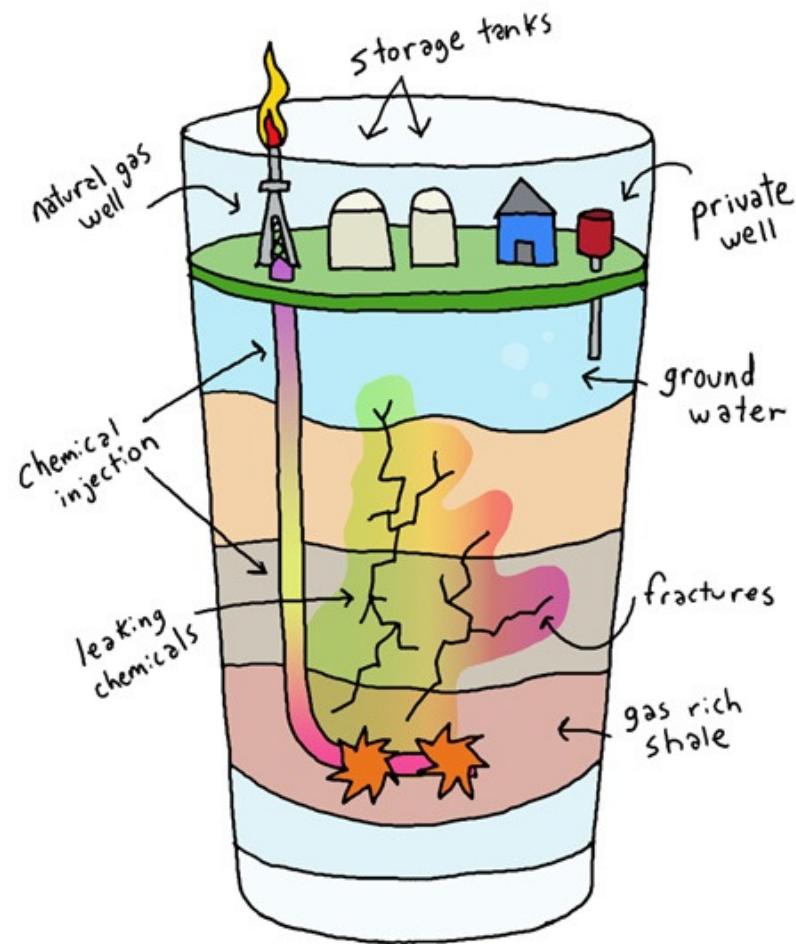


2. Fachgespräch Umweltverträglichkeits- studie für Fracking

Hannover, 10.10.2013

Kommentierte Fassung



Aktionsbündnis

No Moor Fracking

Die Initiative für gesundes Wasser und gesunden Menschenverstand
in der Diepholzer Moorniederung

Fachgespräch Fracking



- ⇒ Zielsetzung?
- ⇒ Begrifflichkeit?
- ⇒ Vortrag WEG
- ⇒ UVP
- ⇒ Problemfall LBEG
- ⇒ Aktuelles

Aktuelles



Fracking: Umweltverträglichkeitsprüfung vor jedem neuen Projekt

PLENARTAGUNG Pressemitteilung - Umwelt - 09-10-2013 - 14:46



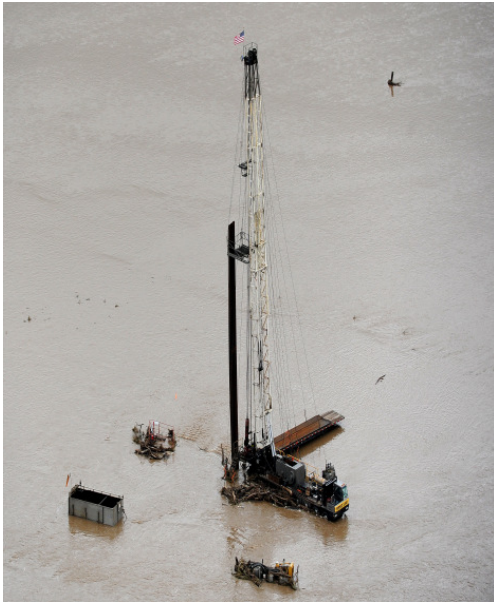
©Belga/AFP/G.Fuller

Das Europäische Parlament hat am heutigen Mittwoch vorgeschlagen, dass vor jedem Fracking-Projekt zwangsläufig eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden muss. Dies soll explizit in die neue Umweltverträglichkeitsprüfungs-Richtlinie aufgenommen werden. Die Europa-Abgeordneten schlagen zudem Maßnahmen vor, um Interessenskonflikte auszuschließen; die Öffentlichkeit soll umfassend informiert werden und über den Ablauf der Projekte auf den Laufenden gehalten werden.

Aktuelles



Colorado, September 2013
Vierstellige Anzahl
Förderplätze überflutet



NOAA-Methodik:
Messflüge zur Methanmessung lee- und luvseitig von Gasfeldern.
Erfassung der Luftströmung mittels Dopplerradar.
Konzentrationsanstieg x Luftaustausch = Methanfreisetzung

Aktuelles



UT Austin-Methodik:
Industrie fragen, an welchen Bohrplätzen gemessen werden darf.
Zeitpunkte der Messungen im Vorfeld ankündigen
Einzelne, als relevant erachtete Teiltätigkeiten separat messen.

Ausgewählte Vorzeigeborungen zu messen ist so repräsentativ wie
Gesundheitsumfragen im Wartezimmer eines Arztes zu machen...

WED AUG 07, 2013 AT 06:44 PM PDT

NOAA Investigation Finds Massive Methane Emissions from Utah Fracking: 6% to 12% Lost to Atmosphere

by FishOutofWater for

Tweet  Email

Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States

The
NO
hy
sh

THE UNIVERSITY OF
TEXAS
— AT AUSTIN —

COLLEGES & SCHOOLS | DIRECTORY | OFFICES | MAPS | CALENDARS | LIBRARIES | MOBILE | UT DIRECT

ABOUT UT

ACADEMICS

ATHLETICS

CAMPUS LIFE

COMMUNITY ENGAGEMENT

RESEARCH

Shell Partners with UT Austin to Pursue New Solutions to Unlock Gas Resources

Sept. 13, 2011

AUSTIN, Texas — Shell and The University of Texas at Austin today signed a **five-year agreement to invest \$7.5 million** to address short- and long-term challenges facing the growing worldwide unconventional oil and gas industry.

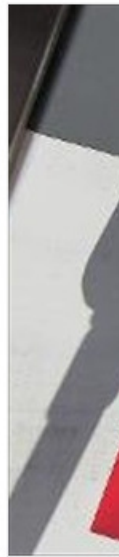
"This agreement marks an important milestone in Shell's commitment to continually research and develop innovative technology that will help to meet global demands by bringing more energy resources to market," said Marvin Odum, president of Shell Oil Co. "We chose to collaborate with UT because it brings together an extraordinary amount of talent from both organizations that will push the technological envelope in the field of developing even the most challenging hydrocarbons safely and responsibly."

Aktuelles



Chevron abandons bid to explore for Lithuanian shale gas

By Agence France-Presse
Tuesday, October 8, 2013 17:05 EDT



Exclusive: Chesapeake drops energy leases in fracking-shy New York

Tue, Aug 6 2013

By Edward McAllister

NEW YORK (Reuters) — Chesapeake Energy has given up a two-year lease for thousands of acres of shale gas in New York state, landowners told Reuters.

Landowners in Broome County had leased acreage to Chesapeake in the past decade, had battled the company in court to prevent it from drilling, and were agreed to long-term leases under their own terms. But Chesapeake is now giving up the leases, according to Reuters.

But Chesapeake is not the only company to give up the leases, according to Reuters. Levene Gouldin & Thompson, another driller at a high price, has also given up leases in Lithuania due to new regulations.

Topics: Lithuania

U.S. oil and gas in Lithuania due to new regulations.

Shell CEO talks about disappointment in shale three months before stepping down

07 Oct 13 | Author [Saleha Riaz](#) | [Headline news](#) | [North America](#)

Empfehlen < 69 [Tweet](#)

EMAIL

The Financial Times [spoke to](#) Shell CEO Peter Voser, three months before he will be giving up this position, who said that he regretted the 'huge bet' – at least USD 24 billion – the company made on US shale.

According to Voser: *"Unconventionals did not exactly play out as planned... We expected higher flow rates and therefore more scalability for a company like Shell."*

He also said that the company's Upstream Americas business was suffering due to a "strategic decision to slow down" on shale when faced with low gas prices. *"Therefore you are hit with more than \$3bn of depreciation whilst you don't have the revenues against it,"* he said.



<http://www.rawstory.com/rs/2013/10/08/chevron-abandons-bid-to-explore-for-lithuanian-shale-gas/>

<http://www.reuters.com/article/2013/08/06/us-chesapeake-newyork-idUSBRE97517V20130806>

<http://www.shaleenergyinsider.com/2013/10/07/shell-ceo-talks-about-disappointment-in-shale-three-months-before-stepping-down/>

Aktuelles



Former Mobil VP Warns of Fracking and Climate Change

Friday, 19 July 2013 00:00

By [Ellen Cantarow](#), [Truthout](#) | [Interview](#)



A farmer walks through a field near oil rigs in Shafter, CA (New York Times)

Few people can explain gas and oil drilling with as much expertise as George Mitchell. Before he retired in 2000, he ran the company's exploration and production in the United States, Japan, and managed its worldwide supply, trading and transportation. He oversaw Mobil's side of its merger with Exxon, creating

Father Of The Fracking Boom Dies - George Mitchell Urged Greater Regulation Of Drilling

George Phydias Mitchell died Friday, aged 94. The billionaire oilman will be most remembered as a trailblazing wildcatter who set in motion the technological breakthroughs that have led to America's current oil and gas boom.

But just because he touched off the "fracking" revolution doesn't mean Mitchell was a knee-jerk apostle of the practice. In perhaps his last interview in July 2012, he spoke to me about how he was in favor of more regulation of fracking. "The administration is trying to **tighten up controls,**" he told me. "I think **it's a good idea. They should have very strict controls.** The Department of [Energy](#) should do it."



George Mitchell in the late 1970s. (File photo)

Aktuelles



Wintershall Ready to Search for German Shale



World Oil News Center

Wintershall CEO urges Germany to debate shale gas production

BY JAN HROMADKO

MUNICH -- Germany should thoroughly debate whether it can afford an outright ban on the production of shale gas, the chief executive officer of the country's largest oil and gas producer said Wednesday.

"The production of shale gas could be a great opportunity for Germany," said Rainer Seele, CEO of Wintershall, a unit of BASF SE.

However, shale gas production is controversial because of hydraulic fracturing, a **technology** also used for unconventional natural gas deposits that involves pumping huge volumes of water into fracture rock formations and release the gas.

Mr. Seele conceded that shale gas production in Germany is unlikely to turn the domestic energy market upside down, contrasting developments in the past few years in the U.S., where shale gas production triggered a massive slide in gas prices and is set to make the country the world's largest gas producer.

1. Fachgespräch:
Wintershall muss auf Minister Wenzels Frage nach Aktivitäten zur unkonventionellen Förderung an ihre Shale-Konzessionen in NRW erst erinnern werden...

A year on the rise: Wintershall's C

German supplier and explorer Wi
unconventional gases could play

In a statement heralding its growth
need for domestic sourcing of gas
government legislation on shale t

<http://www.naturalgaseurope.com/wintershall-ready-for-german-shale>

http://www.worldoil.com/Wintershall_CEO_urges_Germany_to_debate_shale_gas_production.html

Aktuelles



Don't believe the European shale-gas hype

31 March 2011

Wintershall urges caution on unconventional gas

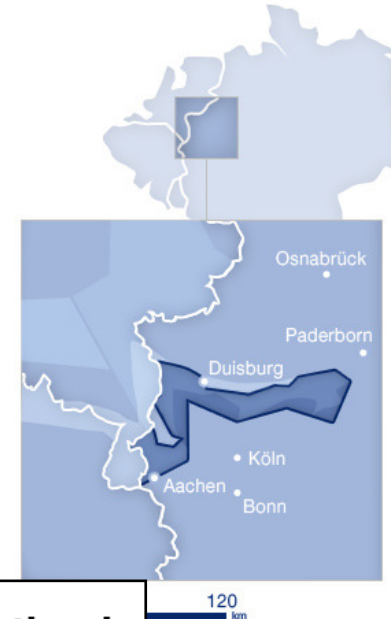
EUROPE must be "realistic" about the prospects for developing shale gas, Wintershall has warned, saying the continent faces significant obstacles before it can replicate the success of the US industry.

Joachim Pünnel, vice-president of Wintershall Germany, downplayed the potential for the unconventional fuel source's development, saying shale-gas exploration in Europe is "very new". "In the US there's a big hype. In Europe, every number you hear about potential resources they're based on data from the US. There are only assumptions of what might be there," he said.

Pünnel cited water supply and environmental concerns as the main hurdles to shale-gas development in Germany and the rest of Europe. "In Germany, it will have to be different from the US," he said. "But first we have to find out what the real resources are. Wintershall won't have any real shale development until at least 2020."

Wintershall has natural gas concessions in the Rehden area, in northern Germany, and is in the very early stages of assessing the region's shale-gas resource potential. Pünnel said the firm

ound 200 metres during a ...



Falsch vom Journalisten
wiedergegeben?!
Oder nun auch Shale-Aktivität der
Wintershall in Niedersachsen?!

GDF Suez Considering Shale Exploration in Europe Amid French Ban

By Tara Patel - 2013-08-29T22:07:51Z

GDF Suez SA (GSZ), owner of Europe's biggest natural gas network, is considering exploring for shale oil and gas in Germany, Poland, the U.K. and in Latin America.

"We are already doing a little in Germany," Chief Executive Officer Gerard Mestrallet told a business conference outside Paris yesterday. He also added Brazil and Chile to the list.

"For the moment, we are evaluating and analyzing," he said later in an interview. "We will then decide."

GDF Suez's move into shale exploration would come amid a continued ban in its home

1. Fachgespräch:
GdF suggerierte keine
Ambitionen im Shiefergas-
Bereich zu haben.

<http://www.petroleum-economist.com/Article/2800691/Dont-believe-the-European-shale-gas-hype.html>

<http://www.bloomberg.com/news/2013-08-29/gdf-suez-considers-shale-exploration-in-europe-amid-french-ban.html>

Grafik: Wintershall, <http://www.heimische-foerderung.de/schiefergas-in-nrw/>

(un)konventionell



Übersicht nicht-konventionelle Vorkommen

Bei Energierohstoffen ist eine Unterscheidung nach konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen üblich. Man spricht von einem konventionellen Vorkommen, wenn klassische Methoden zur Erschließung und Förderung angewendet werden. Entsprechend dieser Definition sind nicht-konventionelle Vorkommen mit alternativen Techniken zu erschließen.

	Erdöl	Erdgas	Kohle	Kernbrennstoffe
konventionell	Leichtöl	Freies Erdgas	Hartkohle	Uran in Erzlagerstätten
	Schweröl	Erdölgas	Weichbraunkohle	Thorium
	Kondensat			
nicht-konventionell	Schwerstöl	Tight gas		Phosphate
	Bitumen (Ölsand)	Schiefergas		Granite
	Schieferöl (Ölschiefer)	Kohleflözgas		Meerwasser
		Aquifergas		
	Gashydrat			

Klassifizierung fossiler Energieträger Quelle: BGR

Erdöl kann weiterhin anhand seiner Dichte und Viskosität klassifiziert werden. Zum nicht-konventionellen Erdöl gehört Schweröl, das aufgrund seiner hohen Viskosität meist als gebundenes Erdöl in Ölsanden und Ölschiefern vorliegt. Eine Unterscheidung der Art des Vorkommens kann ebenfalls gemacht werden. So können Vorkommen unterhalb gewisser Wassertiefen (z.B. in Tiefen > 500m) oder in bestimmten Regionen (z.B. Arktis) als nicht-konventionell bezeichnet werden.

Bei Erdgas aus einer nicht-konventionellen Lagerstätte strömt das Gas nicht ohne weiteren technischen Aufwand in die Förderbohrung, weil es entweder nicht als freie Gasphase im Gestein vorhanden ist oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen Vorkommen zählen Erdgas in dichten Gesteinen (Tight Gas, Shale Gas), Flözgas (Coalbed Methan – CBM), Aquifergas und Gashydrat.



(un)konventionell



ExxonMobil

Herausforderung Energie: Packen wir's an!

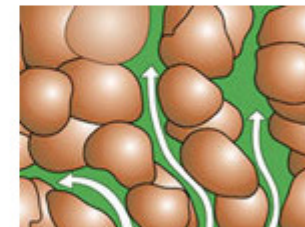
Lagerstätten

Rund 95% des in Deutschland produzierten Erdgases stammen aus Niedersachsen. Bisher nicht erschlossene weitere Vorkommen werden in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen vermutet.

Man unterscheidet bei Erdgaslagerstätten zwischen konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten. Bei konventionellen Vorkommen ist das Erdgas in gut durchlässigen Gesteinen enthalten. **Im Gegensatz hierzu** müssen bei der Förderung von Erdgas aus **Tight Gas** oder Schiefergaslagerstätten **erst künstlich Fließwege geschaffen werden**. Dies geschieht **durch das Hydraulic Fracturing** Verfahren. Auch bei Erdgas aus Kohleflözgaslagerstätten kann es erforderlich sein, das Hydraulic Fracturing Verfahren anzuwenden.

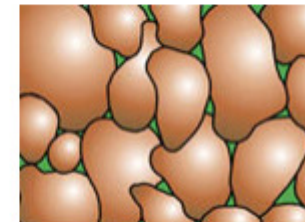
Konventionelle Lagerstätten

- Gute Durchlässigkeit zwischen den Porenräumen
- Wasser kann von außen eindringen
- Erdgas kann durch den Lagerstättendruck von allein zum Bohrloch fließen



Unkonventionelle Lagerstätten

- Porenräume sehr klein (< 20% von konventionellen Lagerstätten)
- Geringe bis keine Durchlässigkeit (1/1000 von konventionellen Lagerstätten oder kleiner)
- Wasser kann nicht eindringen, bleibt auf der Oberfläche stehen
- Erdgas kann nicht von allein zum Bohrloch fließen
- Kommt vor als **Tight Gas**, Schiefergas (shale gas) oder Kohleflözgas (coal bed methane - CBM)



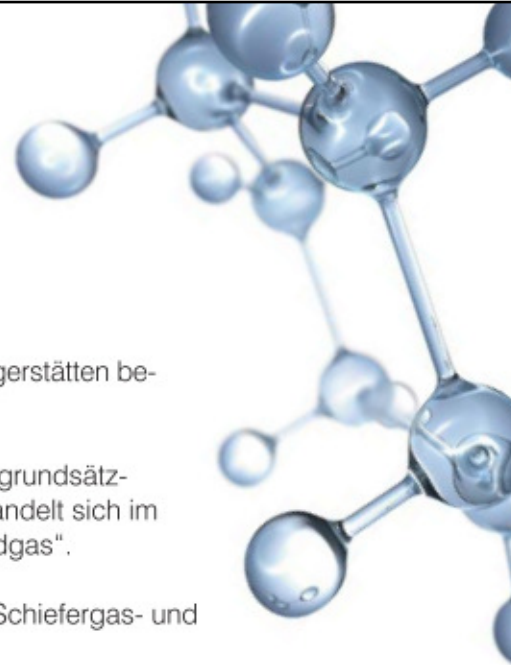
(un)konventionell



Erdgas aus **unkonventionellen Lagerstätten**

10 Fakten

1. Sowohl bei konventionellen als auch bei unkonventionellen Lagerstätten befindet sich das Erdgas in Gesteinsporen.
2. Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten entscheidet sich grundsätzlich nicht von Erdgas aus konventionellen Lagerstätten: Es handelt sich im Wesentlichen um Methan. Es gibt kein „unkonventionelles Erdgas“.
3. **Zu unkonventionellen Erdgaslagerstätten zählen Tight Gas-, Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten.**
4. Aus **Tight Gas-Lagerstätten** wird seit vielen Jahren auch in Deutschland Erdgas gefördert – im Wesentlichen im Raum Söhlingen und Süddoldenburg.
5. Neu in Deutschland ist die Erkundung von Erdgas aus sog. Muttergestein (Schiefergas- und Kohleflözgaslagerstätten).
6. Deutschland verfügt über große Schiefergas- und Kohleflözgasvorkommen. Ob eine Förderung technisch und wirtschaftlich möglich ist, muss sich noch erweisen. Hierzu dienen die mit großem Investitionsaufwand getätigten Erkundungsmaßnahmen.
7. **Bei Tight Gas** und Schiefergaslagerstätten ist es **erforderlich, das Hydraulic Fracturing** Verfahren **einzusetzen**, um dem Gas künstliche Fließwege zu verschaffen.



(un)konventionell



Wir fördern Zukunft.

Home /

Neue Wege zur Versorgungssicherheit?

Interview mit Prof. Dr. Bernhard Cramer, Leiter des Fachbereichs "Wirtschaftsgeologie der Energierohstoffe", Deutsche Rohstoffagentur in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.



Prof. Dr. Bernhard Cramer

Gegenwärtig gibt es zahlreiche Medienberichte über die Suche nach unkonventionellem Gas. Brauchen wir unkonventionelles Gas?

Erdgas ist der fossile Energierohstoff mit dem höchsten Energieinhalt pro Einheit CO₂. Daher wird Erdgas auch auf dem Weg in eine Energiezukunft mit wachsenden Anteilen regenerativer Energie eine wichtige Rolle zugesprochen. In Deutschland deckt die Eigenproduktion von konventionellem Erdgas etwa 15 Prozent des Verbrauchs. Hier könnten heimisches Schiefergas und Kohleflözgas einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Was ist unkonventionelles Gas?

Konventionelle Vorkommen enthalten Erdgas in gut durchlässigen Gesteinen. Dieses Gas kann erbohrt werden und strömt dann ohne weiteren technischen Aufwand zum Bohrloch. Bei den unkonventionellen Vorkommen ist das Erdgas im Untergrund gebunden; es ist entweder gelöst in Wasser, gebunden an Feststoffen oder befindet sich in gering durchlässigen Gesteinen. Daher muss Erdgas **in unkonventionellen Vorkommen erst durch technische Maßnahmen**

mobilisiert werden.

Ist die Suche nach Erdgas in unkonventionellen Lagerstätten etwas Neues?

Nein. Insbesondere in China, Australien, Kanada und den USA werden seit vielen Jahren große Mengen an Kohleflözgas produziert. Seit etwa 10 Jahren entwickelt sich in den USA zudem die Produktion von Schiefergas mit rasanter Geschwindigkeit. **Auch in Deutschland wird seit Mitte der 1990er Jahre Tight Gas gefördert.**

(un)konventionell



Unconventional Gas (UG) refers to natural gas from unconventional sources such as shale deposits, coal seams, tight sandstones, methane hydrates and underground coal gasification. Natural gas consists primarily of methane with other hydrocarbons, carbon dioxide, nitrogen and hydrogen sulfide.

Shale gas is found in the fractures and pore spaces of natural shale. Shale has low permeability and must be hydraulically fractured to release the gas. Approximately 7.7 - 38 megalitres (2-10 million gallons) of water mixed with various chemical and physical additives is needed to complete each fracturing of a horizontal well.³

Tight gas is trapped in hard impermeable rock underground (eg sandstone, limestone). Tight gas wells need to be fracked to achieve gas flow. This is often followed by acidation, which involves pumping acids into the well to dissolve the limestone and the calcite cement between the sediment grains of the reservoir rocks. This process re-establishes the natural fissures that were present in the formation before compaction and cementation occurred.



(un)konventionell



www.gd.nrw.de

Geologischer Dienst NRW



Bei den unkonventionellen Lagerstätten besitzt das Gestein nur eine geringe Durchlässigkeit, so dass das Gas nicht frei wandern kann. Der Gasinhalt ist nur mit großem technischem Aufwand gewinnbar, da die entsprechenden Wegsamkeiten (Permeabilitäten) künstlich geschaffen werden müssen (FELL & PAPP, 2010).

In Festgesteinen erfolgt die **Abgrenzung** zwischen unkonventionellen und konventionellen Erdgaslagerstätten **anhand der Durchlässigkeit** (Permeabilität) eines Gesteins für Flüssigkeiten und Gase, die in Darcy (D) bzw. Milidarcy (mD) gemessen wird.

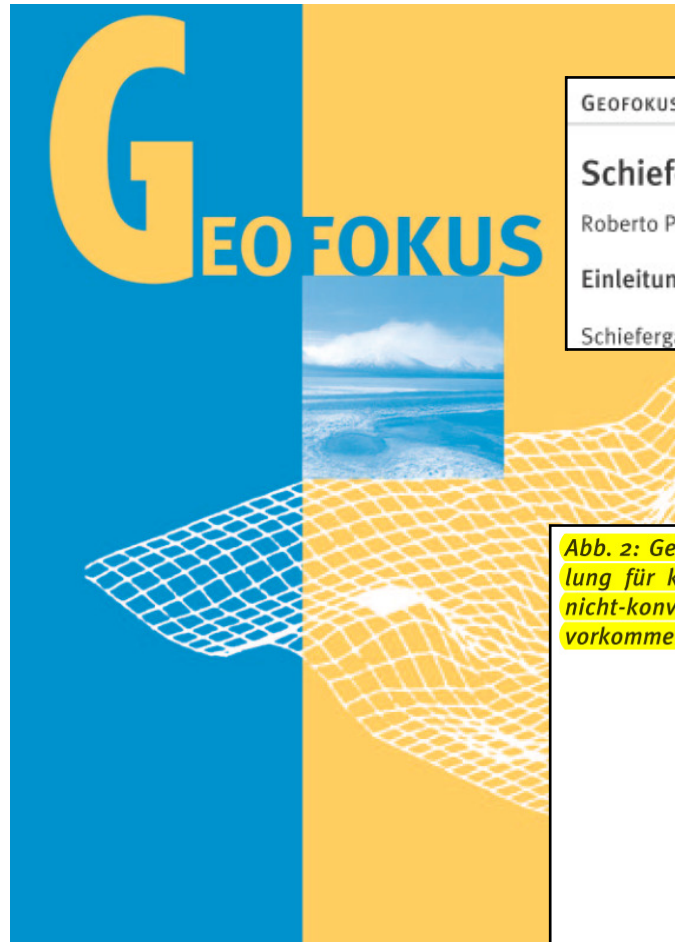
International wird die obere Grenze der Durchlässigkeit für unkonventionelle Erdgaslagerstätten bei 0,1 (mD) gezogen. In Deutschland dagegen wird der Wert 0,6 mD benutzt.

Zu den **unkonventionellen Vorkommen** zählen:

- „**Shale Gas**“: in Tonsteinen enthaltenes Methan
- „**Flözgas**“ (CBM = Coal Bed Methane): Methan in Kohlenflözen
- „**Tight Gas**“: Erdgas in besonders undurchlässigen Gesteinen

Wenn Tight Gas $>0,1$ mD inzwischen altbackener Standard ist, kann man konsequenter Weise ja die 75% Rabatt auf die Förderabgabe steichen...

(un)konventionell



GEOFOKUS

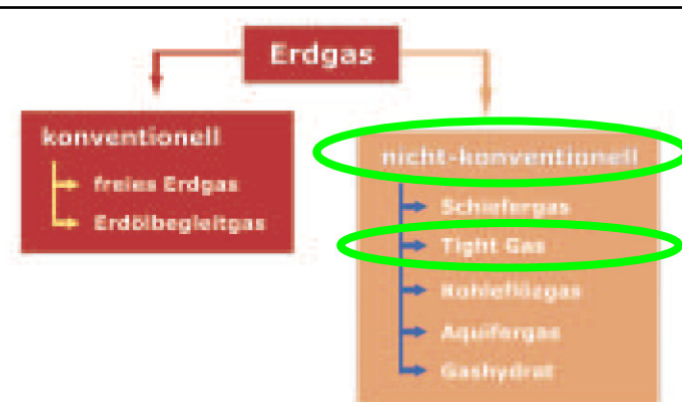
Schiefergas – Potenzial in Deutschland

Roberto Pierau, Stefan Ladage, Dieter Franke, Harald Andruleit, Ulf Rogalla*

Einleitung

Schiefergas (engl. Shale Gas) wird weltweit als Erdöl erst in einem Vorstadium als Kerogen vor. Beim nicht-konventionellen Erdgas ist die Definition klarer und bezieht sich auf den Typ des Vor-

Abb. 2: Gebräuchliche Einteilung für konventionelle und nicht-konventionelle Erdgasvorkommen



(un)konventionell



Erdgas

Konventionelles Gas

Große, gut verbundene Poren

Tight Gas

Kleine, schlecht verbundene Poren

Schiefergas

Extrem kleine, fast nicht verbundene Poren

etc...

Unkonventionelles Erdgas:

- Sehr geringe Durchlässigkeiten
- Erhöhter technischer Aufwand bei der Gewinnung, z.B. hydraulic fracturing

(un)konventionell



Unkonventionelle Ressourcen

Eine wichtige zukünftige Gasressource sind sogenannte unkonventionelle Gasvorkommen. Dazu werden das kohlenbürtige Methan (CBM: Coal Bed Methane), Gas aus dichten Sandsteinspeichern (Tight Gas), „Shale Gas“ (Gas in dichten Tongesteinen) und Gashydrate gezählt.

Umweltauswirkungen bei der Erkundung und Produktion von Shale Gas widmet. Diese Kollaboration zwischen dem GFZ, dem Gas Technology Institute (GTI) und dem Environmentally Friendly Drilling program (EFD) Europe erarbeitet Projekte zu nachhaltiger Betriebspraxis bei der Shale Gas-Produktion und entwickelt umweltfreundliche, technologische Lösungen und verbesserte Sicherheitsstandards.

Geo-Energie: Konventionelle und unkonventionelle fossile Ressourcen

Brian Horsfield, Rolando di Primio, Hans-Martin Schulz
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

(un)konventionell



EuropaUnkonventionellesErdgas.de

Das Informationsportal über unkonventionelles Erdgas in Europa

/ Home / Unkonventionelles Gas / Gas aus unkonventionellen Lagerstätten

Unkonventionelles Erdgas ist ein Sammelbegriff für Schiefergas, Tight Gas und Kohleflözgas

Man unterscheidet bei Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zwischen so genanntem Tight Gas, das ist Erdgas, das sich in schwer durchlässigen Gesteinen angesammelt hat, sowie Schiefergas (shale gas) und Kohleflözgas (coal bed methane – CBM).

Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten unterscheidet sich in der Zusammensetzung nicht von konventionellem Erdgas. Die Bezeichnung „unkonventionell“ bezieht sich lediglich auf die Lagerstätte, in der das Gas gespeichert ist. Bei konventionellen Vorkommen ist das Erdgas in gut durchlässigen Gesteinen enthalten. Die Vorkommen können ohne spezielle Bohrtechniken erschlossen und genutzt werden. **Im Gegensatz hierzu muss bei der Förderung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten erst das umliegende Gestein aufgebrochen (engl. fracturing bzw. frac(c)ing) oder stimuliert werden**, damit das im Gestein gebundene Erdgas entweichen und durch das Bohrloch an die Oberfläche strömen kann. Aufgrund dieser speziellen Bohrtechniken war die Gewinnung von Gas aus solchen Lagerstätten lange Jahre unwirtschaftlich.



(un)konventionell



> [Navigation](#) > [Aktuelles](#) > Häufig gestellte Fragen

Häufig gestellte Fragen

Was ist eine **konventionelle** Erdgaslagerstätte?

Mit konventionell werden Erdgaslagerstätten in gut durchlässigem Gestein bezeichnet. Um dieses Erdgas zu fördern, muss eine Bohrung in die Lagerstätte niedergebracht werden. Das Erdgas fließt dann durch den hohen Druck in der Lagerstätte (bis zu 500 bar) **ohne weiteren technischen Aufwand zum Bohrloch**.

Anfang Erdgasförderung

Was ist eine **unkonventionelle** Erdgaslagerstätte?

In **unkonventionellen** Erdgaslagerstätten befindet sich das Erdgas in gering bis sehr gering durchlässigen Gesteinen, liegt gelöst in Wasser oder gebunden an Feststoffen vor. Zu den typischen unkonventionellen Erdgaslagerstätten zählen Schiefergas (**Shale-Gas**), **Kohleflözgas (CBM - Coal Bed Methane)** und **Gashydrat**. Dieses Erdgas kann in der Regel nur **mit Hilfe spezieller technischer Maßnahmen (z.B. Frac-Behandlung)** gefördert werden.

Anfang Erdgasförderung

(un)konventionell



Tight-Gas

Unter Tight-Gas versteht man Erdgasvorkommen in sehr geringdurchlässigen Gesteinen, wie z.B. Sandsteinen und Karbonaten. **Tight-Gas zählt zu den unkonventionellen Gasvorkommen.** Die Abgrenzung zu konventionellen Lagerstätten erfolgt anhand der Durchlässigkeit des Gesteins.

Unkonventionelles Erdgas

Nach der **Definition** der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover zählen zum unkonventionellen Erdgas die Vorkommen, bei denen das Gas einer Förderbohrung **nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zuströmt**, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorkommt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Dies sind Vorkommen in dichten Gesteinen, Kohleflözen („Coal Bed Methane“ = CBM), Aquiferen und Gashydraten. Bei den Erdgasvorkommen in dichten Gesteinen wird wiederum zwischen Vorkommen in sehr geringdurchlässigen Gesteinen (**Tight Gas**) und extrem geringdurchlässigen Tonsteinen (Schiefergas) unterschieden.

Unkonventionelle Erdgaslagerstätten können nur durch eine künstliche Erhöhung der Durchlässigkeit, durch Schaffung von Fließwegen, wirtschaftlich erschlossen werden.

(un)konventionell



TU Clausthal



Ressourcen im norddeutschen Untergrund

- Konventionelles Erdgas
- Konventionelles Erdöl

- Geothermische Energie (*flache und tiefe Geothermie*)
- **Unkonventionelles Erdgas** (*Tight Gas, Schiefer Gas, Kohleflöz Gas*)
- Unkonventionelles Erdöl (*Schweröl, Schiefer Öl*)
- Energiespeicher (*Bio Gas, Wind-Methan, Druckluft, Wasserstoff, ...*)

(un)konventionell



Förderung von unkonventionellem Erdöl- und Erdgas, Einsatz von Fracking

Die Erkenntnisse zu den Umweltauswirkungen der Fracking-Technik bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas **aus unkonventionellen Lagerstätten** zeigen, dass zur Beurteilung der Risiken und der technischen Beherrschbarkeit viele und grundlegende Informationen fehlen. Die rot-grüne Koalition will erreichen, dass alle Genehmigungsverfahren für Bohrvorhaben mit einer umfassenden Öffentlichkeitsbeteiligung und einer obligatorischen Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden. Darüber hinaus sind die offenen Fragestellungen der vorliegenden Gutachten zu klären.

Solange Risiken und Auswirkungen auf den tiefen Untergrund, auf Grundwasser, Böden sowie Umwelt und Natur an der Oberfläche, einschließlich der damit verbundenen Auswirkungen auf den ländlichen Raum und die Lebensumwelt der Bürgerinnen und Bürger nicht kalkuliert werden können, ist ein Einstieg in die **Förderung von unkonventionellem Erdgas nicht akzeptabel.**

Die rot-grüne Koalition unterstützt den entsprechenden Bundesratsbeschluss vom 1.2. 2013, der auf Initiative der Rot-Grün regierten Länder zurückgeht. Sie will darüber hinaus erreichen, dass die Verpflichtung zur Umweltverträglichkeitsprüfung und die Beteiligung der Öffentlichkeit auf alle Kavernenspeichervorhaben sowie für alle Vorhaben zur Versenkung von Lagerstättenwasser im Untergrund ausgeweitet wird.

Durch hektisches Umbenennen des Tight Gas als vermeintlich konventionell löst man leider weder Wissenslücken noch Probleme des Frackings...

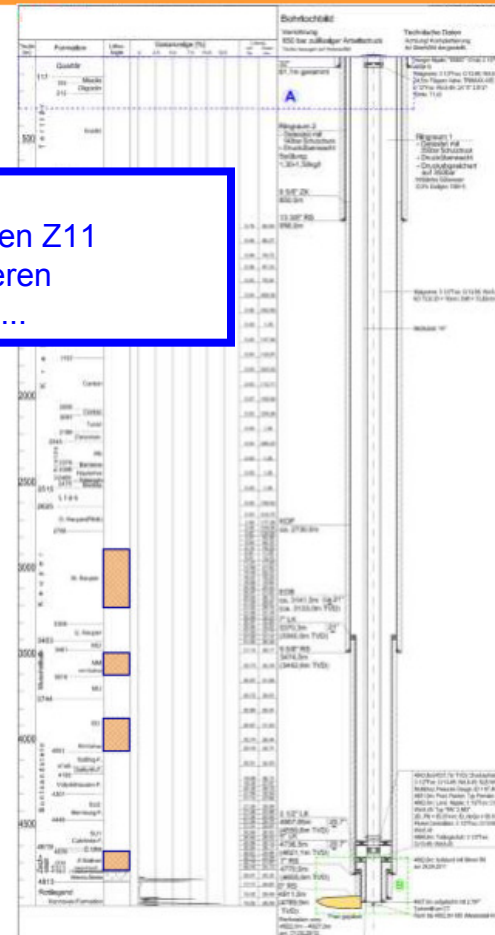
WEG-Vortrag



Vorhabenbeschreibung Bohrung



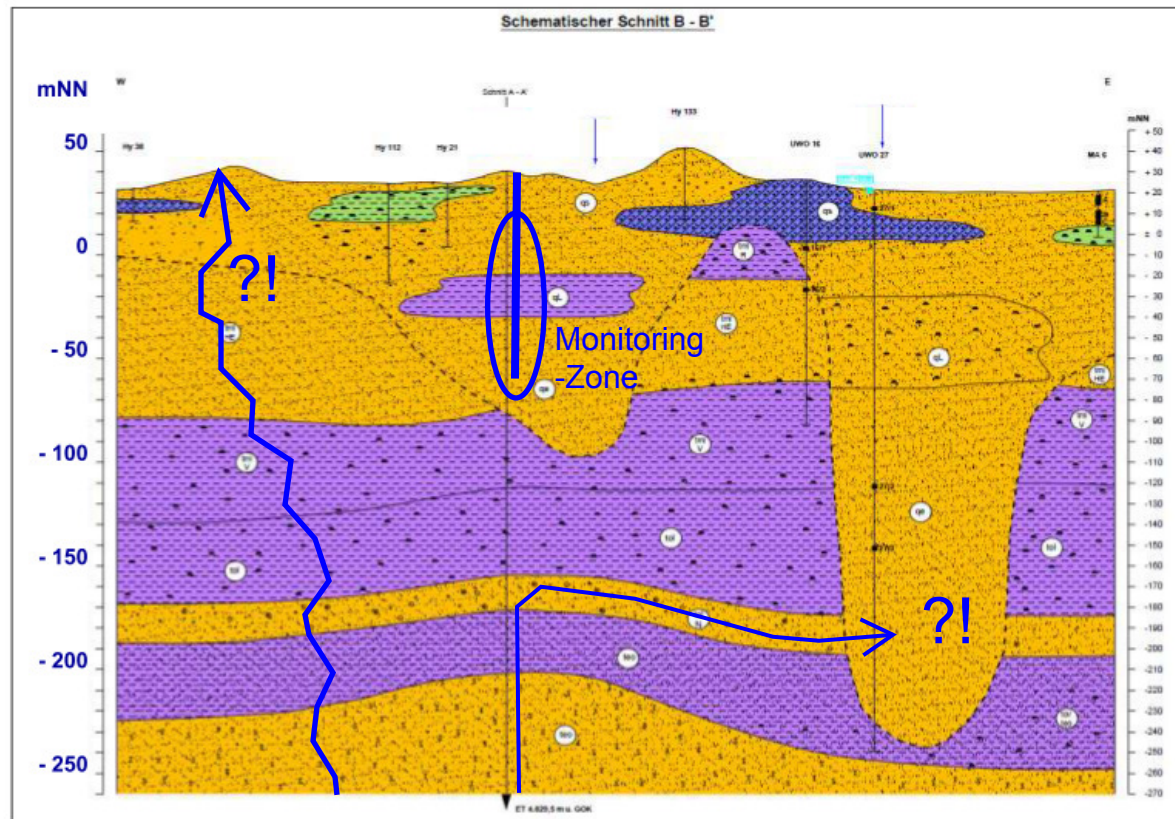
"Eine beliebige Bohrung"
= Geplantes Vohaben Böttersen Z11
Da hilft auch kein herauseditieren
der Bundesstraßen-Nummern...



WEG-Vortrag



Beschreibung öffentlicher Interessen



Grundwasser

Monitoring nur des oberen Grundwassers
Monitoring in unmittelbarer Nähe zum Bohrstrang

- => Abdrift in tieferen Grundwasserleitern in benachbarte Rinne?!
- => Aufstieg oberhalb der Horizontalstrecke (Abseits des Bohrstrangs) ?!
- => seitlicher Versatz während des Aufstiegs?!

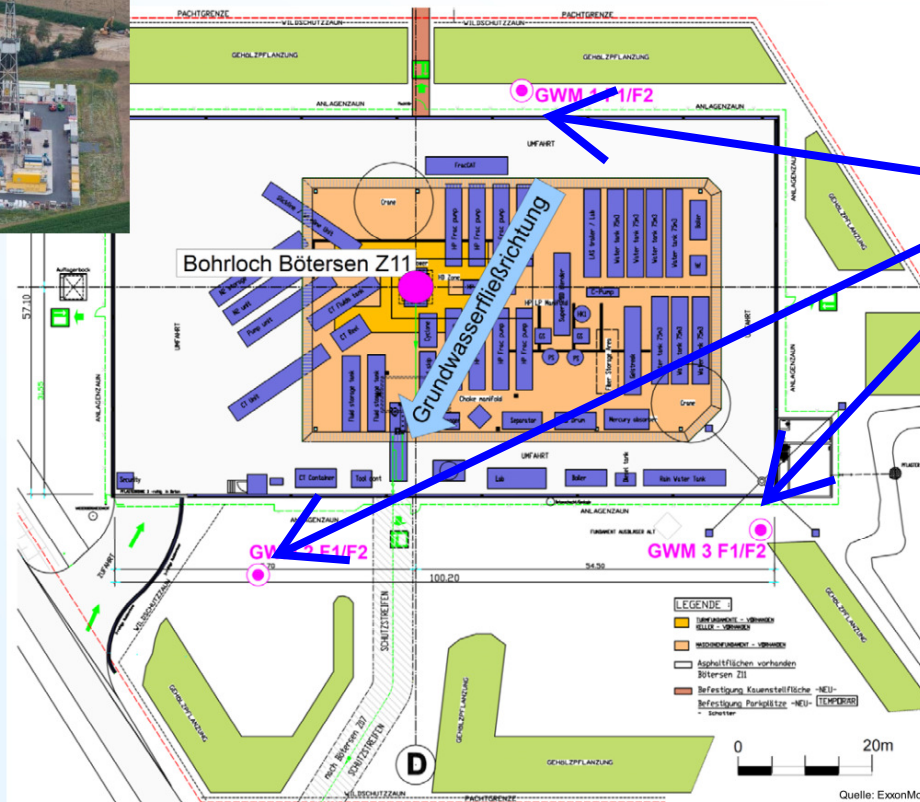
WEG-Vortrag



Grundwassermessstellen: Lage



Quelle: <http://newsroom.erdgassuche-in-deutschland.de/>



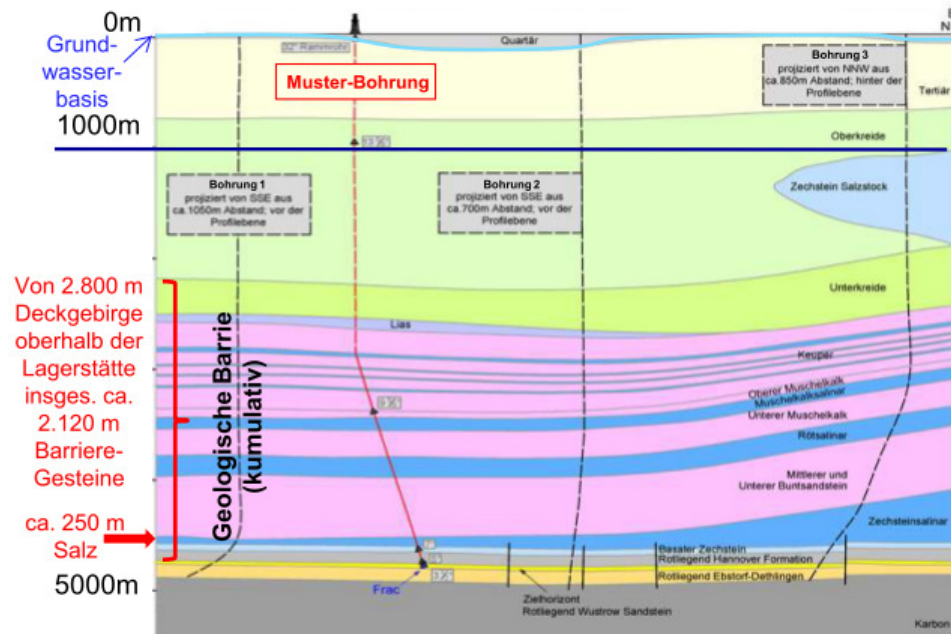
Monitoringbrunnen alle in unmittelbarer Bohrstrangnähe, aber nicht über der Horizontalstrecke

Nur ein Brunnen in Abstrom-Richtung

WEG-Vortrag



Grundwasserschutz durch natürliche Barriere-Schichten



Von 2.800 m
Deckgebirge
oberhalb der
Lagerstätte
insges. ca.
2.120 m
Barriere-
Gesteine
ca. 250 m
Salz
5000m

- Geologische Barriere-Gesteine dienen als natürlicher Schutz für das Grundwasser
- Typisch sind mehrere Hundert bis >2000 Meter mächtige Barrieren oberhalb der Lagerstätten

Soweit der Idealfall...

Real: Beeinträchtigung der Dichtheit ...

...durch die Bohrung selbst (Zementierungsversagen...)

...durch undichte Alt- und Fehlbohrungen

... durch seismische Aktivität in Folge der Förderung

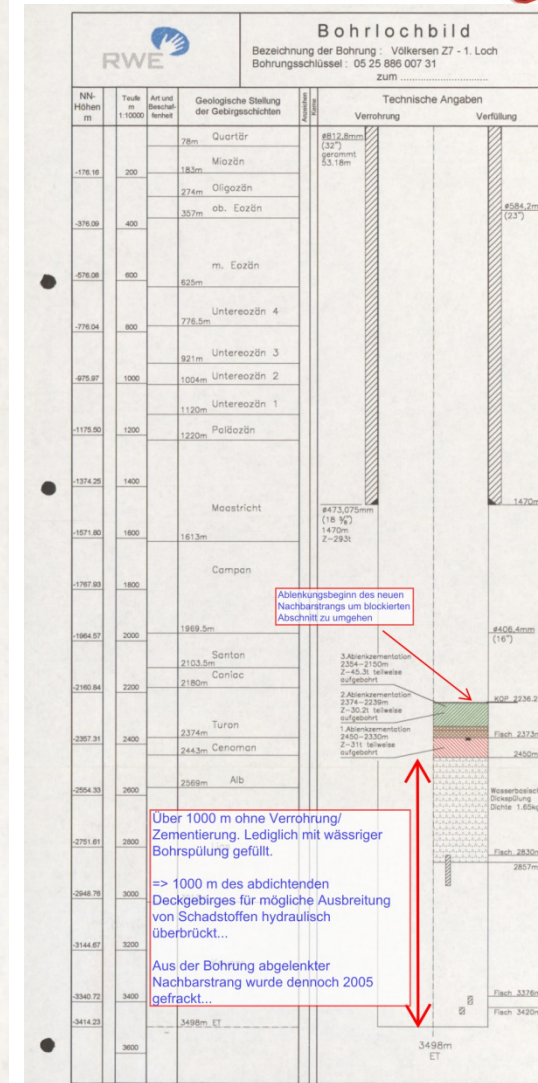
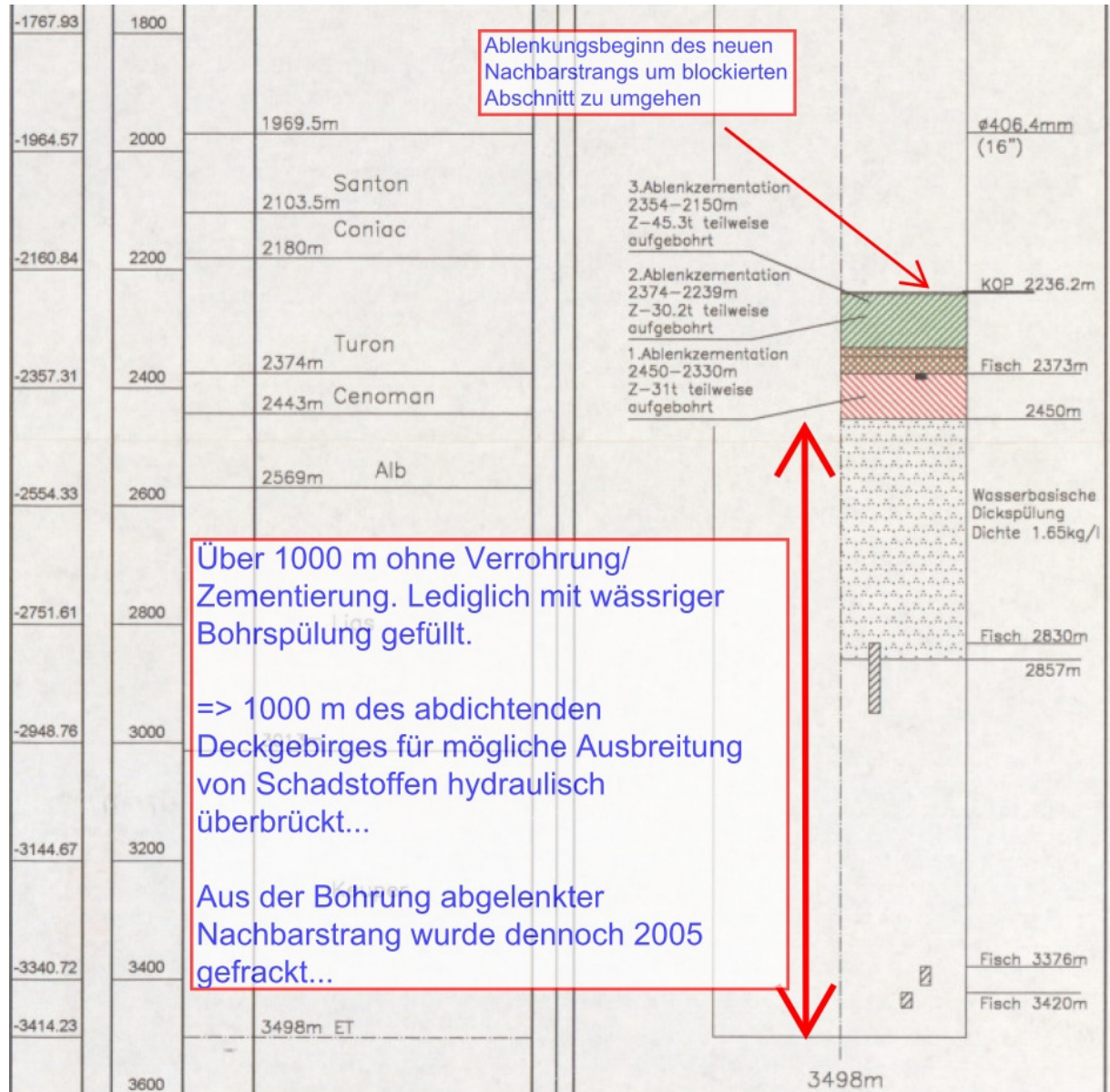
...nicht detektierte Störungen ("Subseismic Faults")

...Frac-Unfälle

Im Falle von Shale zudem nur rund 1000 m Überdeckung, insbesondere die Salzbarrieren fehlen

Realität Völkersen Z7:
Zwischen 2400 und 3400 m
unverfüllte, aufgegebene
Bohrlochsektion

WEG-Vortrag



WEG-Vortrag



EG-Wasserrahmenrichtlinie

FGG Weser 
Flussgebietsgemeinschaft Weser

Bewirtschaftungsplan Flussgebietseinheit Weser 2005

Bestandsaufnahme

Die quartären Schichten unterteilen sich je nach Wasserdurchlässigkeit in Grundwasserleiter und –geringleiter. In der Regel liegen mehrere Grundwasserleiter, getrennt durch stauende Schichten, übereinander. Eine Kommunikation der einzelnen Grundwasserleiter ist bei entsprechenden geologischen Voraussetzungen möglich. Die Qualität des quartären Wassers schwankt entsprechend der Eigen-

Ferner kommt es lokal zu kleinräumigen Versalzungen durch aufsteigende Tiefenwässer, besonders im Verlauf tief reichender quartärer Rinnen. Durch Ablaugungsvorgänge an hoch liegenden Salzstöcken sind ebenfalls lokal begrenzte geogen bedingte Grundwasserversalzungen festzustellen. Auch im Bereich von Halden und von tiefreichenden Störungen können lokal geogen bedingte Grundwasserversalzungen vorkommen.

Kontaminationspfade
keineswegs generell
ausgeschlossen!
==> im Einzelfall
konkret zu widerlegen
statt pauschaler
Freibrief

WEG-Vortrag



Table XIII-5. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of the Saxony Basin, Germany

Basic Data	Basin/Gross Area	Lower Saxony (10,000 mi ²)				
	Shale Formation	Posidonia			Wealden	
	Geologic Age	L. Jurassic			L. Cretaceous	
	Depositional Environment	Marine			Lacustrine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	1,590	770	1,390	720	
	Thickness (ft)	Organically Rich	100	100	100	112
		Net	90	90	90	75
	Depth (ft)	Interval	6,000 - 10,000	10,000 - 13,000	13,000 - 16,400	3,300 - 10,000
Average		8,000	11,500	14,500	6,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Slightly Overpress.	
	Average TOC (wt. %)	8.0%	8.0%	8.0%	4.5%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	2.00%	0.85%	
	Clay Content	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	10.8	44.0	56.5	5.5	
	Risked GIP (Tcf)	10.3	20.3	47.1	1.8	
	Risked Recoverable (Tcf)	1.0	4.1	11.8	0.1	

1. Fachgespräch (sinngemäß):
Reinicke:
Selbst wenn Wege bestünden/
entstünden gäbe es ja gar
keinen Antrieb für eine
Ausbreitung.

vs.

Kosinowski kurz darauf:
Unterschiedliche Druckregime
ober- und unterhalb des
Salzes belegt dessen
Dichtheit.

==> möglicher Antrieb aus
Druckunterschied.
==> Neu geschaffene
Wegsamkeiten in Folge des
Bohrens, Frackens und/oder
Förderns?

WEG-Vortrag



Technischer Grundwasserschutz

Verrohrung der Bohrung im Grundwasserhorizont



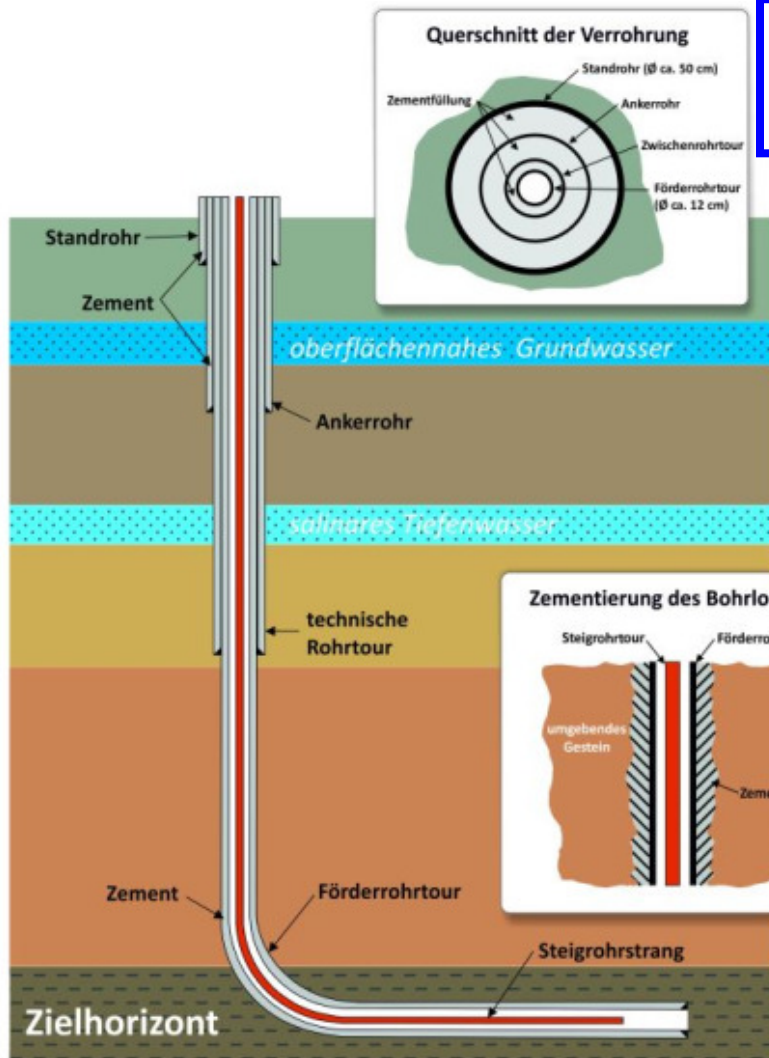
Irreführende Darstellung, vorgebliches Beleg-Foto widerspricht (korrekter) Skizze

In der Regel nur jeweils äußerer Ringraum zwischen Rohr und Gebirge zementiert.

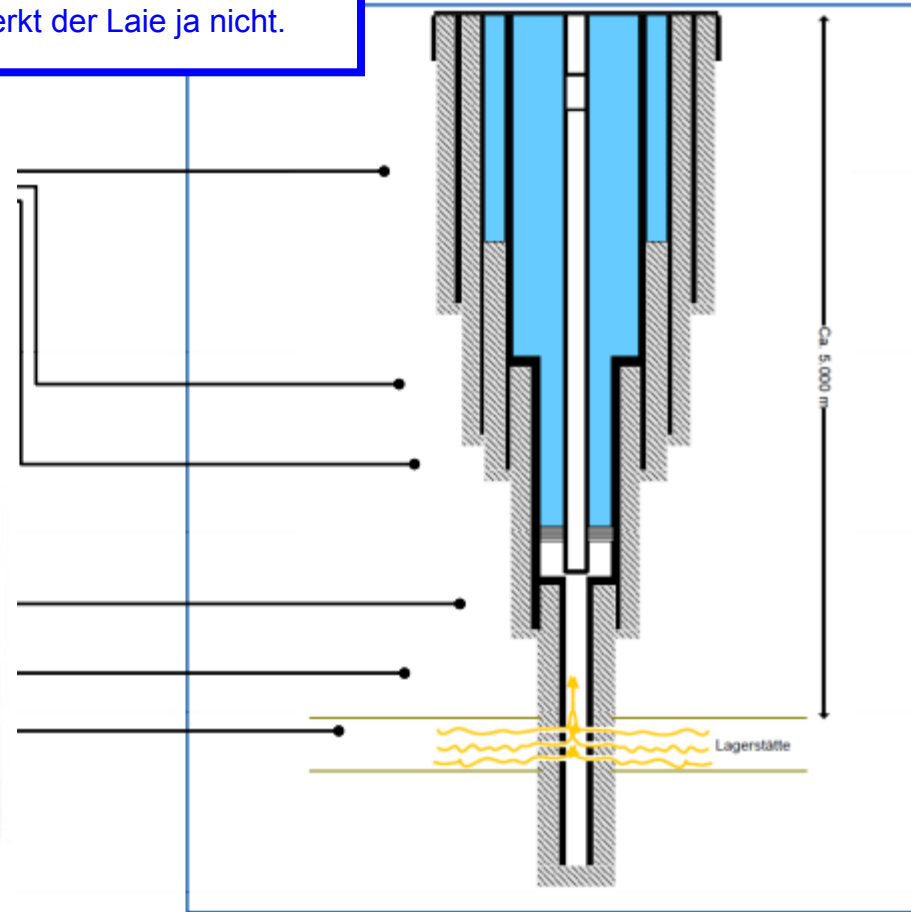
Ringräume lassen sich ENTWEDER drucküberwachen ODER zementieren, aber nicht beides zugleich.

Generell keine kontinuierliche Überwachung zwischen äußerer Verrohrung und Gebirge möglich.

WEG-Vortrag



Man kann es ja erst einmal versuchen so darzustellen...
Bemerkt der Laie ja nicht.



Quelle: BGR

Quelle: Vortrag Zettlitzer, RWE

WEG-Vortrag

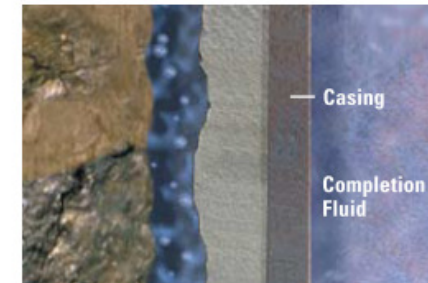


Why do you need the WellLife cementing service?

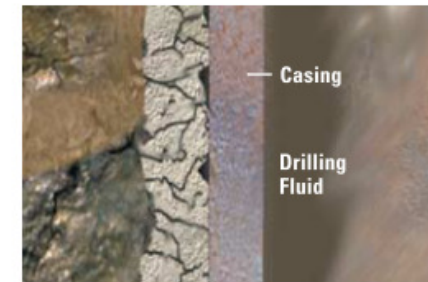
It is becoming more and more apparent that a substantial percentage of wells that have maintained their annular pressure integrity after slurry placement are now showing sustained annular casing pressure due to damage to the cement sheath. In the Gulf of Mexico, the MMS (Minerals Management System) reports that sustained casing pressure occurs in over 11,000 strings in over 8,000 wells on the outer continental shelf. One recent North Sea operator forum listed their number one concern for wellbore integrity as the migration of hydrocarbons up the outer annuli. While ineffective cement slurry placement, due to poor hole cleaning of the drilling fluid and/or drill cuttings, contributes to zonal isolation failure, there is a growing number of wells showing sustained casing pressure due to damage to the cement sheath. Damage to the sheath could be in the form of: debonding at the casing and/or formation interfaces; cracking; and/or compressive shear. The damage could be caused by stresses on the cement sheath brought on by well events such as cement hydration, well completion, and hydrocarbon production. These events change the temperature and pressure under which the cement slurry is placed and cured. If these changes are severe, the cement sheath could be damaged, leading to zonal isolation

failure. During the drilling phase, the cement sheath should be able to withstand the continuous impact of the drill string, particularly in directional wells. During well completion, a heavyweight drilling fluid is often replaced by a light-weight completion fluid creating a negative pressure differential that can cause debonding at the casing-cement and/or cement-formation interface. The cement sheath should be able to withstand stresses from perforating operations and resist cracking under the extreme pressures encountered during hydraulic fracturing operations. Production cycling in many HPHT wells has been the culprit for cement sheath damage and eventual casing failure. Unconsolidated formations are prone to subsidence and stress effects of drawdown and depletion should be accounted for in the sealant design.

Modes of Annular Sealant Failure



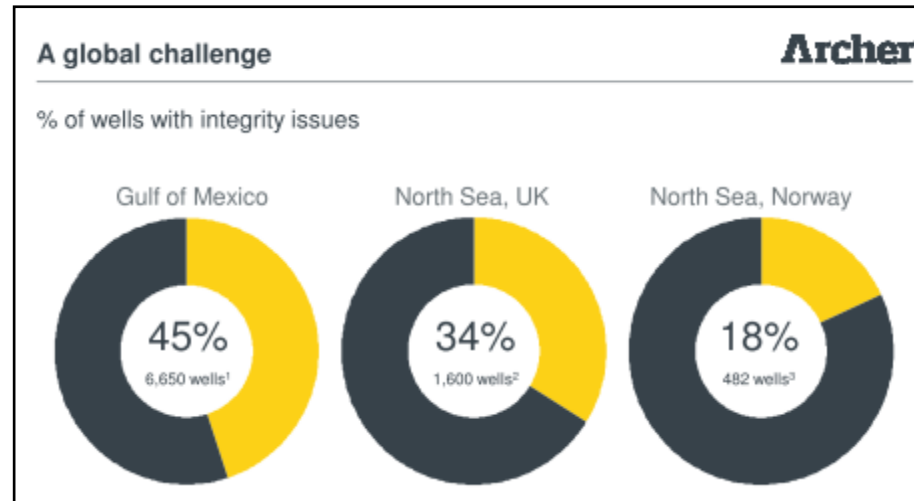
This scenario depicts debonding of the cement sheath due to casing contraction caused by replacing a heavy-weight drilling fluid with a light weight completion fluid.



Above is a graphic depiction of a cement sheath that has shattered due to extreme pressure effects encountered during a fracturing operation. Depending on the length and location of the crush zone, interzonal communication could be a distinct possibility.

Halliburton-Werbung für ihren WellLife cementing service

WEG-Vortrag



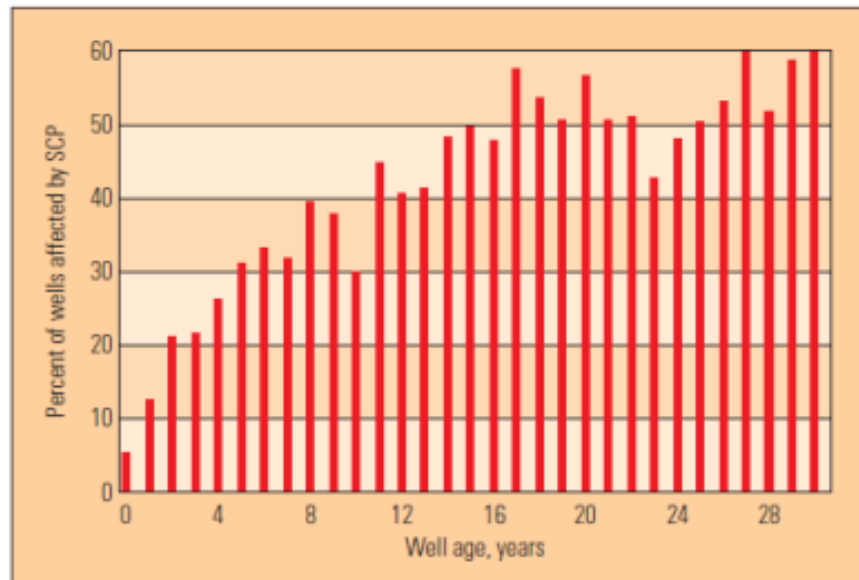
http://www.naturalgaswatch.org/wp-content/uploads/2011/09/well_integrity_failure_presentation.pdf

Several recent studies have investigated the integrity of wells around the world. They have identified that **out of 316,000 wells analyzed in Alberta—4.6%** have leaks. Gas migration occurred in 0.6% of the wells and surface casing vent flow (SCVF) in 3.9% (Watson and Bachu, 2007). In a subset **of 20,500 wells, 15% leaked** with drilled and abandoned wells making up 0.5% and cased wells 14.5%. The reported leakage occurred mainly from formations shallower than those suitable for CO₂ injection and **related to thermal operations**. In the **Norwegian** sector of the North Sea, **between 13 and 19% of the production wells** experienced leakage, **while 37 to 41% of the injectors** experienced leakage (Randhol and Carlsen, 2008; NPA, 2008). Further, estimates from the Gulf of Mexico indicate that a **significant portion of wells have sustained casing pressure**, which is believed to be caused by **gas flow through cement matrix** (Crow, 2006). In a study of the K-12B gas field in the **Dutch** sector of the North Sea where CO₂ is injected, **5% of tubulars were degraded** because of pitting corrosion (Mulders, 2006).

Runar Nygard, University of Calgary:
Well Design and Well Integrity

<http://www.ucalgary.ca/wasp/Well%20Integrity%20Analysis.pdf>

WEG-Vortrag



^ Wells with SCP by age. Statistics from the United States Mineral Management Service (MMS) show the percentage of wells with SCP for wells in the outer continental shelf (OCS) area of the Gulf of Mexico, grouped by age of the wells. These data do not include wells in state waters or land locations.

Quelle: Schlumberger's Kundenjournal
Oilfield Review, Herbst 2003:
"From Mud to Cement - Building Gas Wells",
Bruffato et. al.

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors03/aut03/p62_76.aslx

1,609 wells drilled in 2010.
111 well failures.
6.9% rate of failure.

1,979 wells drilled in 2011.
142 well failures.
7.2% rate of failure.

1014 wells drilled in Jan/Aug 2012
67 well failures
6.6% rate of failure

Consistent with previous industry data,
and not improving.

Figure 8. Revised results of survey of leaking wells in the Pennsylvania Marcellus play based on violations issued by the DEP and well inspector comments. Violations and comments data from http://www.depreportingservices.state.pa.us/ReportServer/Pages/ReportViewer.aspx?/Oil_Gas/Oil_G_Combpliance

Quelle:
FLUID MIGRATION MECHANISMS DUE TO FAULTY WELL DESIGN
AND/OR CONSTRUCTION:
AN OVERVIEW AND RECENT EXPERIENCES IN THE PENNSYLVANIA
MARCELLUS PLAY

ANTHONY R. INGRAFFEA, PH.D., P.E. OCTOBER, 2012

<http://www.damascuscitizensforsustainability.org/wp-content/uploads/2012/11/PSECementFailureCausesRateAnalysisIngraffea.pdf>

WEG-Vortrag



Lfd. Nr.: 11	Datum des Antrags: 10.08.2009	Datum der Entscheidung: 02.09.2009	Aktenzeichen: B II f 1.7 VIII 2009-036
Vorhaben: Grundwasserhebung von ca. 5.600 m³ im Zusammenhang mit der Sanierung von Ankerrohtouren am Förderstandort Hemsbünde Z 4			
Antragsteller: RWE Dea AG, 22297 Hamburg, Überseering 40			
Ortslage: Landkreis Rotenburg / Wümme, Stadt Rotenburg / Wümme			
Rechtsgrundlage: § 5 i.V.m. Nr. 3 b) der Anlage 1 NUVPG / standortbezogene Vorprüfung			

http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/56617/UVP_Vorpruefungen.pdf

Hemsbünde Z4:

Lage: Innerhalb **WSG Rotenburg - Stadt** (Z. III)

Innerhalb TWGG Rotenburg -Stadt

Tiefe: 4910 m

Bohrung: 1989/1990

Frac: 1.9.2000

Ankerrohtour-Schaden: 2009

Erneuter Frac: geplant für 2011

WEG-Vortrag



Risiko Fracking - Schützt der bestehende Genehmigungsrahmen Umwelt und Gesundheit ausreichend?

Verfahrensablauf am Beispiel der Lokation Goldenstedt Z9 – Folie 1



Blick von Brunnen 4 auf die Gastrocknungsanlage des Bohrplatzes GO Z9

1980 Einrichtung des Bohrplatzes

1991 Ausweisung des WSG

2007 „Ertüchtigung“

2009 Einrichtung Z23

**2010 Sanierung der GTA Z9
Bau einer LSW-Leitung**

Verfahrensablauf bei der „Ertüchtigung“ des Bohrplatzes im Jahr 2007

- Sept. 2007, Schreiben eines Ing.-Büros und der ExxonMobil
 - Bitte um Leitungsauskunft
 - Hinweis, dass die Maßnahme im Oktober beginnen wird
 - Anfrage der ExxonMobil, welche Wassermengen das Wasserwerk Vechna kurzfristig über einen Leitungsanschluss zur Verfügung stellen kann
- Nachfrage des Wasserwerkes bei der Unteren Wasserbehörde
 - ein Sonderbetriebsplan wird erstellt
 - Wasserwerk wird beteiligt
- Okt. 2007 Antrag der ExxonMobil beim LBEG
 - „auf der Bohrung Goldenstedt Z9 werden nach einem vermuteten **Rohrkollaps** Workover Maßnahmen erforderlich“
 - Beteiligung der Unteren Wasserbehörde und des Wasserwerkes
- Okt. 2007 Stellungnahme des Wasserwerkes u.a. mit den Hinweisen, dass:
 - für die Bohrung nach § 5 Abs. 3 Ziffer 44 WSG-VO eine Ausnahmegenehmigung erforderlich ist
 - ein Beweissicherungsverfahren durchzuführen ist
- Nov. 2007 Genehmigungen der Unteren Wasserbehörde für:
 - den Transport und die Lagerung wassergefährdender Stoffe, die Errichtung von Abwassersammelgruben, die Errichtung von Parkplätzen
- Nov. 2007 Abnahme des Bohrplatzes unter Beteiligung des Wasserwerkes
 - mdl. Mitteilung des Bohrmeisters, dass im Zuge der Workover-Maßnahmen auch ein **Frac** in den verdichteten Sandschichten durchgeführt werden soll
- Feb./März 2008 Durchführung von 3 Fracs auf der Lokation GO Z9
 - **keine vorherige Beteiligung** des Wasserwerkes hinsichtlich der Maßnahme und der eingesetzten Stoffe

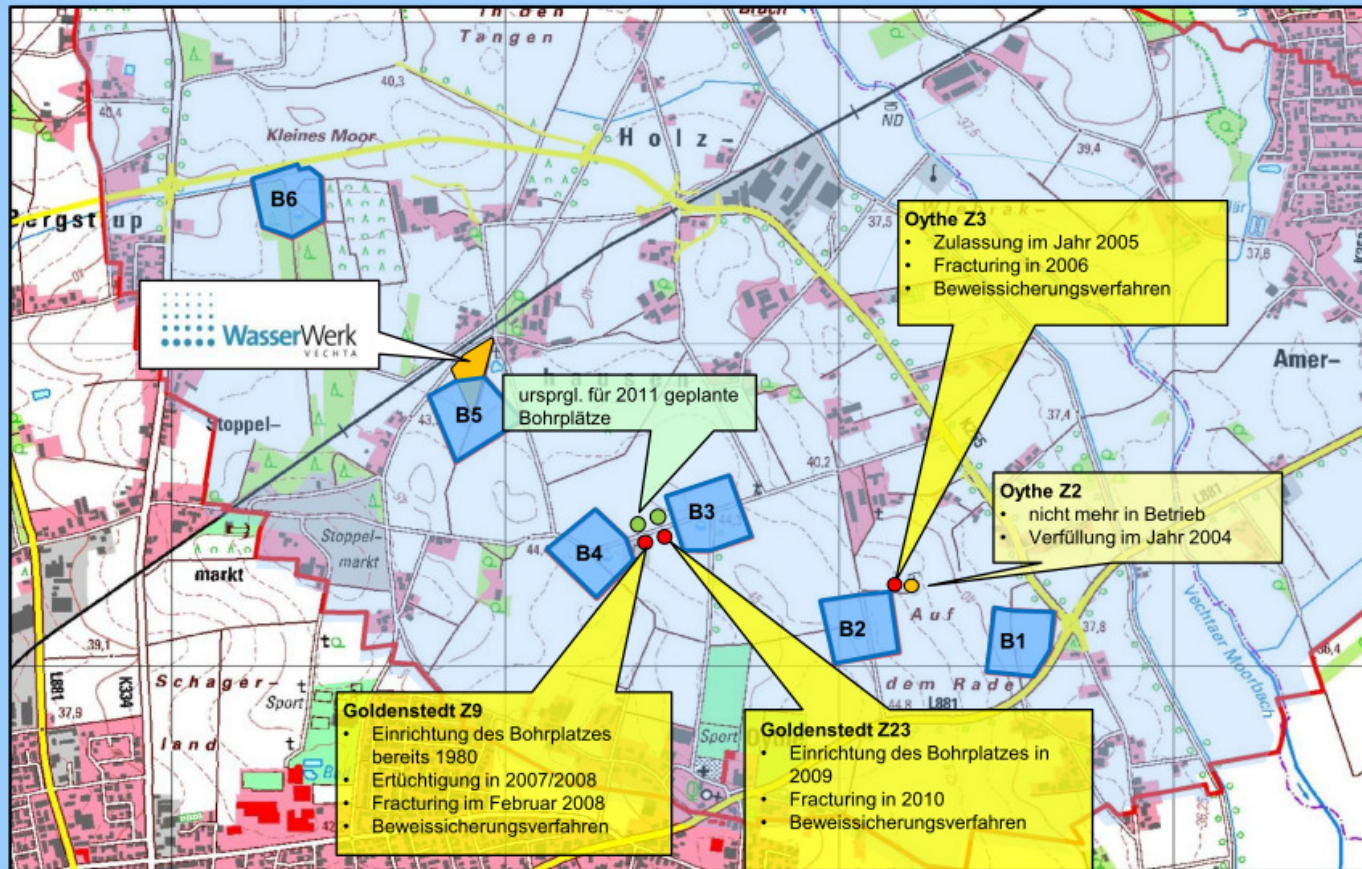
Betroffene Bohrung mit "Rohrkollaps" wurde nicht nur im Rahmen der Workover-Arbeiten 2008 gefract sondern erstmals bereits 1982...

WEG-Vortrag



Risiko Fracking - Schützt der bestehende Genehmigungsrahmen Umwelt und Gesundheit ausreichend?

Erdgasbohrungen der Exxon Mobil im Wasserschutzgebiet Vechta - Holzhausen

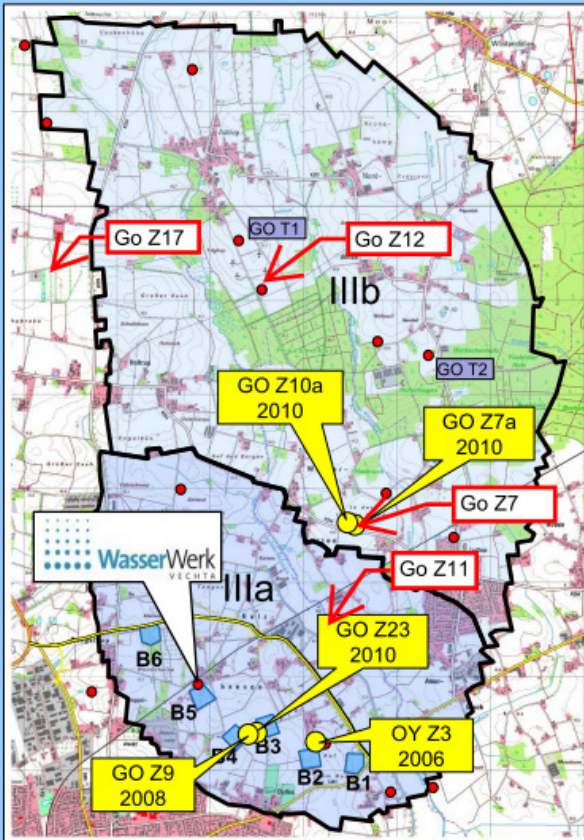


WEG-Vortrag



Risiko Fracking - Schützt der bestehende Genehmigungsrahmen Umwelt und Gesundheit ausreichend?

Historische Entwicklung der Erdgasförderung (bezogen auf das Wasserschutzgebiet Vechta-Holzhausen)



Bohrung	Anzahl	Erster	Letzter
GO Z7:	2x	12.05.77	& 29.09.77
GO Z7a:	6x	18.09.08	- 22.10.08
GO Z9:	5x	13.05.82	- 06.08.08
GO Z10a:	4x	21.01.10	- 13.02.10
GO Z11:	2x	05.08.81	& 06.11.82
GO Z12:	1x	20.10.83	
GO Z23:	16x	11.8.10	- 27.10.10
OY Z3:	6x	05.04.06	- 10.05.06
8	42		

- nach Kenntnis des Wasserwerkes gibt es im Wasserschutzgebiet 18 Bohrungen,
- gefördert wird derzeit bei 11 Bohrplätzen
- „Hydraulic Fracturing“ kam bei 5 Bohrplätzen zum Einsatz (Aktenlage des Wasserwerkes)

Tatsächliche Fracs nach vom NDR veröffentlichter Liste des LBEG.

Offenbar wurde selbst ein mit dem Exxon-Expertenkreis kooperierendes Wasserwerk nicht über den vollen Umfang bisheriger Frac-Aktivität in seinem WSG informiert.

WEG-Vortrag



Modellierung von Lage und Ausdehnung zu erzeugender Risse

Se
Ab

• S
E
H

In keiner Richtung der berechneten Fracausbreitung wird eine durch seismische Messungen bekannte Störungszone erreicht, die das abdichtende Deckgebirge (Barrieren) durchschlägt und somit eine Verbindung zwischen Gashorizont und Grundwasserleiter herstellen könnte (Anl.: 3 Nachtrag zu den Antragsunterlagen).

Bei einer Rissshöhe von geplanten 88 m des obersten siebten Fracs läuft der Frac 30 m in die überlagernde und dichtende Werra-Serie (Anl.: 3 Nachtrag zu den Antragsunterlagen). Die

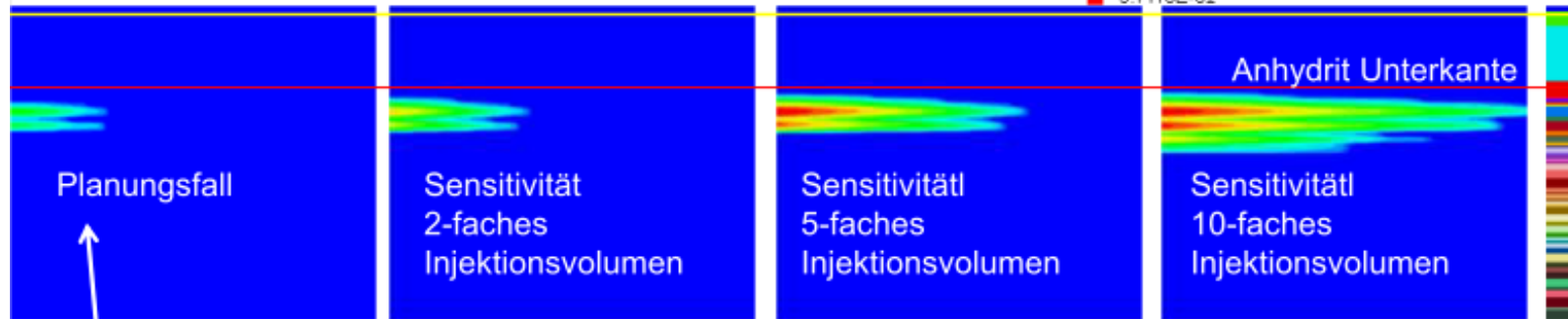
1. Fachgespräch, WEG: Dr. Hou belegt, dass Rissausbreitung nach oben geologisch nicht möglich sei.

Bei Düste Z10 läuft indes der Riss geplant ins Deckgebirge hinein. Als solches bei planmäßigen 30m nicht weiter kritisch, widerspricht aber der postulierten Unmöglichkeit versehentlicher Ausbreitung ins Deckgebirge.

Quelle: Stellungnahme des Gewässerkundlichen Landesdiensts zu Düste Z10

3 2500E-02
3 5000E-02
3 7110E-02

Salzspiegel



Riss-Höhe_{max} = 94 m Riss-Breite_{max} = 1,85 cm
Halblänge_{max} = 265 m Riss-Breite_{avg} = 0,9 cm

WEG-Vortrag



Frac Pro				Rechteck		Ellipse	
[m]	Halb-			Fläche	Vol.	Fläche	Vol.
Länge	länge	Höhe	Breite				
156	78	94	0,0145	14664	213	11517	167
186	93	110	0,0140	20460	286	16069	225
160	80	120	0,0150	19200	288	15080	226
184	92	120	0,0155	22080	342	17342	269
204	102	85	0,0177	17340	307	13619	241
210	105	110	0,0160	23100	370	18143	290
228	114	103	0,0158	23484	371	18444	291
128	64	66	0,0320	8448	270	6635	212

Gegenüberstellung Frac Pro und FLAC 3D nach Daten von Hou (blau hinterlegt)

Flächen und Volumina nur grob angenähert, verdeutlichen aber keine einheitliche Systematik der Abweichung. ==> deutlich voneinander abweichende Rissdimensionen um bis zu 52%.

Welches Pogramm hat recht?!

Dem LBEG genügt, wenn eine vom Antagsteller beigebrachte Simulation eine Störungszone nicht erreicht. Keinerlei Reserven bei hingegen um 50% schwankenden Simulationsergebnissen...

FLAC 3D				Rechteck		Ellipse	
[m]	Halb-			Fläche	Vol.	Fläche	Vol.
Länge	länge	Höhe	Breite				
202	101	93	0,0194	18786	364	14754	286
250	125	98	0,0180	24375	439	19144	345
230	115	100	0,0195	23000	449	18064	352
230	115	100	0,0191	23000	439	18064	345
210	105	100	0,0193	21040	406	16525	319
230	115	100	0,0207	23000	476	18064	374
208	104	114	0,0199	23712	472	18623	371
140	70	100	0,0312	14000	437	10996	343

Abweichung					
Länge	Höhe	Breite	Fläche	Vol.	V/A
29%	1%	34%	28%	71%	34%
34%	13%	29%	19%	53%	29%
44%	20%	30%	20%	56%	30%
25%	20%	23%	4%	28%	23%
3%	18%	9%	21%	32%	9%
10%	10%	29%	0%	29%	28%
10%	11%	26%	1%	27%	26%
9%	52%	3%	66%	62%	-3%

SAUTER (Universität Göttingen) sprach in Eröffnungsdiskussion davon, dass man Frac-Ausbreitungen vor allem gemessen und danach modelliert habe, sie aber noch nicht wirklich verstanden sind. Damit hohe Unsicherheiten in den Prognosemodellen über ihre Anwendungsgrenzen.

UVP – Oythe Z3?!



Von Klaus Esslinger

Oythe -

Der Bohrmeißel dreht sich in einer Tiefe von 2000 Metern. Auf dem Computerbildschirm verfolgen die Techniker auf der Bohrstelle Oythe Z 3 das Geschehen. Am Bohrkopf beträgt die Temperatur 96 Grad, deshalb strömt heißer Dampf aus dem Bohrloch der derzeit größten Baustelle in der Kreisstadt.

Peter Weustermann, früher Schüler der Realschule in Vechta, ist Oberbohrmeister und überwacht die Bohrung nach Süßgas. Das befindet sich nach Ansicht der Geologen im Karbongestein knapp 5000 Meter tief unter der Erdoberfläche. Fraglich ist nur noch, wie groß das Vorkommen im extrem harten Tiefengestein sein wird.

Das Gebiet um Oythe ist mit Erdgas reich gesegnet. Bereits 1961 bohrte das Unternehmen Brigitta in Goldenstedt nach Öl und stieß völlig überraschend auf Erdgas. Bereits 1961 wurde eine Leitung zu den Stadtwerken Bielefeld gebaut und "Goldenstedter Erdgas" dorthin befördert, erklärt Diplom-Ingenieur Thomas Fischer, der bei der ExxonMobil für Unternehmenskommunikation zuständig ist.

Zehn Milliarden Kubikmeter Sauer- und Süßgas werden im Oldenburger Münsterland jährlich gefördert, das sind zehn Prozent der gesamten

Förderung in Deutschland. Die Reg

Aufbereitungsanlage nach Großenkr

Großenknetter Anlage in Richtung ch

der gigantischen Anlage auf dem Oyt

Die neue, auch nachts taghell beleucht

Das Land hat Exxon Mobil für die r

Fischer, bis die angepeilte Tiefe erreic

Vor Lärm und Licht der Bohrste

Sicherheitsvorkehrungen auf der Anla

Sauergas stoßen. Für diese Begegn

Ungewöhnliches passiere, werde die

Pro Minuten werden 4000 Liter Was

Stromleitung und wird direkt in die vorhandenen Generatoren gespeist. "Wenn die auf dem Stoppelmarkt zu wenig Saft haben, können wir

gerne aushelfen", scherzt Weustermann, der seit 30 Jahren im Geschäft ist. So tief und so lang wie hier wurde bisher noch nirgends gebohrt,

sagt der Fachmann.

Thomas Fischer hofft, dass die Bohrstelle Oythe Z3 später einmal 20000 bis 30000 Kubikmeter Gas fördern wird. "Dann hätte sich die

Investition mehr als gelohnt", sagt der Sprecher des weltgrößten Energiekonzerns. Und dann werden über 20 Bohrungen in

Nordwestdeutschland folgen, um weitere Süßgas-Vorkommen zu erschließen.

Exxon sieht Oyther Berg als Erfolg

An Bohrstelle „Z3“ können stündlich fast 20 000 Kubikmeter Erdgas gefördert werden

Vechta – Die Arbeiten an der

Bohrstelle „Z3“ auf dem Oyther

Berg haben Pilotcharakter für

die ExxonMobil Production haben

schätzt ExxonMobil

– Risse) das Potential des Pro

the Z3“ könne den Weg zu etwa

50 Milliarden Kubikmeter zu-

sätzlichen Reserven freigemacht

haben

mas Fischer. Projektleiter Glab

hatte schon vor den sogenann-

ten Frac-Bohrungen (Frac

Fließwege verschaffen. Bis

120 Tonnen eines gelarti

fe liegt. Sieben übereinander

gende Fracs sollten dem Erd

Fließwege verschaffen. Bis

120 Tonnen eines gelarti

fe liegt. Sieben übereinander

gende Fracs sollten dem Erd

Fließwege verschaffen. Bis

120 Tonnen eines gelarti

2005 genehmigt.

Im Vorfeld bis zu 30.000 m³/h = 720.000 m³/d erwartet

=> Deutlich über der 500.000 m³/a-Schwelle

=> Nicht in der Liste bisheriger Erdgas-UVPs aufgeführt?!

http://www.heimatverein-oythe.de/exxon-ov-03_12_05.htm

<http://www.verkehrswacht-vechta.de/produktbilder/129681797405092006.pdf>

...wird UVP erst beim Aufdrehen der Gasleitung durchgeführt, obwohl Eingriffsschwere unabhängig von etwaiger Drosselung am Kopfventil ist?!

UVP



Aussage WEG: 30 UVP bereits durchgeführt

Antwort des LBEG auf Anfrage zu erfolgten UVP:

UVP-Vorprüfungen für Gasbohrungen

Jahr	Name der Bohrung	Firma	Aktenzeichen
2007	Damme	EMPG	B 20071-I-2007-001-01
	Steimbke	EMPG	B II f 1.7 2007-003
	Greetsiel West Z 1	E.ON	W 6216 B-I-2007-001
	Bötersen Süd Z1	EMPG	W 6144 PFV Bötersen Süd Z1-I-2007-002
	Burgmoor Z4	EMPG	W 6221 B Burgmoor Z 4-I-2007-001
2011	Hemsbünde Z2	RWE	B II f 1.7 - 2011-034
	Schneeren Süd Z 1	GdF	B II f 1.7 2011-041
2012	Söhlingen Ost	EMPG	L1.2/L67007/03-08_02/2012-0007 (2012-0022)

gelb: unklar welche Bohrungen genau

grün: mit Bezug zu gefracnten Bohrungen

In den Jahren 2008, 2009, 2010 und 2013 wurden keine UVP-Vorprüfungen für Erdgasbohrungen durchgeführt.

Sämtliche bekannten Vorprüfungen verneinten eine UVP-Erfordernis (Vorprüfung Burgmoor Z4 und UVP Burgmoor Z4 behandeln völlig unterschiedliche Aspekte)

Durchgeführte Planfeststellungsverfahren / Rahmenbetriebspläne

Jahr	Vorhaben	Firma	Aktenzeichen	Bemerkung
2005	Bötersen Z 10	RWE-Dea	W 6144 PFV Bötersen Z 10 2005-001	Rechtskräftig
2005	Preyersmühle Süd Z 1	EMPG	01/05 W 6118 PFV Preyersmühle PFV I	Rechtskräftig
2005	Dötlingen Ost Z 2	EMPG	01/05 W 6290 Bh. 10 - PFV I	Rechtskräftig
2005	Idsingen Z 4	EMPG	01/05 – W 6118 B. PFV Idsingen Z 4 - I -	Rechtskräftig
2006	Deblinghausen Z6/Z7	EMPG	W 6210 PFV I 2006-001	Rechtskräftig
2006	Söhlingen Z 16	EMPG	W 6127 PFV Söhlingen Z 16–2006-003	Rechtskräftig
2007	Hemmelte West Z 1 / T 2	EMPG	W 6250 PFV I 2007-002	Rechtskräftig
2007	Kirchdorf Z 1	EMPG	W 6201 PFV Kirchdorf Z 1 2007-002	Rechtskräftig
2007	Burgmoor Z 4	EMPG	W 6221 PFV Burgmoor Z 4 2007-001	Rechtskräftig
2007	Bötersen Süd Z1	EMPG	W 6144 PFV Bötersen Süd Z1 2007-006	Rechtskräftig
2009	Quaadmoor Z5	EMPG	W 6061 PFV Quaadmoor Z 5 2009-001	Rechtskräftig
2010	Böstlingen Z 2 und Z 4	EMPG	W 6118 Böstlingen Z2/Z4 PFV I 2010-001	Rechtskräftig
2013	Völkersen Z 11	RWE-Dea	L1.4/L67131/04-02_06/2013-0001 PFV Völkersen Z 11	In Bearbeitung

rot: Mit Bezug zu gefracnten Bohrungen

LBEG



Niedersächsisches Umweltinformationsgesetz (NUIG)

§ 3

Anspruch auf Zugang zu Umweltinformationen, Verfahren

¹ Jede Person hat, ohne ein Interesse darlegen zu müssen, nach Maßgabe dieses Gesetzes Anspruch auf Zugang zu Umweltinformationen, über die eine informationspflichtige Stelle verfügt. ² Für den Zugang zu Umweltinformationen gelten § 3 Abs. 1 Satz 2, Abs. 2 und 3 sowie die §§ 4, 5, 8 und 9 UIG entsprechend.

UIG:

§ 3 Anspruch auf Zugang zu Umweltinformationen

(3) Soweit ein Anspruch nach Absatz 1 besteht, sind die Umweltinformationen der antragstellenden Person unter Berücksichtigung etwaiger von ihr angegebener Zeitpunkte, spätestens jedoch mit Ablauf der Frist nach Satz 2 Nr. 1 oder Nr. 2 zugänglich zu machen. Die Frist beginnt mit Eingang des Antrags bei der informationspflichtigen Stelle, die über die Informationen verfügt, und endet

1. mit Ablauf eines Monats oder
2. soweit Umweltinformationen derart umfangreich und komplex sind, dass die in Nummer 1 genannte Frist nicht eingehalten werden kann, mit Ablauf von zwei Monaten.

§ 4 Antrag und Verfahren

(5) Über die Geltung der längeren Frist nach § 3 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 ist die antragstellende Person spätestens mit Ablauf der Frist nach § 3 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 unter Angabe der Gründe zu unterrichten.

LBEG



Niedersächsisches Umweltinformationsgesetz (NUIG)

Anfrage: 03.07.2013

Inhalt: Liste UVP, Liste Vorprüfungen, Stellungnahme GLD zu Düste Z10, Unterlagen einer bekannter Maßen durchgeführten UVP

Übermittlung: 11.09.2013

Liste UVP: Unvollständig, da Zeitraum gekürzt

Liste Vorprüfungen: Unvollständig, da Zeitraum gekürzt

Stellungnahme GLD : Jetzt vorhanden, im Juni ggü. AK Fracking Braunschweiger Land für nicht existent erklärt. Dokument wurde dem Landkreis Diepholz im November übermittelt.

UVP: Unvollständig. Lediglich UVS und LBP sowie nebensächliche Verwaltungsdokumente.

Nicht enthalten: Ausgelegte Antragsunterlagen, abgegebene Stellungnahmen, erhobener Einwand, Protokoll Erörterungstermin etc.

LBEG



Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Stilleweg 2
30655 Hannover

[NUIG] Vorhaben Erdgasförderung

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit erbitte ich nach § 3 des Niedersächsischen Umweltinformationsgesetzes (NUIG)
Aktenauskunft zu folgenden Sachverhalten:

- 1) Schreiben der RWE Dea vom [REDACTED] sowie [REDACTED] einschließlich etwaiger Anhänge oder Nebendokumente.
- 2) Bescheid zum Antrag in (1) einschließlich ergänzender Nebendokumente, Anhänge, Nachreichungen etc.
- 3) Aktenplan und -verzeichnisse folgender Bohrungen/Vorhaben:

T12: Das LBEG hat keine Daten zu Frac 2011?

und zu Damme?
und zu Lünne?

- | | | |
|---------------------|------------------|------------------|
| • Bahrenborstel Z14 | • Leese Ost 1 | • Siedenburg H2 |
| • Buchhorst T12 | • Lünne 1 | • Steimbke Z1 |
| • Buchhorst Z20 | • NEAG H1 | • Suderbruch 100 |
| • Böttersen Z11 | • Niedernwören 1 | • Uchte Z2 |
| • Damme 3 | • Nöpke 2 | • Völkersen H1 |
| • Dörpel 1 | • Schlahe 1 | • Völkersen Z1 |
| • Düste J2 | • Siedenburg 30 | • Völkersen Z7 |
| • Düste Z10 | • Siedenburg H1 | • Wittorf Z1 |

Vollständigkeit der LBEG-Auskunft:

grün: plausibel

blau: unklar

gelb: erwiesen unvollständig

rot: fehlt ganz in Antwort

Im Sinne einer zügigen Bearbeitung erkläre ich mich vorab mit der Schwärzung etwaiger

Für zwei oder drei Vorhaben vermutlich noch keine Anträge vorliegend, allerdings Ankündigungen auch gegenüber LBEG wahrscheinlich/ LBEG in Info-Termine involviert.

LBEG



- 01.10.2013

Bundestagsabgeordneter Mattfeldt beschwert sich über Behörde Ärger mit dem Landesbergamt



Von Michael Kerzel

Langwedel · Hannover. . „Es ist bemerkenswert, wie das Landesbergamt mit für die Regierung unangenehmen Anfragen von Bundestagsabgeordneten umgeht“, sagt Andreas Mattfeldt (CDU). Es sei eine Unverschämtheit, wie die Behörde agiere. Zudem sei es nicht das erste Mal, dass Anfragen an das Landesbergamt mit hohen Gebühren belegt würden , so Mattfeldt.

Bereits im Juni fragte Mattfeldt nach den Genehmigungsunterlagen für die Erdgasförderung im Landkreis Verden. „Nach meinem Dafürhalten haben wir als betroffene Bürger ein Recht darauf zu erfahren, auf welcher Rechtsgrundlage die Erdgasförderung in unserer Region fußt“, erklärt Mattfeldt.

Nach rund vier Monaten erhielt der Abgeordnete Antwort vom Landesbergamt. Dieses teilte ihm mit, dass es die Unterlagen „aus einer Vielzahl von Aktenbänden“ zusammenstellen müsse. Und das sei kostenpflichtig. Mattfeldt müsse rund 250 Euro bezahlen, wenn er eine Antwort bekommen wolle. Mattfeldt vermutet dahinter Methode: „Ich werde aber nicht nachlassen, um an die geforderten Informationen zu kommen“, sagt er.

Der Abgeordnete habe die Möglichkeit, teilte die Behörde mit, sich die Akten beim Landesbergamt vor Ort anzuschauen. Das wäre kostenlos. Lediglich Kopien müsste er bezahlen. Nach dem Niedersächsischen Umweltinformationsgesetz hat jede Person das Recht auf Umweltinformationen. Die zuständige Behörde kann dafür, wenn die Bearbeitung mindestens eine halbe Stunde in Anspruch nimmt, 25 bis 500 Euro verlangen.

Sonderseite zum SWB-Marathon



Infos, Hintergründe, Videos und Fotos zum 9. SWB-Marathon in Bremen gibt es auf unserer [Sonderseite](#).

Die WESER-KURIER Tablet-App



http://www.weser-kurier.de/startseite_artikel,-Aerger-mit-dem-Landesbergamt-_arid,675114.html

LBEG



Seit letztem Fachgespräch:

1x deutlich verspätet unvollständig beantwortet

2x ausstehend, Fristen erheblich überzogen

ebenso:

MdB Mattfeldt

BI fracking-freies Artland

BI Kein Fracking in der Heide

LBEG ignoriert Gesetz

9. OKTOBER 2013 · 2 KOMMENTARE

Am 17.06.2013 hat die BI „Kein Fracking in der Heide“ fünf Fragen an das Landesbergamt gestellt. Nach dem Niedersächsischen Umweltinformationsgesetz sind Anfragen innerhalb von vier Wochen zu beantworten – wenn nicht besondere Betriebsgeheimnisse geschützt werden müssen. Das LBEG hat vier der fünf Fragen fristgerecht bearbeitet. Die zentrale Teilfrage blieb offen: die nach der Erlaubnisakte für das Feld Oldendorf. Hier ist einer Firma namens Blue Mountain Exploration LLC (BME) erlaubt worden, im Gebiet zwischen Salzhausen, Niederhaverbeck und Amelinghausen nach Erdöl und Erdgas zu suchen. Seit über einem Vierteljahr wartet die BI vergeblich auf die Einsicht in die Akte.

Aus dem Schriftverkehr zwischen BI und LBEG geht hervor, dass die Firmenidentität des Erlaubnisnehmers BME weiterhin verschleiert wird. Weiterhin zeigt sich: Das LBEG lässt die Bearbeitung der beantragten Akteneinsicht liegen, seit BME Anfang August angeblich ein Gesprächsangebot gemacht hat (das sich aber bisher als heiße Luft erweist). Und nicht zuletzt: Widersprüchliche Angaben, worauf sich die Erkundungserlaubnis bezieht, kursieren intern und nach außen hin.

- Das LBEG bot wie ein Sprachrohr der Privatwirtschaft der BI „Kein Fracking in der Heide“ an, die BI dürfe ein Gespräch mit Blue Mountain führen, wenn auf eine Einsichtnahme in die Akten verzichtet werde. Die BI hat das abgelehnt, weil beide Optionen nichts miteinander zu tun haben – natürlich

<http://www.kein-fracking-in-der-heide.de/lbeg-weiter-gesetzesbruechig/>

LBEG



30.06.2013: Antrag Unterlagen zu Fachgesprächs-Bohrungen
ausdrücklich elektronische Übermittlung gewünscht

03.07.2013: Eingangsbestätigung

08.07.2013: Hinweis auf Vertipper in Bohrungsname

30.07.2013: Rückfrage, ob Einsicht oder Übermittlung, Kostenprognose

30.07.2013: Anfrage an MU zu Bereitstellung von Daten im Rahmen des
Fachgesprächs. Wird von MU als NUIG-Antrag ans LBEG geleitet

LBEG teilte MU mit,
dass größtenteils
identische Anfrage
bereits vorliegt. - Man
hat also schon einmal
reingeschaut...

30.07.2013: Rückfrage, ob Einsicht oder Übermittlung, Kostenprognose

30.07.2013: Anfrage an MU zu Bereitstellung von Daten im Rahmen des
Fachgesprächs. Wird von MU als NUIG-Antrag ans LBEG geleitet

02.08.2013: MU zitiert Antwort des LBEG: Zeitbedarf etwa zwei Wochen,
ggf. weitere zwei Wochen für Anhörung Dritter.

~**15.08.2013:** Telefonat mit LBEG zu etwaigem Einsichtsablauf;
Bearbeitung noch nicht begonnen!

Bearbeitung laut LBEG größtenteils
identisch, unabhängig von Einsicht oder
Übermittlung...

26.08.2013: Ausdrückliche Bestätigung der Übermittlung wie im Antrag gewünscht

25.09.2013: LBEG teilt mit, dass man „nach erster Bewertung“ festgestellt habe,
Dritte anhören zu müssen; keine Angabe über voraussichtliche Dauer.

Nach erster Sichtung der Anfrage dürfte klar sein, dass Betriebspläne dann wohl auch Daten Dritter
beinhalten - für diese Erkenntnis braucht das LBEG ein Vierteljahr, obwohl man doch Ende Juli für das
MU bereits eine Sichtung vorgenommen und Abschätzung von max. 4 Wochen angegeben hat?!