

Zweiter Statusbericht von ExxonMobil zur Umsetzung der Risikostudie Fracking

18. Juni 2013, Greven

Inhaltsverzeichnis des Protokolls

Begrüßung und Einführung	Seite 1
Umsetzung der Empfehlungen des Neutralen Expertenkreises durch ExxonMobil.....	Seite 1
Neuere wissenschaftliche Erkenntnisse und Stand der Debatten zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten	Seite 1
Statusberichte und Marktplatzdiskussionen	Seite 2
Frack-Ausbreitung	Seite 2
Einfluss von mikrobiologischen, physikalischen und chemischen Prozessen auf Frack-Fluide	Seite 5
Frackflüssigkeiten	Seite 5
Lagerstättenwasser, Back-Flow	Seite 8
Grundwasser-Monitoring	Seite 9
Untersuchung des Einflusses eines Frack Fluids auf verfestigte Tiefbohrzemente.....	Seite 12
Risikoanalyse für Bohrung, Fracking, Gasförderung, Stilllegung.....	Seite 14
Abschlussdiskussion – Rückmeldungen zum Umsetzungsstand	Seite 16
Ausblick durch ExxonMobil.....	Seite 17

Begrüßung und Einführung

*Ruth Hammerbacher, hammerbacher gmbh beratung & projekte
Dr. Christoph Ewen, team ewen konflikt- und prozessmanagement*

Die Prozessbegleiter begrüßen die Teilnehmenden und geben einen kurzen Rückblick auf das zurückliegende Jahr. Im April 2012 hatte der Neutrale Expertenkreis die Risikostudie übergeben. Einen Monat später waren auch alle Einzelergebnisse verfügbar. Seither werden die Empfehlungen von ExxonMobil und dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) zu praxisgeeigneten Lösungen geführt. Im ersten Statusbericht (6. November 2012) stellte ExxonMobil die unternehmensseitig gezogenen Schlussfolgerungen und in Gang gesetzten Aktivitäten zur Diskussion. Ziel der heutigen Veranstaltung ist es, Zwischenberichte der von dem Unternehmen zu spezifischen Fragestellungen beauftragten Hochschulen und Ingenieurbüros zu diskutieren. Auch der Neutrale Expertenkreis ist mit mehreren Wissenschaftlern vertreten, die den Arbeitsstand im Sinne eines Peer Review kommentieren. Das Thema Grundwasser-Monitoring wird durch Prof. Dr. Wilfried Schneider von der Universität Hamburg-Harburg kommentiert. Zum Ablauf der Veranstaltung kündigen die Prozessbegleiter an, dass die Statusberichte im Plenum vorgetragen und in den Marktplätzen diskutiert werden. (Die Diskussion auf den Marktplätzen wurde im Protokoll dem jeweiligen Statusbericht zugeordnet.)

Umsetzung der Empfehlungen des Neutralen Expertenkreises durch ExxonMobil

Norbert Stahlhut, ExxonMobil Production Deutschland GmbH

Norbert Stahlhut unterstreicht, dass es heute darum geht, einen aktuellen Bearbeitungsstatus zur Diskussion zu stellen. Mit einer Ausnahme werden Zwischenberichte vorgetragen, da sich die gesamte Themenbearbeitung als umfangreich und zeitaufwändig darstellt. Fertiggestellt werden konnte das Design zum Grundwassermonitoring an der Bohrstelle Böttersen Z11. Das Verfahren wurde dort mit allen Beteiligten diskutiert. Die Herstellung der Grundwasserbrunnen wird vorbereitet.

In die Aufgabenstellung der Gutachter fließen auch Erkenntnisse aus weiteren vorhandenen Fracking-Studien sowie der Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen ein.

Norbert Stahlhut informiert auch zum Stand der im November 2012 von ExxonMobil angekündigten Maßnahmen: Für die Verfüllung der Bohrungen in Osnabrück-Holte und Bad Laer wurden die Betriebspläne erstellt und eingereicht. Die Durchführung vor Ort ist für das vierte Quartal 2013 vorgesehen. In Oppenwehe wurde, wie vom Unternehmen angekündigt, am 15. Februar 2013 das in der Bohrstelle verpresste Diesel herausgepumpt. Die Maßnahme wurde von einem Tag der offenen Tür begleitet.

Für Anfang 2014 ist eine weitere Konferenz vorgesehen.

Neuere wissenschaftliche Erkenntnisse und Stand der Debatten zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten

Prof. Dr. Dietrich Borchardt, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung UFZ

[www.erdgassuche-in-](http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/1_Prof_Dr_Borchardt_Neuere_wissenschaftliche_Erkenntnisse_und_Stand_der_Debatten.pdf)

deutschland.de/files/1_Prof_Dr_Borchardt_Neuere_wissenschaftliche_Erkenntnisse_und_Stand_der_Debatten.pdf

Die vom Neutralen Expertenkreis vor gut einem Jahr vorgelegte Studie hat zur vertieften Fachdiskussion und zur weiteren Praxisentwicklung beigetragen. Auch die Gutachten des Landes NW und des Umweltbundesamtes kommen inhaltlich in wesentlichen Punkten zu gleichlautenden Schlussfolgerungen und sagen einhellig, dass Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten eine prüfungswürdige Option zur Sicherung der deutschen Erdgasversorgung darstellen. Die in Deutschland bisher vorliegenden Gutachten werten das

vorhandene Fachwissen über potentielle Ressourcen, die Technologie und Umweltwirkungen fast vollständig aus. Für weitere Erkenntnisse sind deshalb jetzt Erkundungsbohrungen an einzelnen, sicheren Standorten erforderlich, die transparent gestaltet und durch Forschungsprojekte begleitet werden müssen. Nach Auswertung dieser ersten Erkundungsphase sind weitergehende Anforderungen an eine eventuelle flächenhafte Erdgasproduktion aus unkonventionellen Lagerstätten zu definieren. Zum jetzigen Zeitpunkt fehlen noch Erkenntnisse für die förderbaren Ergaspotenziale aus unkonventionellen Lagerstätten und den zur Förderung notwendigen großtechnischen Einsatz der Fracking-Technologie.

Dietrich Borchardt geht auch auf die aktuelle Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) bei der Bundesregierung ein. Der SRU hält aus energiewirtschaftlichen Gründen die Anwendung der Fracking-Technologie nicht für erforderlich, da sie weder zu Preissenkungen führe, noch die Versorgungssicherheit erhöhe. Dietrich Borchardt hält diese Bewertung des Sachverständigenrates zum gegenwärtigen Zeitpunkt für weitreichend und überraschend, zumal sich das Gremium ansonsten den Aussagen der o. a. anderen Studien im Wesentlichen anschließt.

Statusberichte und Marktplatzdiskussionen

Frack-Ausbreitung

Prof. Dr. Michael Zhengmeng Hou, Technische Universität Clausthal

www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/2_Prof_Dr_Hou_TU-Clausthal_Frac-Ausbreitung.pdf

Michael Zhengmeng Hou erläutert zunächst die Grundlagen seiner Berechnungen. Fracks sind anhand der Bruchmechanik und der Hydromechanik berechenbar. Das hier aufbereitete Ausbreitungsmodell bezieht sich auf eine tiefe Sandsteinformation. Das Deckgebirge ist durch eine Steinsalzbarriere gekennzeichnet. Als Eigenschaften lassen sich hervorheben: keine effektive Porosität (geologisch gesehen), keine Durchlässigkeit, hohe Deformierbarkeit und eine im Vergleich zur darunter liegenden Gesteinsformation i. d. R. um mehr als 20% höhere Horizontalspannung. Aus der DGMK-Studie zur Multi-Frack-Ausbreitung mit acht Fracks in einer Horizontalbohrung (Teufe ca. 4.000 m, Länge ca. 1.000 m) lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- die existierenden, kommerziellen Simulationsprogramme zur Frack-Ausbreitung sind verlässlich,
- nach oben sind alle Fracks durch die Barriere begrenzt,
- damit verbleiben alle Fracks in der tiefen Gaslagerstätte.

Bezogen auf konkrete Fracks von ExxonMobil in der Bohrstelle Goldenstedt Z 23 (Tight Gas Sandstein, Bohrtiefe ca. 4.000 m) lassen sich folgende Aussagen ableiten:

- die Ausbreitung der Fracks in den verschiedenen Schichten verläuft nicht homogen,
- nach oben sind die Fracks durch die geologische Barriere begrenzt,
- die Viskosität des Injektionsfluids beeinflusst die Geometrie sehr stark,
- die Fracks bleiben damit kontrollierbar.

Neben Steinsalz bietet auch Anhydrit eine Barrierewirkung, die selbst bei einer Verzehnfachung des Injektionsvolumens praktisch unberührt bleibt.

Zur Barriereintegrität des Norddeutschen Beckens fasst Michael Zhengmeng Hou zusammen: die oben getroffenen Aussagen lassen sich für das tiefe Fracken in Sandstein dann verallgemeinern, wenn eine Steinsalzformation mit einer Mächtigkeit von mehr als 80 m als undurchlässiges Deckgebirge vorhanden ist.

Marktplatzdiskussion Frack-Ausbreitung

Moderation: Ruth Hammerbacher

→ Beiträge der Marktplatzbesucher

○ Beiträge von Martin Sauter (Peer Review), Michael Zhengmeng Hou (Gutachter für ExxonMobil) sowie der Vertreter von ExxonMobil

Eingangsstatement Prof. Dr. Martin Sauter: Die Studie von Hou baut auf langjährige Forschung auf und zeigt, dass die Prozesse, welche zur Ausweitung und Etablierung von Frack-Rissen führen, identifiziert und verstanden sind. Sie können somit nachvollzogen und quantitativ simuliert werden. Die Zusammenhänge der verschiedenen Faktoren – etwa das Zusammenspiel mit natürlich vorhandenen Rissen – sind nun klar. Dies stellt einen deutlichen Informationsgewinn im Vergleich zum Stand der Risikostudie dar. Die entwickelte Theorie muss nun an Schiefergasbohrungen getestet werden.

Durch die Forschung zu klären sind die Fragen: Wie kontrollierbar ist die Frack-Ausbreitung? Wie übertragbar sind die Ergebnisse der Studie auf andere Lagerstätten, die durch die geomechanischen Eigenschaften von Tonstein und Kohle geprägt sind? Wie verhält sich die Frack-Ausbreitung insbesondere in weniger sprödem, teilweise kriechfähigem Gestein?

→ Wie übertragbar sind die Ergebnisse der Studie auf andere Lagerstätten mit anderen geologischen Bedingungen, etwa bei in-homogenen Schichten?

○ Das Modell beschäftigt sich mit Sandstein. Schiefer und Ton besitzen z. B. andere Eigenschaften. Hier funktioniert die Rissausbreitung aufgrund anderer geomechanischer Eigenschaften des Lagerstättenmaterials anders, es existieren bereits natürliche Risse und daher sind vernetzte Rissssysteme zu erwarten. Es gibt empirische Beobachtungen zur Geometrie des Rissnetzwerkes aus mikroseismischen Aufnahmen. Gesicherte und verallgemeinernde Aussagen können zurzeit noch nicht gemacht werden.

→ Müsste nicht im Vorfeld die geologische Situation tiefgehend erforscht werden um die Modelle und Theorien anzuwenden?

○ Die hier eingesetzten Modelle basieren auf der Bruchmechanik und der Hydromechanik, sie sind anhand Realdaten aus Tight Gas Sandsteinbohrungen verifiziert. Generell ist die vorliegende Studie auf andere vergleichbare geologische Situationen übertragbar. Auch bei Fracksimulationen in Schiefergaslagerstätten soll mit realen Daten gearbeitet werden. Die notwendigen Daten werden zurzeit gesammelt.

→ Wie stellt sich die Übertragbarkeit am konkreten Beispiel des Emscher Mergel dar? Werden dieselben Kriterien angelegt?

○ Im Prinzip gleichen sich die Bewertungskriterien, also ein mechanisches und ein hydraulisches Kriterium zur Bewertung der Barriereintegrität. Als Beispiel: Um eine Steinsalzbarriere in einer Teufe von 1.000 m mechanisch zu beschädigen (noch weit weg vom Bruchzustand), sind mindestens 50 Mega-Pascal Differenzspannung bei einer isotropen Primärspannung von ca. 25 Mega-Pascal notwendig. Die von Frack-Maßnahmen induzierte zusätzliche Differenzspannung im Salzgebirge beträgt nur 1-2 Mega-Pascal. Für die im Emscher Mergel vorherrschenden stärker karbonatischen tonigen Materialien ist von einer erhöhten Druck- und Zugfestigkeit im Vergleich zu Tonsteinen auszugehen. Weitere Untersuchungen sind noch notwendig um gesicherte Aussagen für andere geologische Verhältnisse treffen zu können.

→ Die Szenarien, in denen gefrackt werden würde, sind anders als die, auf welche das Modell Bezug nimmt. Inwiefern ist Vergleichbarkeit mit dem für NW wichtigen Kohleflözbereich gewährleistet?

○ Diese Unterschiede sind bekannt und auch schon in der Risikostudie behandelt. Das Modell bezieht sich auf das Norddeutsche Becken mit einer Salzbarriere.

○ Von ExxonMobil wird zurzeit nicht im Kohleflözbereich gefrackt. Dennoch könnte man hier auf Erfahrungen aus den USA aufbauen.

→ Die Kohleflöze in NW sind ein interessantes Potenzial, nicht überall vorbelastet (kein durchgehender „Schweizer Käse“) und anders verteilt als oft angenommen. Im Bereich des Münsterlandes herrscht beispielsweise eine andere Geologie mit Kohleflözen bei gleichzeitigem Vorkommen von Schiefergas vor.

→ Aus dem Kohlebergbau liegen Daten vor, die belegen, dass es bei Bohrungen nicht zu einem Einzelriss,

sondern zu einem ganzen Rissssystem kommt. Dies geschieht auch bei Einzel-Fracks. Wurde dies berücksichtigt?

○ Die Grafik sowie das Modell zeigen, dass es bei den Bohrungen in Sandsteinen zu einem Hauptriss und zusätzlich zu einigen kleineren Nebenrissen kommt. Für homogene Sandsteinschichten im Norddeutschen Becken gilt generell, dass ein Hauptzugriss aufgrund des dort herrschenden Primärspannungszustandes (Vertikalspannung größer als zwei Horizontalspannungen) dominant ist. Bei Schieferbohrungen ist im Gestein schon ein natürliches Rissystem vorhanden. Hier breiten sich Risse anders als in Sandstein aus. Vergleichbar ist diese Ausbreitung mit der Verästelung eines Baumes.

→ Sind Pilotprojekte inklusive Probebohrungen notwendig? Existieren evtl. nutzbare Basisdaten aus anderen z. B. europäischen Projekten wie in Großbritannien?

○ Diese Daten sind Eigentum der jeweiligen Firmen und nicht zugänglich für ExxonMobil. Zudem herrschen dort andere geologische Bedingungen und Schichten vor.

→ Wie wird mit den bei Gasbohrungen üblichen indifferenten Schichten und unterschiedlichen horizontalen Spannungen umgegangen?

○ Es existieren Erfahrungswerte und Messwerte aus der Erschließung von Schiefergas sowie aus dem Bergbau. Die unterschiedlichen horizontalen Spannungen sind anhand Bohrlochmessungen zu ermitteln. Generell kann man feststellen: je flacher die Frack-Maßnahme ist, desto größer sind die tektonischen Spannungen in Horizontalrichtungen und umso weniger wird die jeweilige Barriere beansprucht, da horizontale anstatt vertikale Risse generiert werden.

○ Die jeweiligen Untersuchungen zeigen wie weit sich die Risse ausbreiten. Das Modell zeigt weiterhin, wie gut die jeweiligen geologischen Abdichtungsbarrieren sind. Diese Aussagen sind zurzeit gesichert für das Norddeutsche Becken, speziell Sandstein als Lagerstättenformationsgestein. Ergebnisse für andere Strukturen z. B. Tongestein werden noch generiert.

→ Wie wird bei Bohrungen mit Schichten umgegangen, welche keine Salzschiefer als Barriere vorzuweisen haben?

○ Nicht nur Salz und Anhydrite bilden Barrieren. Es existiert eine Fülle an verschiedenen Barrieren, auch natürliche Störungen, hydraulische und geologische Verwerfungen könnten Barrieren sein. Daher sind die Barriereberechnungen nicht generell an die Salzschiefer im Norddeutschen Becken gebunden.

○ Sollte die Durchlässigkeit des Reservoirs zu hoch sein, wären Schwierigkeiten beim Frackvorgang die Folge, da der Frackflüssigkeitsverlust zu groß wird und kein Druckaufbau möglich ist.

→ Wie wird mit Druckveränderungen der Injektion über die Risslänge hinweg und der damit einhergehenden Verbringung von Fluiden in das umliegende Gestein umgegangen?

○ Der Druckverlauf wird von Beginn bis Ende des Frackvorgangs überwacht. Dabei werden der Druckverlauf am Bohrlochkopf und der Druckverlust auf gesamter Länge der Bohrung gemessen. Dies dient als Indiz für die Frack-Ausbreitung, aufgrund dessen die Verifizierung und bei Bedarf Modifizierung durchgeführt werden.

○ Der zeitverzögerte Fluidrucktransport geht immer in horizontaler Richtung oder nach unten, niemals in die Barriere nach oben. Neben den erwähnten impermeablen Barrieren liegt dies auch an der immer vorhandenen horizontalen Spannungsdifferenz, welche ausreicht um die Frac-Ausbreitung zu behindern. Das Fluid sucht den Weg des geringsten Widerstandes und breitet sich daher nicht nach oben aus. Speziell im Norddeutschen Becken ist die horizontale Primärspannung in der unmittelbaren Steinsalzarriere i.d.R. mehr als 20% größer als die im Gasreservoir vorliegende minimale Horizontalspannung.

→ Wie signifikant und solide ist das Modell? Ist es übertragbar auf näher an der Oberfläche liegende Gasvorkommen?

○ Das Modell beruht auf tatsächlichen Bohrungen und deren Druckverlauf und Reibungsverlust, sowie den tatsächlichen Injektionsparametern und ist somit solide. Aus dem Vergleich von Messergebnissen aus realen Frack-Maßnahmen mit Modellprognosen kann abgeleitet werden, dass die Modellierungen plausibel die

Rissgenese in den betrachteten geologischen Situationen nachbilden können.

○ Teilweise existieren die benötigten Daten bereits, z. B. aus der Bohrung Clausthal 5 welche vor 20 Jahren zum Zwecke der Gasauslassung gefrackt wurde. Diese Daten sind publiziert und zugänglich.

Ausblick Martin Sauter: Das vorgestellte Modell ist für Sandstein in 3.500 bis 5.000 Meter Tiefe für die Geologie des Norddeutschen Beckens geprüft und deshalb nicht direkt auf andere geologische Verhältnisse und andere Tiefen übertragbar. Die zugrunde liegende Theorie ist jedoch grundsätzlich verstanden. Sie muss für die hier diskutierten Lagerstätten (Schiefergas, Flözgas) explizit getestet werden, wozu entsprechende weitere kontrollierte Untersuchungen und Modellsimulationen für großskalige Experimente im Feldmaßstab, z. B. an Demonstrationsprojekten, erforderlich sind.

Einfluss von mikrobiologischen, physikalischen und chemischen Prozessen auf Frack-Fluide

Martin Wagner, MicroPro GmbH, Gommern

www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/3_Wagner_MicroGmbH_Frac-Fluide.pdf

MicroPro untersucht die mikrobiellen Abbau- bzw. chemischen Transformationsprozesse eines aktuell eingesetzten Frack-Fluids unter simulierten Lagerstättenbedingungen. Das Projekt wurde im März 2013 begonnen und läuft bis November. Das Arbeitsprogramm sieht vor:

- Auswertung verfügbarer Daten,
- mikrobiologische Versuchsreihen,
- Simulationstests und ökotoxikologische Analysen.

Die tiefe Biosphäre ist gekennzeichnet durch ansteigenden Druck, zunehmende Temperatur, das Fehlen von Sauerstoff und den Mangel an verwertbaren Energiequellen. In der Summe sind die mikrobiologischen Aktivitäten im tiefen Untergrund gering und verlaufen sehr langsam. Ab einer Tiefe von etwa 3.000 bis 3.500 m ist in Norddeutschland wegen der dort anzutreffenden Temperaturen über 120 °C großflächig nicht mehr mit Leben zu rechnen. Im oberen Gesteinshorizont (bis etwa 1.000 m) kommen überwiegend Organismen vor, die organische Substanzen verwerten. In Tiefenhorizonten bis etwa 7.000 m können Organismen angetroffen werden, die anorganische Substanzen verwerten, selbst jedoch organische Substanz bilden.

Zur Auftragsbearbeitung standen bisher fünf bereits länger gelagerte Bohrkern zur Verfügung. Sie stammen aus Bohrungen in Lünne, Schlahe, Damme, Bötersen und Goldenstedt. Bei der Herstellung von Anreicherungskulturen war die Probe Lünne mit sulfatreduzierenden und wasserstoffverwertenden Mikroorganismen auffällig. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass angereicherte Bakterien durch den Bohrprozess oder im Zuge der Lagerung in das Probenmaterial gelangten.

Aktuell führt MicroPro Simulationsversuche unter lagerstättentypischen Bedingungen in Hochdruckbehältern durch. Ziel ist es, die Frage zu beantworten, was mit den Frack-Fluiden im Untergrund passiert und wo sie verbleiben. Erste Ergebnisse werden in zwei Monaten erwartet. Abschließend werden die Ergebnisse ökotoxikologisch bewertet.

Frackflüssigkeiten

Sabine Runge, Schlumberger GmbH

Die Präsentation zu diesem Vortrag wurde aus Gründen des Kunden- und Konkurrenzschutzes seitens der Firma Schlumberger nur im Rahmen der Veranstaltung gezeigt.

Sabine Runge weist zu Beginn ihrer Präsentation darauf hin, dass für unkonventionelle Lagerstätten nach heutigem Wissen insbesondere vier Komponenten im Frack-Fluid benötigt werden:

- Reibungsminderer zur Verminderung der Pumpenstärke,
- Tonstabilisatoren, die das Aufquellen des Tons verhindern,

Zweiter Statusbericht zur Umsetzung der Risikostudie Fracking

- Bakterizid bzw. UV oder andere Möglichkeiten, die noch identifiziert werden müssen, gegen ein Bakterienwachstum,
- Stützmittel zum Offenhalten der Formation.

Die eingesetzten Stoffe sind nach verschiedenen Rechtsvorschriften, insbesondere Wasserhaushaltsgesetz und Chemikaliengesetz, zu bewerten.

Bei den aktuell für unkonventionelle Lagerstätten entwickelten Fluiden sind

- zwei Additive kein Gefahrstoff und gehören den Wassergefährdungsklassen (WGK) 0 bzw. 1 an,
- zwei Additive nicht umweltgefährdend, nicht giftig und leicht abbaubar und gehören zur WGK 1.

Das Gesamtgemisch ist als nicht umweltgefährdend, nicht giftig und leicht abbaubar klassifiziert (WGK 1).

Bei den aktuell entwickelten Fluiden für konventionelle Lagerstätten sind

- 6 Additive nicht als Gefahrstoff eingestuft (WGK 1)
- 5 Additive nicht umweltgefährdend, nicht giftig und biologisch leicht abbaubar (WGK 1).

Auch hier ist das Gesamtgemisch als WGK 1 klassifiziert.

Schlumberger bearbeitet gegenwärtig mehr als 150 ökotoxikologische Testreihen. Über 90% davon sind abgeschlossen. Eine Chemikalie und bestimmte Mischungen stehen noch aus.

Für die künftige Weiterentwicklung der Fluide stehen zwei Aspekte im Vordergrund:

- das Ersetzen des Bakterizids durch UV-Strahlung oder andere Möglichkeiten, die noch identifiziert werden müssen,
- die Durchführung von Leuchtbakterientests.

Marktplatz-Diskussion Frack-Fluide

Moderation: Christoph Ewen

→ *Beiträge der Marktplatzbesucher*

○ *Beiträge von Ulrich Ewers (Peer Review), Sabine Runge und Belgin Baser (Gutachter für ExxonMobil), Martin Wagner (Gutachter für ExxonMobil) sowie der Vertreter von ExxonMobil*

Eingangsstatement Prof. Dr. Ulrich Ewers: Die Entwicklung seit Abgabe der Risikostudie des Neutralen Expertenkreises ist positiv. Insbesondere ist die Zahl und Menge der in den Fluiden eingesetzten Chemikalien stark reduziert worden. Bei der Auswahl der Additive werden viel stärker als früher Umweltgesichtspunkte und die Toxizität der Stoffe berücksichtigt. Die Datenbasis bzgl. der Umwelttoxizität der einzusetzenden Stoffe konnte merklich verbessert werden. Hinsichtlich der Toxizität gegenüber Bakterien bestehen noch einige Lücken.

→ Bei den bisherigen Fachvorträgen wurden einmal Biozide als Einsatzstoffe genannt, einmal auch nicht. Was ist der Hintergrund?

○ Der Einsatz von Bioziden entspricht den bisher vom Unternehmen kommunizierten Angaben. Ziel ist es jedoch, diese durch UV-Bestrahlung zu ersetzen.

→ Befinden sich die von Schlumberger vorgetragene neuen Fluidzusammensetzungen noch im Versuchsstadium? Und ist eine UV-Bestrahlung tatsächlich möglich? Sie ist zwar ein bewährtes Instrument zur Sterilisation klarer Flüssigkeiten, die Fluide sind aber trüb.

○ Die neuen Fluide sind technisch einsetzbar. Die einzelnen Komponenten sind nicht neu, sondern bereits bewährt. Die Desinfektion soll vor dem Beimengen der Additive erfolgen, also noch im klaren Zustand der Flüssigkeit.

→ Wann und auf welche Art und Weise werden die Fluid-Zusammensetzungen veröffentlicht? Hier ergibt sich ein erkennbarer Bedarf der Behörden und der Öffentlichkeit.

- Schlumberger wird die Zusammensetzung der Fluide dem Kunden gegenüber offenlegen.
- ExxonMobil wird nach dem nächsten Frack-Daten zur Zusammensetzung der Fluide einschließlich ökotoxikologischer Hinweise im Internet einstellen. Sofern bestimmte einzelne Stoffe nicht veröffentlicht werden können, ist geplant, diese einem unabhängigen Institut vorzulegen, um von dort die Umweltverträglichkeit bescheinigt zu bekommen.
 - ➔ Dies kann ein gangbarer Weg sein. In Nordrhein-Westfalen steht ganz besonders die Betrachtung der Einzelstoffe im Fokus, nicht die summarische Bewertungen über Wassergefährdungsklassen.
- ➔ In den Vorträgen des Vormittags wurden im Verhältnis zu vorhandenen Studien diametral entgegengesetzte Aussagen getroffen. Die Gutachter des Landes NW und die des Umweltbundesamtes (UBA) klassifizieren die Fluideinsatzstoffe als toxisch, heute Morgen war nur die Rede von geringer Wasser- und Umweltgefährdung.
- Die UBA- und die nordrhein-westfälische Studie legen den so genannten Hazard-Quotienten als Maß der Human- und Ökotoxizität eines Stoffes zugrunde. Es werden jedoch keine Zusammenhänge mit den theoretisch oder praktisch möglichen Expositionen hergestellt, die von erheblicher Bedeutung für die Bewertung sind. Entscheidend ist die Öko- oder Umwelttoxizität der als Additive in Frack-Fluiden einzusetzenden Chemikalien unter den realen Anwendungsbedingungen. Die Stoffe, die zukünftig in Frack-Fluiden eingesetzt werden sollen, weisen insgesamt geringere Hazard-Quotienten auf als viele der früher eingesetzten Additive. Aus ökotoxikologischer Sicht ist diese Entwicklung positiv zu bewerten.
- Beide Studien beziehen sich auf Fluidzusammensetzungen, die heute nicht mehr zum Einsatz kämen. Bei künftigen Fracks wird ExxonMobil deutlich verbesserte Rezepturen einsetzen und aller Voraussicht nach auf Biozide verzichten.
 - ➔ Inwieweit sind die vorgetragenen Herangehensweisen auf die geologischen Verhältnisse übertragbar, wie sie in NW vorgefunden werden (Kohleflözgas)?
 - Im Ansatz sind die Herangehensweisen vergleichbar. Ob im Kohleflöz überhaupt gefrackt werden wird, ist jedoch noch unklar. Sollte dort gefrackt werden müssen, ist geplant, mit einer stark reduzierten Anzahl von Einsatzstoffen zu arbeiten.
 - ➔ Ist das beschriebene Frack-Fluid generell einsetzbar oder wird es spezifisch angepasst?
 - ➔ Wenn toxische Einzelstoffe verwendet werden, wie ist dann eine Klassifizierung nach WGK 1 möglich?
 - Die Fluide bestehen aus einer Grundmischung, die aber standortspezifisch – z. B. wegen unterschiedlicher Temperaturen in den Bohrungen – angepasst wird. Über den möglichen Einsatz von Bioziden entscheidet der Auftraggeber. Das aktuell verwendete Biozid ist in WGK 1 eingestuft.
 - ➔ Bleiben die Mikroorganismen beim Austritt an die Oberfläche am Leben?
 - Eine Untersuchung der Mikroorganismen aus den Bohrkernen ist nur möglich, wenn die Bohrungen entsprechend vorbereitet wurden. Der Bohrkern muss unmittelbar nach der Entnahme bearbeitet werden. Solche „frischen“ Bohrkern standen bisher nicht zur Verfügung.
 - ➔ Für Böttersen Z11 hat ExxonMobil den Antrag für einen Frack gestellt. Es ist zu überlegen, auf ältere Bohrungen zurückzugreifen, anstatt die Bürger zu "Versuchskaninchen" zu machen.

Ausblick Ulrich Ewers: Die Zahl und Menge der in Frack-Fluiden einzusetzenden Stoffe wird bei künftigen Fracks erheblich geringer sein als bei früheren Fracks. Alle Additive werden zuvor im Hinblick auf ihre Human- und Umwelttoxizität geprüft. Gefährliche Stoffe mit einem hohen Grad an Toxizität und Stoffe, die irreversible Wirkungen wie z. B. Tumoren oder Erbgutveränderungen hervorrufen können, sollten dem Vorsorgeprinzip folgend nicht eingesetzt werden.

Lagerstättenwasser, Back-Flow

Dr. Dirk Weichgrebe, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität, Hannover

www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/5_Weichgrebe_ISAH_Lagerstaettenwasser.pdf

Um Stoffbilanzen erstellen zu können, sind eine konventionelle Bohrung (Bötersen) sowie eine Schiefergasbohrung beantragt. Grob ist im konventionellen Bereich von einer Fluidmenge von 450.000 Litern und im unkonventionellen von 4.800.000 Litern je Frack auszugehen. Die Stoffbilanzierung geht vor allem der Frage nach, welche Mengen an Fluid rückgefördert werden und wie groß die Lagerstättenwassermengen sind. Eine aus weniger Stoffen bestehende Zusammensetzung des Frack-Fluids wird auch die Qualität des Back-Flows verändern. Es sind jeweils standortspezifische Abwasserbehandlungskonzepte zu entwickeln.

Nach bisherigen Kenntnissen liegt der rückförderbare Anteil des Back-Flow/Produktionswassers bei 10 bis 30%. Ein Großteil fließt innerhalb der ersten Tage zurück (Phase I), derzeit wird mit etwa 7 Tagen gerechnet. Im Anschluss überwiegt das Lagerstättenwasser. Phase II stellt eine Übergangsphase dar, gefolgt von Phase III, in der das sogenannte Produktionswasser zu Tage gefördert wird. Die zeitliche Dimension der Phasen ist lagerstättenpezifisch. Derzeit ist Genehmigungspraxis, dass für Phase I Exploration und Hydraulic Fracking ein Sonderbetriebsplan gilt, welcher mit einem adäquaten Berichtswesen der zu behandelnden Stoffe und Abfälle entsprechend Nachweisverordnung verbunden ist. In Phase II wird der Betrieb auf Produktion umgestellt und ein vereinfachter Betriebsplan für die Produktion tritt in Kraft.

Die Abwasserbehandlung ist auf die Phasen auszurichten. Der Back-Flow aus Phase I wird im Wesentlichen dazu dienen, Wasser zum Wiedereinsatz aufzubereiten. Derzeit wird angedacht, das nach der Umstellung auf Betrieb mitgeführte Wasser (Phase II und III) zur direkten oder indirekten Einleitung in ein Vorflutgewässer oder in einen Kanal bzw. zur Wiederverpressung voll aufzubereiten.

Einsetzbare Verfahren zur Abwasserbehandlung wurden im Rahmen eines umfangreichen Screenings zusammengestellt. Eine erste Behandlung im Labormaßstab kann erfolgen, sobald entsprechende Abwasserproben in ausreichenden Mengen zur Verfügung gestellt werden können.

Marktplatz-Diskussion Lagerstättenwasser, Back-Flow

Moderation: Christoph Ewen

→ *Beiträge der Marktplatzbesucher*

○ *Beiträge von Dietrich Borchardt (Peer Review), Dirk Weichgrebe (Gutachter für ExxonMobil) sowie der Vertreter des WEG und von ExxonMobil*

Eingangsstatement Prof. Dr. Dietrich Borchardt: Im Vordergrund der Empfehlungen der Risikostudie stand nicht, nur die Frack-Fluide in den Fokus zu rücken, sondern die gesamte Kette des auftretenden Prozess- und Abwassers bis hin zur Entsorgung. Dazu wurden Wissenslücken – z. B. bzgl. der Schadstoffkomponenten – beschrieben. Die Frage nach Massenbilanzen und Möglichkeiten der Abwasservermeidung wurde gestellt. Diese „Hausaufgaben“ wurden begonnen, fertiggestellt sind sie jedoch noch nicht.

→ *Wo sind weitere Bohrungen mit Fracking geplant?*

○ *Für Bötersen wurde ein Antrag gestellt. Eine weitere Bohrung ist vorgesehen. Denkbar ist hierfür der Standort Lünne. Formell beantragt wurde dies jedoch bisher nicht.*

→ *Von welchen Back-Flow-Mengen ist auszugehen?*

○ *Genaue Zahlen können noch nicht genannt werden. Grobe Schätzungen liegen bei 25%, auf einem der Vortragscharts wurden 10 bis 30% genannt. In Damme lag der Back-Flow bei 23%.*

→ *Ist Fracking in Deutschland überhaupt wirtschaftlich möglich?*

○ *Dies kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht beantwortet werden. In jedem Falle gehört eine ordnungsgemäße Abwasserbeseitigung dazu. Der WEG hat eine Ökoeffizienz-Studie zum Thema Abwasser in*

Auftrag gegeben. Ziel ist es, damit Entscheidungsgrundlagen zum Technikeinsatz, der Verhältnismäßigkeit bezogen auf die Schutzgüter und zur Wirtschaftlichkeit zu erhalten.

→ Ist es für die Zusammensetzung des Lagerstättenwassers nicht von Bedeutung, aus welcher Tiefe es kommt?

○ Entscheidend ist die Art der Lagerstätte. Eine konventionelle wird vor allem salzhaltiges Lagerstättenwasser enthalten, eine unkonventionelle vorrangig Haftwasser.

→ Die Bedeutung des Lagerstättenwassers wird überbewertet. An unkonventionellen Standorten ist nur mit geringen Mengen zu rechnen.

→ Dem vorherigen Redner wird widersprochen. Nach den vorhandenen Unterlagen sind die Mengen an Lagerstättenwasser erheblich. Darüber hinaus wird ein Widerspruch gesehen: einerseits ist die Rede von Wiederverpressung als Stand der Technik, andererseits wird von aufwändiger Abwasserreinigungstechnik gesprochen. Wird später im Produktionsmaßstab nicht doch einfach verpresst?

○ Das Ökoeffizienzgutachten soll zielgerichtete Aussagen zu einzelnen Entsorgungsfragen treffen, z. B.: Welches Wasser kann wiederverwertet werden? Welches Wasser kann in eine Disposalbohrung zurückgeführt werden? Welche Anforderungen sind an die Einleitung in einen Vorfluter zu stellen?

Ausblick Dietrich Borchardt: Es geht beim Fracking letztlich um ein Industrieabwasser, dessen bevorzugte Behandlung derzeit die Verpressung ist. Es ist vorstellbar, dass – wie bei anderen Abwässern dieser Art – Anforderungen für bevorzugte Recycling-, Behandlungs- und Entsorgungswege festgelegt werden. Dafür sind die vorhandenen Erkenntnisse über die konkrete Beschaffenheit des Back-Flow im Schiefergas aber noch unzureichend.

Grundwasser-Monitoring

Dr. Udo Schmidt, Ingenieurgesellschaft Dr. Schmidt GmbH

www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/6_Schmidt_Grundwasser-Monitoring.pdf

Die Dr. Schmidt Ingenieurgesellschaft ist für privatwirtschaftliche Unternehmen und für die öffentlichen Wasserversorger tätig. Der Auftrag von ExxonMobil besteht darin, das Konzept für ein Grundwasser-Monitoring an der Bohrstelle Böttersen Z11 zu entwickeln. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Fall die Rotenburger Rinne mit ihren Wasserschutzgebieten.

Letztlich ist das Monitoring eine Basis zum Ergreifen potentieller Abwehrmaßnahmen gegen Grundwasserverschmutzungen. Voraussetzungen sind das Verständnis des geologischen Systems, die Kenntnis der Grundwasserfließrichtung vor Ort, die Kenntnis geohydraulischer Eigenschaften des Grundwasserleiters, das Wissen über die Grundwasserbeschaffenheit und eine Kenntnis der Stoffe, die u. U. eingetragen werden könnten.

Das Monitoring soll konkret

- die Qualität des Grundwassers im Ist-Zustand erfassen,
- Veränderungen am Bohrstandort Böttersen aufzeigen,
- die Funktion einer Beweissicherung infolge der Erdgasgewinnung übernehmen.

Das Grundwasser-Monitoring am Standort Böttersen beinhaltet die folgenden Instrumente:

- ein der Aufgabenstellung entsprechendes Netz an Grundwassermessstellen,
- Oberflächengeoelektrik (als Kontrolltechnik zur Ermittlung potentieller Salzwasserzutritte),
- Wasserstandsmessungen,
- Messsonden zur kontinuierlichen Probenahme und Einzelproben zur Güteüberwachung.

Das Projekt findet in drei Phasen statt:

- Vorlaufphase (nach dem Bau der Messstellen) mit einer Dauer von 4 bis 6 Monaten,
- Kontrollphase unmittelbar nach dem Frack,
- Nachlaufphase mit einer Dauer von etwa 24 Monaten und dreimonatlichen Probenahmen.

Das Konzept wurde in drei „Runden Tischen“ vor Ort erarbeitet. Während des konkreten Monitorings ist der durchführenden Dr. Schmidt Ingenieurgesellschaft eine wissenschaftliche Begleitung der Technischen Universität Hamburg-Harburg (Prof. Dr. Wilfried Schneider) zugeordnet.

Markplatzdiskussion Grundwasser-Monitoring

Moderation: Christoph Ewen

→ *Beiträge der Marktplatzbesucher*

○ *Beiträge von Wilfried Schneider (Peer Review) Udo Schmidt (Gutachter für ExxonMobil) sowie Vertreter von ExxonMobil*

Eingangsstatement Prof. Dr. Wilfried Schneider: Die Grundwassermessstellen im Konzept des Büros Dr. Schmitt sind sachgerecht platziert, das gilt auch für notwendige Messungen an der Grundwasseroberfläche und -sohle. Die vorgesehene Messfrequenz ist angemessen. Das Konzept wird so zu treffsicheren Ergebnissen führen. Hinzuweisen ist darauf, dass auch das mögliche Versenken von Abwasser eines Monitorings bedarf.

→ In welcher Tiefe arbeiten die geoelektrischen Sonden? Ist dieses anspruchsvolle Grundwassermonitoring auch für eine eventuelle spätere industrielle Gasproduktion geplant?

○ Die geoelektrischen Geräte arbeiten von der Oberfläche aus. Das vorgestellte Grundwasser-Monitoring ist als Pilotmaßnahme anzusehen. Je nachdem, was sich hieraus in konkreten Messergebnissen an Besorgnissen der Grundwassergefährdung ergibt, kann man entscheiden, wie umfangreich ein späteres Monitoring in der Produktionsphase auszusehen hat. Dies ist ein dynamischer Prozess.

→ Bieten die geoelektrischen Sonden eine ausreichende Vorwarnung für aufsteigendes Fluid? Und wie würde man reagieren?

○ Würde ein Fluid aufsteigen, müsste man es detektieren. Denkbar ist das nur bei einer geologischen Störung. Dabei wären die Mengen gering. In einem solchen Falle würde man sich mit Eingreif- und Abwehrreaktionen ähnlich verhalten wie bei der Gefahrenabwehr bei Altlasten.

→ Im Monitoring-Konzept fehlen noch Ansatzpunkte, die ein solches Eingreifen beschreiben.

→ Es fehlt im vorgestellten Monitoring ein Tracer-Konzept. Warum wird darauf verzichtet?

○ Zunächst folgt das Monitoring-Konzept der Erlasslage für Wasserwerke in Niedersachsen und dem einschlägigen DVGW-Regelwerk. Die Notwendigkeit, Tracer einzusetzen, wird nicht gesehen, weil die Einsatzstoffe als bekannt vorausgesetzt werden können. Vereinfacht gesagt sind die Frack-Fluide selbst Tracer.

→ Warum wurde für diese Pilotmaßnahme der bezüglich der hydrogeologischen Situation gut bekannte Bereich der Bohrstelle Bötersen ausgewählt? Und wie geht man mit Standorten um, über die noch deutlich weniger Erkenntnis zur Hydrogeologie vorliegen und wo zunächst geklärt werden müsste, welche Informationen über das Grundwasser erhoben werden müssten?

○ Die Auswahl der Bohrstelle Bötersen ist u. a. deshalb erfolgt, weil hier die Grundwasserverhältnisse weitestgehend bekannt sind. Dies ist eine Voraussetzung auch für neue Standorte. An einem neuen Standort wird man die Erhebungen zur Hydrogeologie erst durchführen müssen.

→ Will man in NW ein Grundwasser-Monitoring aufbauen, so ist zunächst ein großflächiges Netz einschl. einer Beweissicherung (Ist-Zustand) vorzunehmen.

○ In NW wird aktuell die Möglichkeit von Probe-Fracks noch ausführlich diskutiert. Sollte es dort – z. B. Beispiel im Münsterland – zu solchen Bohrungen kommen, wird man sich mit hoher Transparenz einem Grundwasser-Monitoring nähern.

→ Bei einer industriellen Schiefergasproduktion ist mit erheblichen Fluidmengen zu rechnen, die u. U. auch Lagerstättenwasser verdrängen können. Liegt ein Konzept zum Monitoring vor, das diese denkbare Salzwasserverlagerung in andere Schichten beobachtet?

○ Verdrängungsprozesse sind nicht auszuschließen. Das vorgestellte Grundwasser-Monitoring bezieht sich ausschließlich auf die Charakteristika der Bohrstelle Böttersen. Bei großflächigem Einsatz der Fracking-technologie wird man auch ein entsprechend erweitertes Monitoring konzipieren und umsetzen müssen. Laut Risikostudie bestehen allerdings die relevanten Risiken vor allem oberflächennah. Daher erscheinen Veränderungen in großen Tiefen im Hinblick auf den hier interessierenden Schutz des genutzten Grundwassers wenig relevant.

→ Das Monitoring-Konzept richtet sich allein auf den Bohrplatz. Fracking-Maßnahmen beinhalten jedoch auch abgelenkte Bohrungen. Muss das Messstellennetz nicht vergrößert werden?

○ Das vorgestellte Monitoring ist auf die örtlichen Verhältnisse von Böttersen abgestellt.

→ Wurden die Anzahl und Lage der Messstellen mit den betroffenen Bürgern abgestimmt? Wie lief die Bürgerbeteiligung?

○ Zur Diskussion des Monitoring-Konzepts wurde ein Runder Tisch eingerichtet, an dem der Landkreis, die Wasserwerke und Bürgerinitiativen beteiligt waren. Nicht alle eingeladenen Initiativen haben auch tatsächlich mitgewirkt, sie wurden jedoch über Ergebnisse informiert. Am Runden Tisch saßen etwa 15 Personen. Mit ihnen wurde über das Konzept Konsens erzielt.

→ Auch als Betroffener und Teilnehmer des „Runden Tisches“ bewerte ich das Beteiligungsverfahren und das Ergebnis positiv. Wichtig ist jetzt eine schnelle Umsetzung des Monitoring-Konzepts.

→ Ist auch ein Monitoring für Verpressbohrungen vorgesehen?

○ Zum Design von Grundwassermessungen bei Verpressungen hat der WEG den Auftrag für eine Studie erteilt, da mehrere im Verband organisierte Unternehmen hier einen Bedarf sehen.

→ Das Monitoring umfasst nicht nur das Messen, sondern auch das Auswerten und mögliche Eingreifen. Was ist hier vorgesehen?

○ Der Anstrom-/Abstromvergleich gibt klare Hinweise. Ein Eingreifen wird beim Erreichen der Geringfügigkeitsschwelle gesehen. Die Frage des Eingreifens ist Teil des Sicherheitskonzepts, eine Verknüpfung von Monitoring und Sicherheitskonzept und ein konkretes Eingreifkonzept sind vorgesehen.

→ Es wird empfohlen, die zum Thema Grundwasser-Monitoring in NW erarbeiteten Handbücher mit „Ampelkonzept“ als Warn- und Eingreifhinweise auszuwerten.

→ Welche Eingreifwerte wurden im Konzept angenommen?

○ Die Eingreifwerte orientieren sich an Geringfügigkeitsschwellenwerten und an der Vorbelastung des Grundwassers.

→ Im Falle eines Eingreifens: wie schnell muss und kann man reagieren, indem zum Beispiel Abwehrbrunnen gebaut werden.

○ Ein Eingreifen sollte innerhalb von 7 bis 20 Tagen erfolgen. Angesichts der geringen Fließgeschwindigkeiten des Grundwassers können dann hydraulische Maßnahmen zum Schutz der Wasserversorgung greifen. Derartige – im Notfall einsetzenden Maßnahmen – sind aus der Altlastensanierung gut bekannt.

→ Kann Frack-Fluid unter bestimmten Umständen nach oben wandern?

○ Das ist sehr unwahrscheinlich. Der Dichtegradient ist gering. Eher kann ein Wandern nach unten vermutet werden.

○ Das Monitoring-Konzept berücksichtigt bereits die theoretische Möglichkeit, dass Fluid nach oben wandert, indem im süßwassergefüllten Bereich bis 120 m Tiefe gemessen wird.

→ Muss das Monitoring-Konzept nicht bis in den Förderhorizont greifen?

○ Zumindest für den Standort Böttersen erscheint das nicht als sinnvoll. Insgesamt ist zu sagen: ein Wandern nach oben würde 50 m nicht überschreiten. Dies ist den Ergebnissen von Prof. Dr. Rainer Helmig

in der Risikoanalyse des Neutralen Expertenkreises zu entnehmen. Von zentraler Bedeutung ist die Integrität der Bohrung. Diese wird im Monitoring analysiert.

→ Warum wird das Monitoring auf 24 Monate in der Nachlaufphase begrenzt, wenn doch die Gasförderzeit bis zu 20 Jahre dauern kann?

○ Die 24 Monate ergeben sich daraus, dass das Konzept auf die eigentliche Frackingphase ausgelegt ist. Darauf bezogen entspricht ein zwei Jahre andauerndes Monitoring eher einem konservativen Ansatz.

→ Es wird angeregt, das Grundwasser-Monitoring-Konzept zu erweitern, da weitere Gefährdungen z. B. durch Tanklasterunfälle denkbar sind.

○ Eine solche Gesamtrisikobetrachtung ist im Rahmen der Sicherheitsbetrachtung vorgesehen. Das vorgestellte Monitoring-Konzept bezieht sich auf den eigentlichen Frackingvorgang. Für das Messkonzept Böttersen gilt auch, dass die Messstellen im Anschluss an die Nachlaufphase nicht verfüllt werden, sodass die Möglichkeit besteht, sie weiter zu nutzen. Zur Gesamthematik des möglichen Aufsteigens von Frack-Fluid wird ExxonMobil noch einmal Prof. Dr. Rainer Helmig um Mitarbeit bitten. Dies ist eine Schlussfolgerung der vorangegangenen Diskussion. Es wird als hilfreich erachtet, dass Rainer Helmig erneut und ggf. in guter visualisierter Form darstellt, wie gering die Wahrscheinlichkeiten eines Aufstiegs von Fluid sind, zumal ja Regionen mit Störungszonen (Heilquellenschutzgebiete) für die unkonventionelle Gasförderung nicht infrage kommen.

Untersuchung des Einflusses eines Frack Fluids auf verfestigte Tiefbohrzemente

Dr. Holger Nebel, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen
www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/7_Nebel_RWTH_Zementstabilitaet.pdf

Bei der hier vorgestellten Arbeit handelt es sich um ein Forschungsprojekt im Rahmen einer Masterarbeit an der RWTH Aachen University. Ziel ist es, die Dauerhaftigkeit der verwendeten Tiefbohrzemente zu analysieren.

Es wurde eine reale Schiefergasbohrung in Norddeutschland als Vorbild genommen. Dazu wurden folgende Grundannahmen getroffen:

- Maximaltiefe: 1.300 m
- Druck beim Fracking bis 130 bar
- Temperatur bis 50 °C
- mögliche Reaktion mit geogenem Wasser und Frack-Fluid

Bei den Untersuchungen wird auf Stützmittel verzichtet, da diese (v.a. Sande) im Spektrum der Analysen hinderlich sind. Es werden mechanische und chemisch-mineralogische Prüfungen durchgeführt.

Im Untersuchungszeitraum wurden an den Zementen Salzablagerungen festgestellt, da die geogenen Wässer Magnesium und Chlorid enthalten. Daraus ergab sich die Frage, ob trotz dieser chemischen Belastung ein Schutz der Zemente gewährleistet ist. Die Druckfestigkeiten steigen mit zunehmendem Alter des Zements. Im Projekt werden gegenwärtig noch 5 Tiefbohrungen mit Blick auf den Einfluss des Frack Fluids untersucht.

Marktplatzdiskussion Zementstabilität

Moderation: Ruth Hammerbacher

→ *Beiträge der Marktplatzbesucher*

○ *Beiträge von Frank Rüdiger Schilling (Peer Review), Holger Nebel (Institut für Bauforschung RWTH Aachen, Materialprüfung im Auftrag für ExxonMobil) sowie der Vertreter von ExxonMobil*

Eingangsstatement Prof. Dr. Frank Rüdiger Schilling: Die vorgestellte Untersuchung der RWTH behandelt die Frage: Was geschieht mit dem Bohrzement, wenn er in Kontakt mit der Frack-Flüssigkeit gerät?

Beeinflusst die Frack-Flüssigkeit die Stabilität oder Integrität des Zementes negativ? Die Arbeit ist stringent konzipiert und konsequent durchgeführt. Sie kommt bei den bisher durchgeführten Arbeiten an dem konkreten Untersuchungsobjekt zum Ergebnis: der Zement wird nicht negativ durch Frack-Fluide beeinflusst.

→ Inwiefern ist auch die langfristige Beständigkeit des Bohrzementes gewährleistet?

○ Der untersuchte Zeitraum ist begrenzt. Störungen und Schäden im Zement können ggf. auch nach kürzeren Zeiträumen (z. B. 56 Tage) zumindest in Ansätzen und nach gründlicher Untersuchung des Zements erkannt werden. Es müssen aber weitere, langfristige Daten gesammelt werden, um gesicherte Aussagen treffen zu können.

○ In der Praxis der Erdgasindustrie lässt sich erkennen, dass Bohrungen bis zu 50 Jahren in Betrieb sind, ohne dass es zu relevanten Auswirkungen auf die Zementstabilität gekommen wäre.

→ Sind neben den Stützmitteln und Chemikalien noch weitere Stoffe auf ihre Auswirkungen auf die Haltbarkeit des Zementes untersucht worden? Wie reagiert etwa das geförderte Gas mit dem Zement?

○ Die Bohrungen sind gasbeständig. Ansonsten würde ein Druckverlust erkennbar sein. Negative Auswirkungen des geförderten Gases auf den Zement sind nicht bekannt. Zement ist eine alkalische Zusammensetzung, daher sind Stoffe ausschlaggebend, welche in Wasser gelöst und sauer sind. Erdgas ist beides nicht, daher muss nicht mit einer negativen Auswirkung auf den Zement gerechnet werden.

→ Inwieweit ist die Zementierung bis in tiefe Bohrtiefen vollständig? Wie wird mit in der Praxis auftretenden Lücken in der Zementierung umgegangen? Erfahrungen aus den USA zeigen, dass der hohe Druck der Bohrungen bei ca. 40% der Bohrungen nach 8 Jahren zu Undichtigkeiten am Stahlrohr und Zement führt.

○ Das Problem der Rissbrüche und Undichtigkeiten aufgrund der mechanischen und thermischen Belastung wurde in der Risikostudie kritisch thematisiert. Um dies abzuschätzen wird in der Praxis regelmäßig der Ringraumdruck gemessen. Diese Messungen sind sehr genau, da auch schon kleine Undichtigkeiten oder auch nur Veränderungen der Temperatur zu deutlichen Auswirkungen auf den gemessenen Druck führen, ohne dass es zu einem Austritt von Frackflüssigkeit kommen muss oder gekommen ist. Durch dieses Frühwarnsystem kann man bereits bei geringen Undichtigkeiten rechtzeitig reagieren. Sollten größere Undichtigkeiten auftreten, können die Bohrungen saniert oder verschlossen werden (Abandonment).

→ Gibt es Aussagen zur Klimabilanz von Fracking?

○ Die Klimabilanz wird im Rahmen des nächsten Statusberichts behandelt.

→ Inwiefern wird auf die Erdbebengefahr eingegangen?

○ Die Erdbebengefahr ist im Rahmen des InfoDialogs mehrfach behandelt worden. Dieses Thema ist heute personell auf der Expertenseite nicht besetzt.

→ Wie wird mit stillgelegten Bohrungen verfahren? Werden diese ebenfalls überwacht?

○ Aktive Bohrungen werden ständig und umfassend kontrolliert. Stillgelegte Bohrungen werden nach den Auflagen des Bergbauamtes versiegelt, verfüllt und zementiert, sodass hier keine weitere Überwachung notwendig ist.

→ Die Zusammensetzung der Frack-Fluide und des Zementes unterscheidet sich je nach Bohrung. Wie übertragbar sind die Ergebnisse der Studie?

○ Streng wissenschaftlich gelten die Ergebnisse nur für das untersuchte Fluid und den untersuchten Zement.

○ Die Unterschiede im Mischverhältnis der chemischen Bestandteile sind minimal, die chemische Aktivität ändert sich daher nur marginal. Hinzu kommt, dass die Entwicklung zu einem immer geringeren Einsatz von Chemikalien in der Frack-Flüssigkeit geht.

→ Reicht die angenommene Bohrtiefe von 1.300 Metern? Schiefergas kommt auch bis zu einer Tiefe von 3.000 Metern vor.

- Eine größere Bohrtiefe würde in der Regel durch die höheren Temperaturen zu einer schnelleren chemischen Reaktion führen. Die Zwischenergebnisse der Studie zeigen bisher, dass das untersuchte Frack-Fluid keine negativen Auswirkungen auf die untersuchten Zementstabilitäten hat.
- ExxonMobil zieht zurzeit keine Bohrungen mit einer Tiefe von über 1.300 Metern in Betracht.

Risikoanalyse für Bohrung, Fracking, Gasförderung, Stilllegung

Dr. Walter Heinz, ERM GmbH

www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/8_Kustosz_ERM_Anlagensicherheit.pdf

Walter Heinz ist im Büro der ERM GmbH Deutschland als Geologe und Experte für unkonventionelle Gasbohrungen tätig. Die Fertigstellung der von ExxonMobil beauftragten Studie ist für November 2013 vorgesehen. Die Gesamtaufgabenstellung des Projekts umfasst eine Sicherheitsanalyse für Bohrungen in unkonventionellen Erdgaslagerstätten mit Blick auf Anlagen und Verfahren am Bohrplatz und damit zusammenhängenden Prozessen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann ein erster Zwischenbericht gegeben werden.

ERM entwickelt eine Risikoanalyse (Quantified Risk Assessment – QRA) und erprobt das Instrumentarium mit konkreten Daten einer Bohrstelle über alle Projektphasen. Methodisch betrachtet die QRA bestimmte Szenarien, deren Häufigkeit und mögliche Umwelt- und Sicherheitsauswirkungen. Daraus werden eine Risikoanalyse und eine Risikobewertung abgeleitet. Ziel ist es, Risiken „greifbar“ und vergleichbar zu machen.

Walter Heinz stellt erste Arbeitsschritte anhand von vier denkbaren Szenarien eines Tankerunfalls mit Diesel auf einer Fahrtroute der Autobahn A 1 zur Bohrstelle Böttersen Z11 dar. Die Risikoanalyse wird anhand des „Bow-Tie“-Verfahrens durchgeführt und aufgeteilt in die Bereiche Ursache, Verhinderungsmaßnahmen, Begrenzungsmaßnahmen und mögliche Auswirkungen.

ERM strebt folgende Ergebnisse der Studie an:

- genaues Risikoprofil für bestimmte Szenarien im Lebenszyklus einer Bohrstelle,
- Grundlagenüberlegungen zur Einzelfallbewertung, zur Reduzierung der Risiken und zur Planung spezifischer Maßnahmen,
- mögliche Standardverfahren zur Risikoanalyse.

Marktplatzdiskussion Anlagensicherheit/Risikoanalyse

Moderation: Ruth Hammerbacher

➔ *Beiträge der Marktplatzbesucher*

○ *Beiträge von Hans-Joachim Uth (Peer Review), Anja Kustosz und Walter Heinz (Gutachter für ExxonMobil) sowie der Vertreter von ExxonMobil*

Eingangsstatement Dr. Hans-Joachim Uth: Die Idee der Risikoanalyse ist es, Unternehmen oder Vorhaben mit möglichst geringen Risiken für Mensch und Natur zu betreiben. Dafür ist erst einmal festzustellen von welcher Quelle welche Risiken für welche Empfänger (Mensch/Natur) ausgehen. Der Fokus der vorliegenden Betrachtung liegt auf oberirdischen Bohranlagen und diversen Funktionen zur Durchführung, Unterstützung und Nachbereitung von Fracks. Die Studie von ERM wurde nach dem derzeitigen Stand der wissenschaftlichen Methodik durchgeführt und betrachtet einen Ausschnitt dieses Geflechts: den Transport von Diesel mittels Tankwagen. Was die Studie nicht betrachtet, sind die auf dem derzeitigen Stand der Technik einzurichtenden Barrieren, um potentielle Negativ-Entwicklungen zu verhindern, bzw. die möglichen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt zu begrenzen.

➔ Wie werden Umweltbelange eingebracht, die nicht Wasser und Boden betreffen?

○ Der nächste Schritt der Risikoanalyse wird die Einbeziehung weiterer Umweltbelange sein, welche sukzessive und umfassend bearbeitet werden. Dies wird in gleicher Art und Weise wie bei der vorgestellten

Risikoanalyse bzgl. des Dieseltransports geschehen.

→ Das gewählte Beispiel (Unfall eines Dieseltransporters) scheint nicht fracking-typisch zu sein. Gäbe es hierfür nicht ein besseres Beispiel wie etwa den Transport der Frack-Fluide?

○ Das gewählte Beispiel bietet sich aus mehreren Gründen an. Für das Beispiel existieren umfassende Daten, zudem hat Diesel eine hohe Wassergefährdungsklasse (WGK) und somit ein hohes Gefahrenpotential. Außerdem stellt bereits die Risikostudie des Neutralen Expertenkreises fest, dass die Umweltauswirkungen durch Diesel erheblicher sind als die Umweltauswirkungen durch Frack-Fluide. Frack-Fluide etwa werden nur in geringen Mengen transportiert und weisen keine hohe WGK auf. Dies senkt sowohl die Unfallwahrscheinlichkeit als auch das Gefahrenpotential.

○ Die Risiken bei der Verwendung von Frack-Fluiden werden im Fokus einer weiteren Risikoanalyse stehen.

→ Aus den USA ist außerdem die hohe Gefahr durch Blow-Outs bekannt, z. B. nach der "Risikostudie" zwei auf 3.000 Bohrungen in Pennsylvania. Das ist nicht mehr selten, in Anbetracht der hohen Anzahl an Bohrungen, die für eine nennenswerte Produktion hierzulande erforderlich wären.

○ Auch die Gefahr durch Blow-Outs wird zukünftig betrachtet werden. Blow-Outs sind in Deutschland allerdings beim Gasbohren noch nicht aufgetreten.

○ Die Daten aus den USA sind nicht übertragbar, da dort andere geologische Situationen vorliegen und auch andere gesetzliche Sicherheitsbestimmungen bzgl. der Sicherheitstechnik (z. B. obligate Verwendung von Blow-Out-Preventern) gültig sind. Auch im Vergleich zu Blow-Outs stellt der Dieseltransport für Umwelt und Mensch die höhere Gefahr dar, da Blow-Outs räumlich sehr begrenzt sind (Werksgelände).

→ In einem Fall sind nach Bohrungen etwa 2.600 l Diesel im Boden verblieben, obwohl dies vorher durch Exxon-Mobil ausgeschlossen wurde. Dies war im Vorfeld bekannt und geplant. Stimmen diese Aussagen und hätten aufgrund dessen nicht die Genehmigung zum Bohren verweigert werden müssen? Diese wurde auf Basis einer zugesicherten 100%igen Rückholung des Diesels getätigt.

○ Der Verbleib von Diesel im Bohrloch war immer bekannt und wurde durch ExxonMobil im Vorfeld offen kommuniziert. Die Genehmigung war hiervon nicht betroffen. Zudem befindet sich der Treibstoff in einem versiegelten Bereich und ist gegen ein Eintreten in den umliegenden Boden gesichert.

→ Ist der Transport des Lagerstättenwassers eine zu betrachtende Risikoquelle?

○ Ja, dies ist eines von 40-50 Szenarios, welches als nächster Schritt am Beispiel Böttersen Z11 betrachtet wird.

→ Thema einer Risikoanalyse sollte sein, inwiefern sich das Risiko im Vergleich zum Alltagsrisiko verändert.

○ Ziel einer Risikoanalyse ist, Szenarien zusammenzustellen und deren Risiken zu vergleichen, um Maßnahmen zur Risikominimierung zu identifizieren.

→ Eine Risikoanalyse sollte immer standortgebunden und auch Grundlage für eine Standortauswahl für ein Bohrvorhaben sein.

○ Dies wird erst zukünftig so gehandhabt werden können. Grundlage müssen dabei Daten sein, die standortspezifisch sind.

→ Werden die Risiken in der Betrachtung getrennt oder gekoppelt analysiert?

○ Risiken werden immer zusammenhängend betrachtet, da sie sich untereinander beeinflussen.

→ Wie wird in der Risikoanalyse mit dem oft praktizierten Flaring und dem damit einhergehenden Einbringen von Schadstoffen in die Umwelt umgegangen?

○ Bei ExxonMobil existiert kein kontinuierliches Flaring. Ein kurzfristiges Flaring ist jedoch immer noch notwendig. Es wird an Methoden gearbeitet, dies umweltfreundlicher zu gestalten. Für die Ableitung von Gefahrstoffen durch Fackeln müssen gesetzliche Emissionsgrenzwerte eingehalten werden.

Abschlussdiskussion – Rückmeldungen zum Umsetzungsstand

Zunächst geben die als Peer Reviewer anwesenden Wissenschaftler Ihre Rückmeldung.

Dietrich Borchardt: Die Empfehlungen des Expertengremiums werden erkennbar aufgegriffen und bearbeitet. Dies ist positiv zu beurteilen. Die Qualität der vorgestellten Arbeiten und Konzepte ist ebenfalls positiv. Die „Hausaufgaben“ sind damit begonnen, aber noch nicht erledigt. Es zeigt sich nach der heutigen Konferenz mehr denn je, dass Demonstrationsvorhaben erforderlich sind, um weitere echte Praxiskenntnisse zu erwerben. Nur so können zukünftige politische oder behördliche Entscheidungen auf die notwendigen technisch-wissenschaftlichen Grundlagen gestellt werden.

Martin Sauter: Die Einschätzungen von Dietrich Borchardt werden geteilt. Im Übrigen sollten bei den weiteren Arbeiten auch die Kohleflözgaslagerstätten berücksichtigt werden.

Frank Rüdiger Schilling: Risikostudie und der eingeleitete Umsetzungsprozess haben zum Thema Fracking viele Fragen aufgeworfen, die gegenwärtig in Bearbeitung sind. Durch den Prozess gibt es eine erfreuliche Weiterentwicklung der Technologie – insbesondere bei den Frack-Fluiden.

Ulrich Ewers: Die Empfehlungen des Neutralen Expertenkreises wurden zeitnah aufgegriffen. Besonders erfreulich ist aktuell die Entwicklung deutlich schonenderer Frack-Fluide.

Hans-Joachim Uth: Die hohe Teilnehmerzahl dieser Veranstaltung und die Qualität der Diskussionen zu den Statusberichten zeigen, dass interessierte Fachvertreter und Laien sich intensiv in ein komplexes Thema einarbeiten und wertvolle Beiträge zur Lösung erarbeiten können. Dies ist auch ein Erfolg des durchgeführten Dialogprozesses. Dagegen erscheint die derzeitige breite öffentliche Debatte eher holzschnittartig und nicht immer zielführend.

Wilfried Schneider: Der Vorteil des laufenden Prozesses liegt in der Debatte sehr unterschiedlicher Fachthemen. Dies ermöglicht allen Beteiligten einen sehr guten „Blick über den Tellerrand“.

Aus dem Kreis der Konferenzteilnehmenden werden die folgenden Rückmeldungen gegeben.

- ➔ Die Fortentwicklung der Frack-Fluide hin zu deutlich geringerer Umwelt- und Wassergefährdung wird positiv mitgenommen.
- ➔ Bei den Fluiden gibt es Fortschritte, die anzuerkennen sind. Es sind dennoch weiter zahlreiche Fragen offen. Es stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, die Risiken des Frackings immer tiefer zu analysieren, oder ob es nicht besser ist, dem Sachverständigenrat für Umweltfragen zu folgen und festzustellen, dass Fracking nicht benötigt wird. Es besteht vor allem Sorge vor dem großtechnischen Einsatz des Verfahrens.
- ➔ Es erscheint wichtig, tatsächlich nach Schiefergas zu bohren, um sagen zu können, ob sich die Exploration wirklich lohnt.
- ➔ Die große Informationsdichte des InfoDialogs und des Umsetzungsprozesses sind positiv zu bewerten. ExxonMobil sollte in nächster Zeit auch Kohleflözgaslagerstätten mit in den Fokus rücken.
- ➔ ExxonMobil führt hier einen Prozess durch, der dazu führen soll, Standards und Normen zu setzen. Das ist aner kennenswert.

Ausblick durch ExxonMobil

Norbert Stahlhut, ExxonMobil Production Deutschland GmbH

Der Statusbericht hat gezeigt, dass der Umsetzungsprozess der Risikostudie in Gang ist. Einzelne Themen wie zum Beispiel Wassermanagement/Disposal erfordern wegen komplizierter Versuchsreihen einen längeren Zeitraum. Hier rechnet ExxonMobil Ende 2014 mit Ergebnissen, beim Thema diffuses Methan im Jahr 2015.

ExxonMobil sieht sich immer wieder mit der Frage konfrontiert, ob die Frack-Fluide aufsteigen oder gar an die Oberfläche gelangen könnten. Das Unternehmen hat deshalb das Mitglied des Neutralen Expertenkreises Prof. Dr. Rainer Helmig um eine erneute Klarstellung und Visualisierung seiner Einschätzungen gebeten.

Ziel des Unternehmens ist es, die Erkundungsbohrungen in Form von wissenschaftlich begleiteten Pilotprojekten fortzusetzen.

Norbert Stahlhut bedankt sich bei allen Teilnehmenden für die Diskussion.