häufig verwendet werden, ihrer Kenntnis nach aber in Deutschland zumindest in den letzten Jahren nicht eingesetzt wurden. Für diese Fracks benötige man zwischen 500 und 1.500 m³. Und Herr Kassner fügt an, dass die Menge an Wasser in den Frackflüssigkeitsgemischen für jede Bohrung von Exxon angegeben werde.

Die Frage, ob der so genannte Flow-back zusammen mit dem Lagerstättenwasser in den Untergrund versenkt würde, bejaht Herr Kassner, der Flow-back, für den nach Chemikalienrecht keine Kennzeichnungspflicht bestehe, werde zusammen mit dem Lagerstättenwasser in Einpressbohrungen verbracht. Und Herr Ewen bestätigt, dass auch diese Tatsache mit in die Risikobewertung aufgenommen werde und ein Gutachten zum Thema Entsorgung des Abwassers erstellt wird.

Die letzte Frage zu dieser Runde bezieht sich auf Dieselöl, welches sich auch auf der hier vorgelegten Liste der bisher in Deutschland beim Fracking eingesetzten Stoffe (siehe auch http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/2011_10_06_Abstracts.pdf) wieder findet, und auf den Fall in Oppenwehe, wo im Rahmen eines Drucktests 25.000 Liter Diesel in ein Bohrloch verbracht worden seien – warum müsse Dieselöl eingesetzt werden? Herr Kassner erläutert, dass man in Oppenwehe vorhatte, mit Diesel zu arbeiten, weil man es dort alleine mit Wasser und Ton nicht schaffe, das Gebirge abzusichern. Deshalb sollte an dieser Bohrung Diesel

verwendet werden, aber bei Exxon habe man zwischenzeitlich beschlossen, auch wenn es erlaubt sei, nicht mit Diesel zu fracken, und dies gelte auch für andere Bohrungen. Und Frau Baser bestätigt, dass Diesel zu den Stoffen gehöre, die nicht mehr für das Fracking verwendet würden.

THEMA: Unfallszenarien, Unfallvorsorge, Notfallmanagement, Lagerung wassergefährdender Stoffe

Externe Experten:

- Dr. Wolfgang Kaiser, TÜV Rheinland Industrie Service GmbH
- Michael Apitz, TÜV Rheinland Industrie Service GmbH

Neutraler Expertenkreis:

- Dr. Hans-Joachim Uth, Sachverständiger für Chemische Anlagensicherheit
- Prof. Dr. Alexander Roßnagel, Universität Kassel

In der vorherigen Diskussion wurde aus dem Teilnehmerkreis darauf hingewiesen, dass die Realität der Genehmigungsverfahren häufig anders sei als hier dargestellt und z.B. Datenblätter zu Beginn nicht in Verfahrensakten auftauchen, sondern Änderungen z.T. später gemeldet würden. Wieweit Änderungen nach einer Genehmigung des Betriebsplanes mit der Behörde abgestimmt werden müssten, sei auch dem Expertenkreis nicht bekannt. Herr Roßnagel erklärt, dass er die Situation bei den Behörden nicht beurteilen könne, klar sei, dass Informationen, wie z.B. Sicherheitsdatenblätter, die nicht vorliegen, nicht beurteilt werden könnten. Ein Vorschlag für ein geeignetes Prozedere werde jedoch auch ein Ergebnis seiner Expertise sein.

Zu Beginn dieser Fragerunde möchte Herr Roßnagel wissen, wie Sicherheit definiert würde? Herr Kaiser führt aus, dass eine systematische Gefahrenanalyse für die gesamte betrachtete Anlage erforderlich sei, die auch auf die entsprechende Anlage zugeschnitten sein muss. Dies sei sehr aufwändig, da man detaillierte Aussagen treffen müsse, welche Konsequenzen ein Versagen habe, wie man es verhindern könne und welches Risiko dennoch bestünde. Am Ende müsse die Aussage stehen, dass eine Anlage dem Stand der Sicherheitstechnik entspricht und Störfälle vernünftigerweise ausgeschlossen werden können. Auf die Frage, ob Wahrscheinlichkeiten berechnet würden, erläutert er weiter, dass im deutschen Störfallrecht derzeit nur in besonderen Fällen eine quantitative Risikoanalyse durchgeführt wird. Eine Risikoanalyse für das hier diskutierte Thema wäre schwierig, da aufgrund mangelnder Erfahrungen bereits die Eintrittswahrscheinlichkeiten schwer zu bewerten seien. Und selbst wenn man eine Zahl bekäme, wie sollte man diese beurteilen? Und weiter setze sich die Bewertung noch aus dem angenommenen Ausmaß des Schadens zusammen.

Herr Apitz führt für den Bereich des Wasserrechtes aus, dass im Wasserhaushaltsgesetz der Besorgnisgrundsatz verankert sei. Anlagen müssen so betrieben werden, dass nach menschlichem Ermessen eine Verunreinigung nicht zu besorgen sei. Man nehme somit die Möglichkeit eines Schadens hin, dieser solle aber unwahrscheinlich sein. Es gebe einen Primärschutz und einen Sekundärschutz: Der Primärschutz besteht durch die Einstufung eines Stoffes hinsichtlich seiner Wassergefährlichkeit, der Sekundärschutz dadurch, dass z.B. Stoffe immer über Auffangwannen gelagert werden müssen. Im Wasserrecht gebe es die allgemein anerkannten Regeln der Technik und somit sehr umfangreiche Regelwerke, die detaillierte technische Vorgaben enthalten, wie Anlagen zu errichten und zu betreiben sind.

Als nächstes stellt Herr Uth die Frage an die beiden externen Experten, welche Unfälle oder Schäden sie sich vorstellen können, wenn man den Umgang mit Erdgas und Frackingstoffen betrachtet. Es würde ja eine technische Anlage betrieben mit dem Bohrplatz und den Fördereinrichtungen, und technische Strukturen könnten bekanntlich versagen, was dann evtl. zu einer Freisetzung von Stoffen in die Umwelt führen könnte. Herr Kaiser antwortet, dass anhand des heute hier Diskutierten sicherlich weitestgehend ausgeschlossen werden kann, dass eine Rohrtour versagt und somit eine Freisetzung von Stoffen in das Grundwasser erfolgen könne. Er habe aber bei der Dokumentation eines zurückliegenden Störfalls mitgewirkt, bei dem die Rohrtour versagt hatte, mit der Folge, dass Risse und Verwerfungen auf der Erdoberfläche entstanden seien und Gas (kein Erdgas) freigesetzt und Grundwasser an die Oberfläche gespült wurde. Daher würde er einen solchen Fall nicht absolut ausschließen. Generell könne er aber mehr zu Unfällen über Tage sagen. Grundsätzlich ginge er davon aus, dass die Anlagen dem Stand der Sicherheitstechnik entsprechen. Dennoch müsse man Störfall-Szenarien betrachten, um Abwehrhandlungen zu planen und vorzubereiten. Wenn es zu einem Versagen des Bohrkopfes kommen würde, könne Erdgas im Gemisch mit anderen Gasen in einem beträchtlichen Massenstrom freigesetzt werden. Die Zündung eines solchen Freistrahls müsse unterstellt werden, und es könnte eine Flamme mit einer Höhe bis zu 50 oder sogar 80 Meter entstehen, mit einer Brandleistung von durchaus bis zu 5.000 Megawatt. Wenn die Freisetzung nicht vertikal, sondern horizontal geschehe, wäre ein solcher Fall noch gefährlicher. Wenn sich der Freistrahls nicht entzünden würde, könnten toxische Stoffe wie Schwefelwasserstoff auf dem Luftweg freigesetzt werden, und dann müsse auch in größeren Entfernungen noch mit humantoxischen Wirkungen gerechnet werden. Brand- und/oder explosionsgefährliche Stoffe, die vor Erstellung des Fracking-Gemisches in unverdünnter Form in der Anlage vorhanden sind, wie z.B. Isopropanol oder Essigsäure, seien ein zu beachtendes Gefahrenpotenzial. Bei einem Brand in der Anlage könne es durch Unterfeuerung des Lagerbehälters zu einer Dampfexplosion mit einer beträchtlichen Wärmeemission kommen. Neben den Wärmestrahlungswirkungen beim Versagen eines Bohrkopfes ist unbedingt auch zu beachten, dass ein so großer Massenstrom zu Schallemissionen führen würde, die in der Größenordnung der Emissionen beim des Starts eines Jumbo-Jets liegen. Abwehrkräfte seien in der Regel nicht auf einen solchen Lärm vorbereitet und könnten dann evtl. nicht entsprechend handeln.

Die nächste Frage von Herr Uth bezieht sich auf die Anmischung der Chemikalien vor Ort sowie den Transport der Chemikalien, was dort passieren könne? Herr Apitz erklärt, dass die Gefahr bei der Lagerung gering sei, wenn die Chemikalien sich erst einmal vor Ort befänden und über entsprechenden Auffangwannen gelagert sind. Hier wären zwar Undichtigkeiten möglich, aber unwahrscheinlich. Eher sei es der Umgang mit den Stoffen, das Anmischen, der Abtransport, die vielen Schlauch- sowie An- und Abkupplungsvorgänge, das Befüllen der Behälter. Hier seien besonders die sekundären Sicherheitseinrichtungen wie entsprechende Rückhalteeinrichtungen wichtig. Bei WGK 1 gäbe auch der Gesetzgeber vor, dass diese nicht auf einer unbefestigten Fläche abgefüllt werden dürfen. Man müsse immer davon ausgehen, dass z.B. ein Schlauch abreißt. Wenn geeignete Sicherheitseinrichtungen vor Ort seien und wie gefordert eingesetzt würden, seien diese Vorgänge beherrschbar.

Herr Uth fragt nach, ob auch der Transport des Flow-back in Tanklastwagen ein Risiko darstelle? Herr Kassner führt dazu aus, dass die Tanklastwagen bei ExxonMobil mit den Gefahrensymbolen „giftig“ und „umweltgefährdend“ gekennzeichnet seien, aber rechtlich keinen gefährlichen Abfall darstellen. Herr Apitz erklärt, dass die Gefahr eines Tanklastwagens natürlich gegeben sei, aber dies könne auch mit anderen Stoffen passieren. Er sähe ein höheres Risiko im Umgang mit den

Stoffen, z.B. bei den Umfüllvorgängen. Auf den Hinweis, dass es bei Umfüllvorgängen zu Leckagen kommen könne, erläutert er, dass Gesetze und technische Regeln fordern, dass dichte Flächen mit Auffangbehältern vorhanden sein müssten. In Deutschland gebe es ein umfangreiches Gewässerschutzkonzept. Wenn mehr als 1.000 Liter Stoffe mit WGK 1 gelagert werden sollten, wäre eine Sicherheitseinrichtung erforderlich. In Deutschland würde man bereits bei kleinen Mengen Sicherheiten fordern. Wenn diese also funktionsfähig und wie vom Gesetzgeber gefordert ausgeführt wären, wäre das Risiko überschaubar. Er betont nochmals die Wichtigkeit dieser 2. Barriere.

Herr Uth möchte wissen, wie eine Notfallmaßnahme aussehen würde, wenn trotz einer Barriere Stoffe freigesetzt würden. Herr Aplitz erklärt, er könne nicht direkt etwas über Frackflüssigkeiten sagen, aber wenn z.B. bei Tankstellen Mineralöl austreten würde, müsste man das Erdreich abtragen und in Bodenwaschanlagen reinigen. Da die Unfälle sich dicht an der Oberfläche abspielten, könne man schnell reagieren. Hier bestände auch die Verpflichtung, den Behörden einen solchen Unfall anzuzeigen, die dann die im Einzelfall nötige Sanierungsmaßnahme festlegen würde.

Ein Hinweis aus dem Teilnehmerkreis bezieht sich auf die Lagerstättenwasserleitungen. Auf der Homepage des Landesamtes für Bergbau in Niedersachsen sei nachzulesen, dass im Juni Genehmigungen an Exxon erteilt worden seien, Grundwasserabsenkungen vorzunehmen, mit dem Ziel, Leitungen zu sanieren. *Herr Uth sagt daraufhin zu, dass Undichtigkeiten von Rohrleitungen auch in der Liste der Szenarien des Expertenkreises enthalten seien.* Herr Aplitz ergänzt, dass Rohrleitungen zum Transport von wassergefährdenden Stoffen, wenn sie zu einer Anlage gehörten, doppelwandig ausgebildet sein müssten, so dass auch dort wieder eine 2. Barriere vorhanden sei. *Und wie sei das außerhalb des Betriebes, also bei Feldleitungen?* Außerhalb der Anlagen handle es sich um Rohrfernleitungen, dies sei nicht direkt sein Gebiet, so Herr Aplitz. *Herr Uth schließt mit dem Hinweis, dass für außerbetriebliche Rohrleitungen andere Rechtsgrundlagen (Energiewirtschaftsgesetz, UVPG) bestehen, die unterschiedliche technische Anforderungen setzten. Die unterschiedlichen Rechtsbereiche und die zum Teil unterschiedlichen Anforderungen werden Thema des Expertenkreises sein.*

Zusammenfassung und Ausblick der Befragung durch Prof. Dr. Dietrich Borchardt

Herr Borchardt fasst zum Abschluss der Diskussion mit den externen Experten die aus seiner Sicht wichtigsten Ergebnisse zusammen.

Offensichtlich läge im Bereich der Bohrtechnik und der Dichtigkeit von Systemen viel Erfahrung vor, die Schlüsselfaktoren seien bekannt. Wichtig sei die Problemdimension und was unter den gegebenen physikalischen und mechanischen Bedingungen überhaupt passieren könne. So gebe es die Randbedingungen der technischen Vorkehrungen, die getroffen würden, der Mächtigkeit des Deckgebirges und möglicher Störungsbereiche sowie der eingesetzten Chemikalien. Hier müssten Kriterien für eine bessere Bewertbarkeit der Stoffe und Stoffmischungen entwickelt werden. Aber auch die eingesetzten Stoffmengen wären eine wichtige Beurteilungsgröße. Diese Diskussion könnte anders geführt werden, wenn die eingesetzten Stoffe unschädlich und gut abbaubar wären. Dennoch müsste man auch dann natürlich eventuelle Sekundärreaktionen im Untergrund berücksichtigen, die die Integrität des Bauwerkes angreifen können. Außerdem ein

wichtiger Faktor: die anlagenbezogene Sicherheit sei etwas anderes als das Wasserrecht. Daher müsse man sich genau anschauen, ob die bisherige Genehmigungspraxis ausreichend sei.

Ein wesentlicher Schritt im Vorgehen des Expertenkreises seien die Worst-Case-Szenarien: man müsse die gesamte Kette an denkbaren Schäden betrachten, unter Berücksichtigung aller genannten Aspekte. Und die im Fracking-Bereich vorliegenden Erfahrungen und das erarbeitete Wissen mit dem zusammenbringen, was an theoretischem Wissen und auch an nutzbaren Erfahrungen aus anderen Bereichen bisher vorliegt. Die Expertenanhörung sei eine gute Bestätigung für den bisher eingeschlagenen Weg gewesen.