

Dirk Jansen, Geschäftsleiter BUND NRW e.V.

Umweltrisiko Fracking

Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Deutschland

Hamburg, 8. November 2014



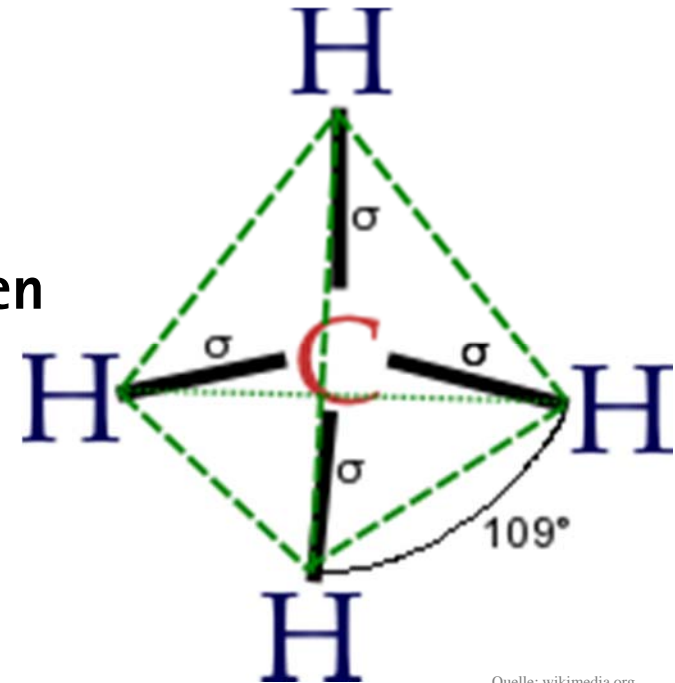
Foto: Dirk Jansen

Umweltrisiko Fracking

Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Deutschland

Gliederung:

- (1) Geologische Grundlagen
- (2) Rechtliche Rahmenbedingungen
- (3) Umweltrisiko „Fracking“
- (4) Erdgaskraftwerke als „Brückentechnologie“
- (5) Schlussfolgerungen



Quelle: wikimedia.org

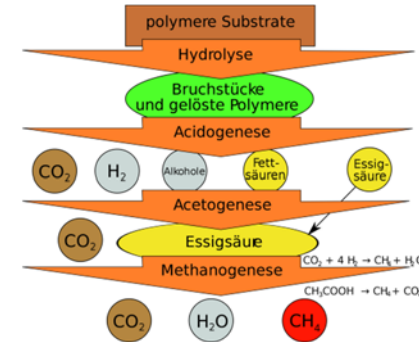
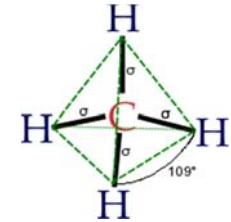
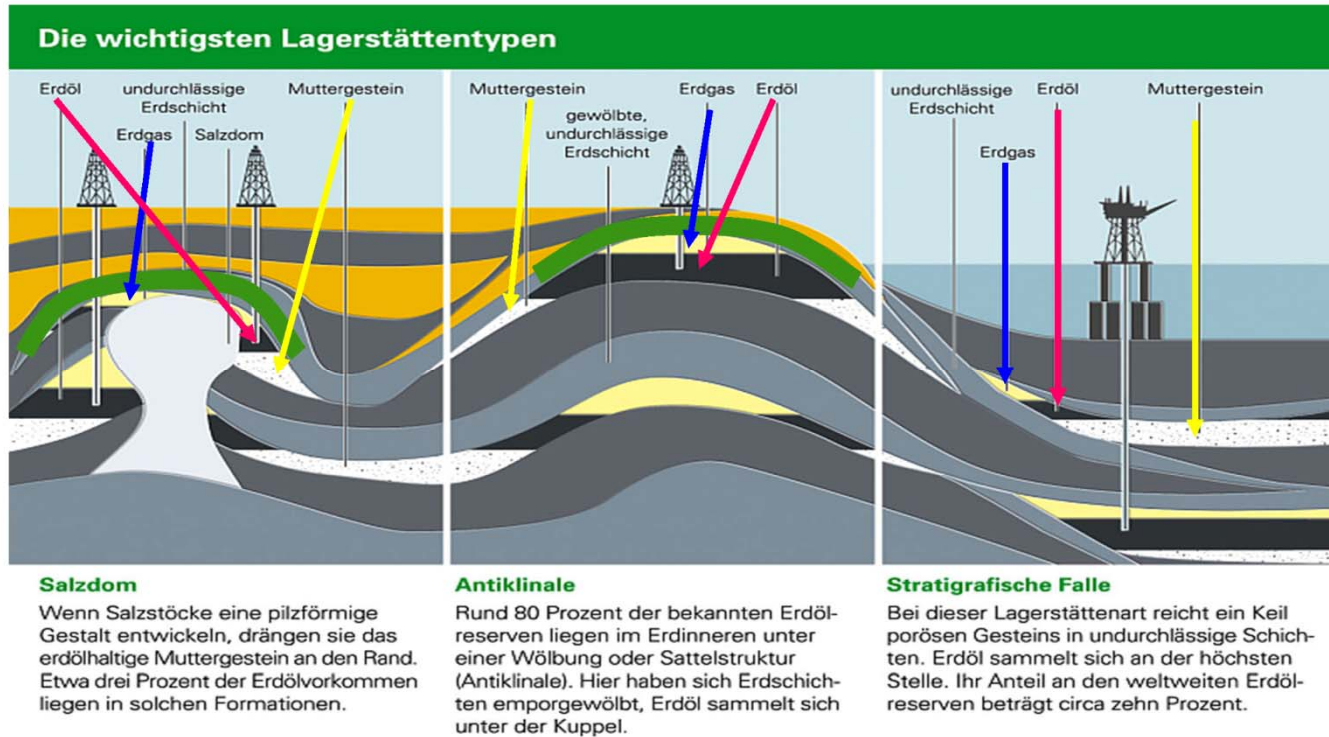


(1) Unkonventionelle Erdgas- vorkommen

Grundlagen: Entstehung von Erdgaslagerstätten



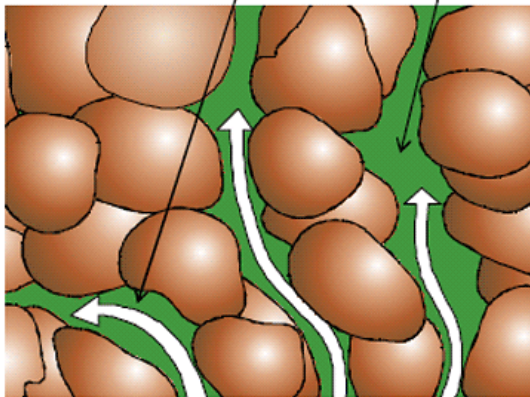
Quellen: Geologischer Dienst NRW 2011, wikimedia.org; ExxonMobil



Erdgas bildet sich unter Luftabschluss, erhöhter Temperatur und hohem Druck aus abgestorbenen und abgesunkenen marinen Kleinstlebewesen. Das Erdgas kommt entweder direkt im Muttergestein vor oder migriert durch den Porenraum oder an Klüften entlang nach oben, bis ein weiterer Aufstieg von undurchlässigen Gesteinsschichten verhindert wird. Durch Verschiebungen der Erdkruste kann sich auch das Speichergestein verschieben, so dass sich das Erdgas dauerhaft an den höchsten Stellen dieser Formationen sammelt.

konventionelle Erdgaslagerstätten

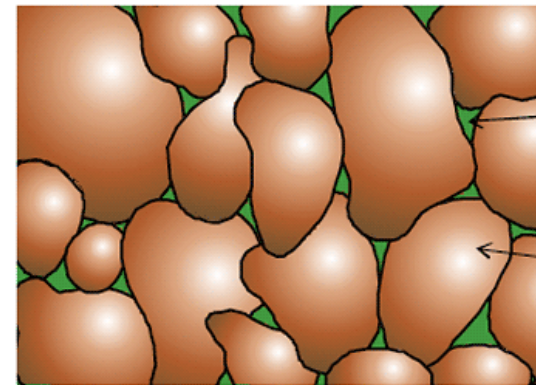
Zusammenhängende Poren geben dem Gestein seine Durchlässigkeit



Quelle: ExxonMobil

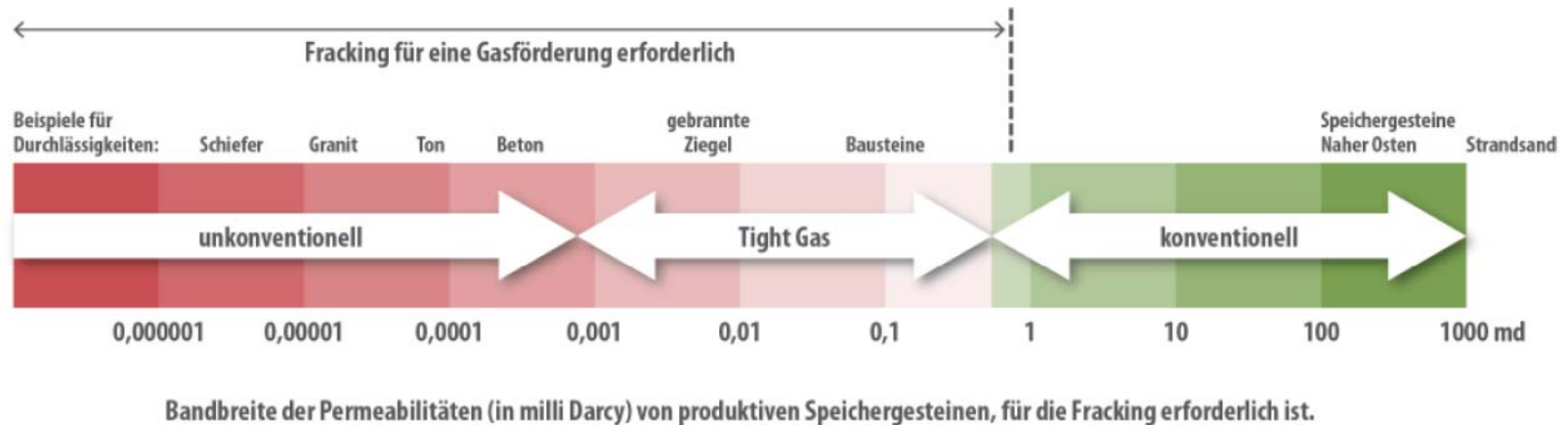
- Erdgas in Gesteinsporen gespeichert
- große Permeabilität
- Erdgas kann durch Lagerstättendruck allein zum Bohrloch fließen

unkonventionelle Erdgaslagerstätten



- Porenräume sehr klein
- Erdgas im Gestein eingeschlossen
- geringe bis keine Durchlässigkeit
- es müssen Wegsamkeiten geschaffen werden, damit Erdgas zum Bohrloch fließt

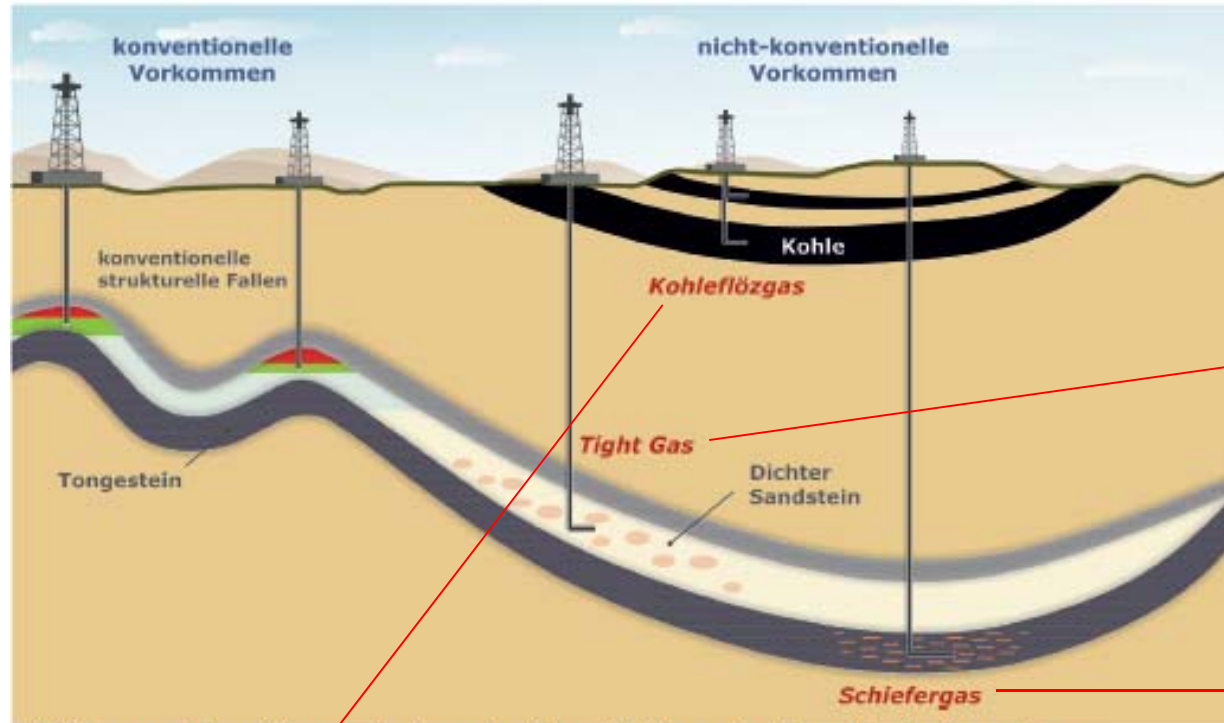
Typen unkonventioneller Erdgaslagerstätten



- **Tight Gas:** aus Muttergestein in Sand- oder Kalksteinformationen mit sehr geringen Permeabilitäten eingewandert, in Deutschland i.d.R. unterhalb von 3.500 m.
- **Schiefergas (Shale Gas):** thermogenes Gas durch Abbau/Umwandlung von organischem Material, im Ausgangsgestein adsorbiert, in Deutschland schon ab Tiefen von ca. 500 m
- **Kohleflözgas (CBM = Coalbed Methane):** entsteht bei Inkohlung, Gas ist durch den Druck des Lagerstättenwassers an die Oberfläche der Kohle gebunden, Vorkommen liegen i.d.R. in Deutschland in unterschiedlichen Tiefen

Quelle: MEINERS et al. NRW-Risikostudie 2012

Unkonventionelle Erdgaslagerstätten



Quelle: BGR 2012

Abbildung 1-1: Schematische Darstellung konventioneller und nicht-konventioneller Erdöl- und Erdgas-Vorkommen. Rot: Erdgas, grün: Erdöl, hellblau: Lagerstättenwasser (nach ANDRILETTI et al. 2010).

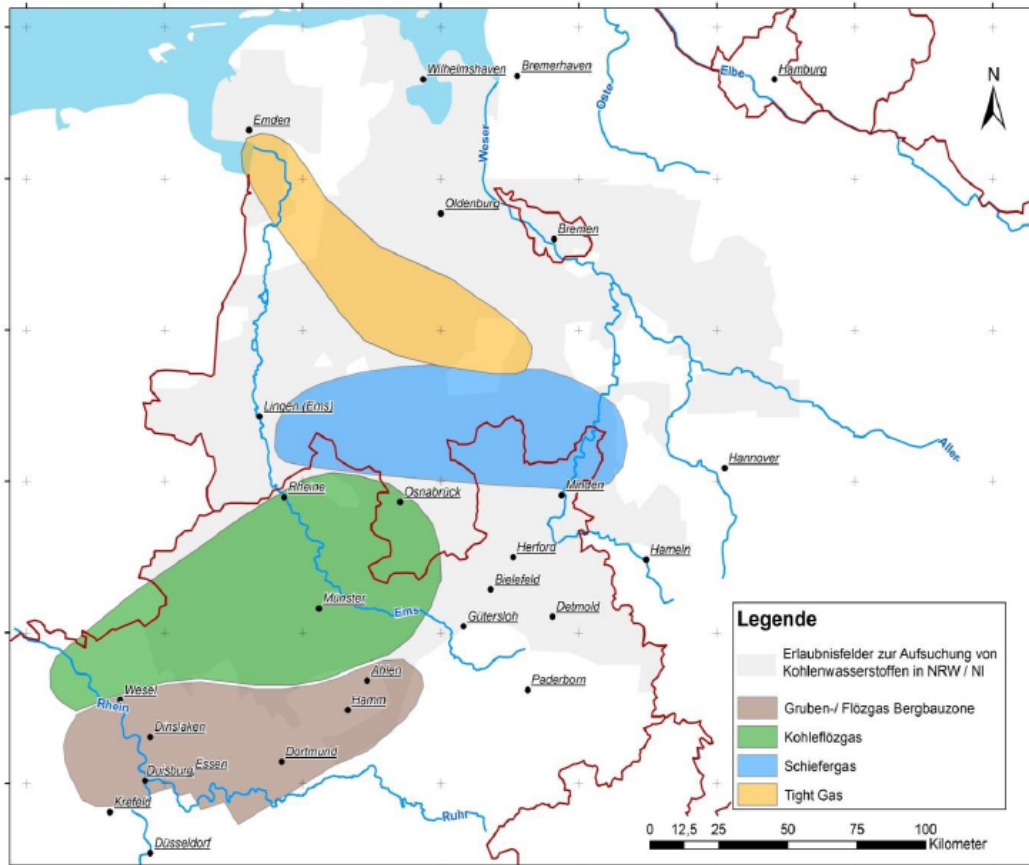
Tight Sand Gas:
Gasgefüllte Poren in Festgesteinen mit geringer Durchlässigkeit; für NRW nicht relevant

Schiefergas/ Shale Gas:
Gasgefüllte Poren im Schiefergestein (Schiefergas)

Kohleflözgas/Coalbed methane (CBM): In Poren von Kohleflözen gespeichert (Flözgas)

⬅ „konventionelles Fracking“ ist PR-Masche

Unkonventionelle Erdgaslagerstätten



Quelle: Umweltbundesamt 2012

gelb: Bergbauberechtigungen in Deutschland zur Aufsuchung unkonventioneller Kohlenwasserstoffvorkommen (Stand 31.12.2011)

ocker: Regionen mit grundsätzlichen geologischen Verhältnissen zur Bildung von Schiefergas

Quelle: PVG/HammGas

Tab. A 2: Gas-in-Place (GIP) und technisch gewinnbare Mengen an Schiefergas in Deutschland bei Annahme eines technischen Gewinnungsfaktors von 10 % (aus BGR 2012) (Angaben in 1.000 km³)

Formation	Gas-in-Place			technisch gewinnbar		
	Minimum	Median	Maximum	Minimum	Median	Maximum
Unterkreide - Wealden	1,1	2,4	4,4	0,1	0,2	0,4
Unterjura - Posidonienschiefer	0,9	2,0	3,8	0,1	0,2	0,4
Unterkarbon	2,5	8,3	17,7	0,3	0,8	1,8
gesamt	6,8	13,0	22,6	0,7	1,3	2,3

← 0,7 bis 2,3 Billionen m³

Jahresverbrauch 2012: 93 Mrd. m³

Beispiel NRW: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdgas

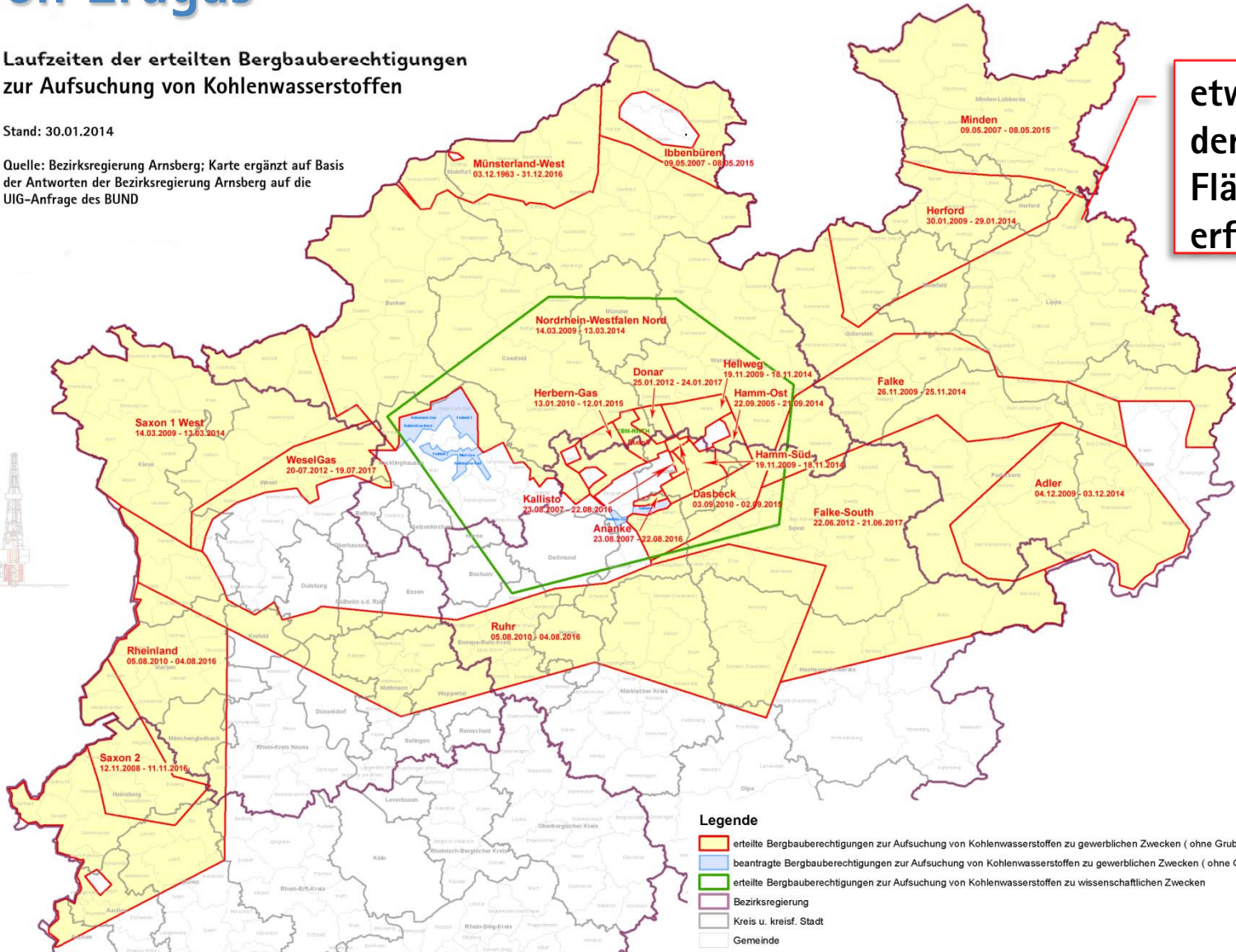
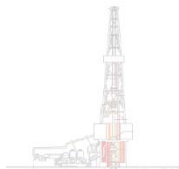


Laufzeiten der erteilten Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen

Stand: 30.01.2014

Quelle: Bezirksregierung Arnsberg; Karte ergänzt auf Basis der Antworten der Bezirksregierung Arnsberg auf die UIG-Anfrage des BUND

etwa 60 %
der NRW-
Fläche
erfasst



Legende

- erteilte Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu gewerblichen Zwecken (ohne Grubengas)
- beantragte Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu gewerblichen Zwecken (ohne Grubengas)
- erteilte Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu wissenschaftlichen Zwecken
- Bezirksregierung
- Kreis u. kreisf. Stadt
- Gemeinde

Quelle: BEZIRKSREGIERUNG ARNSBERG

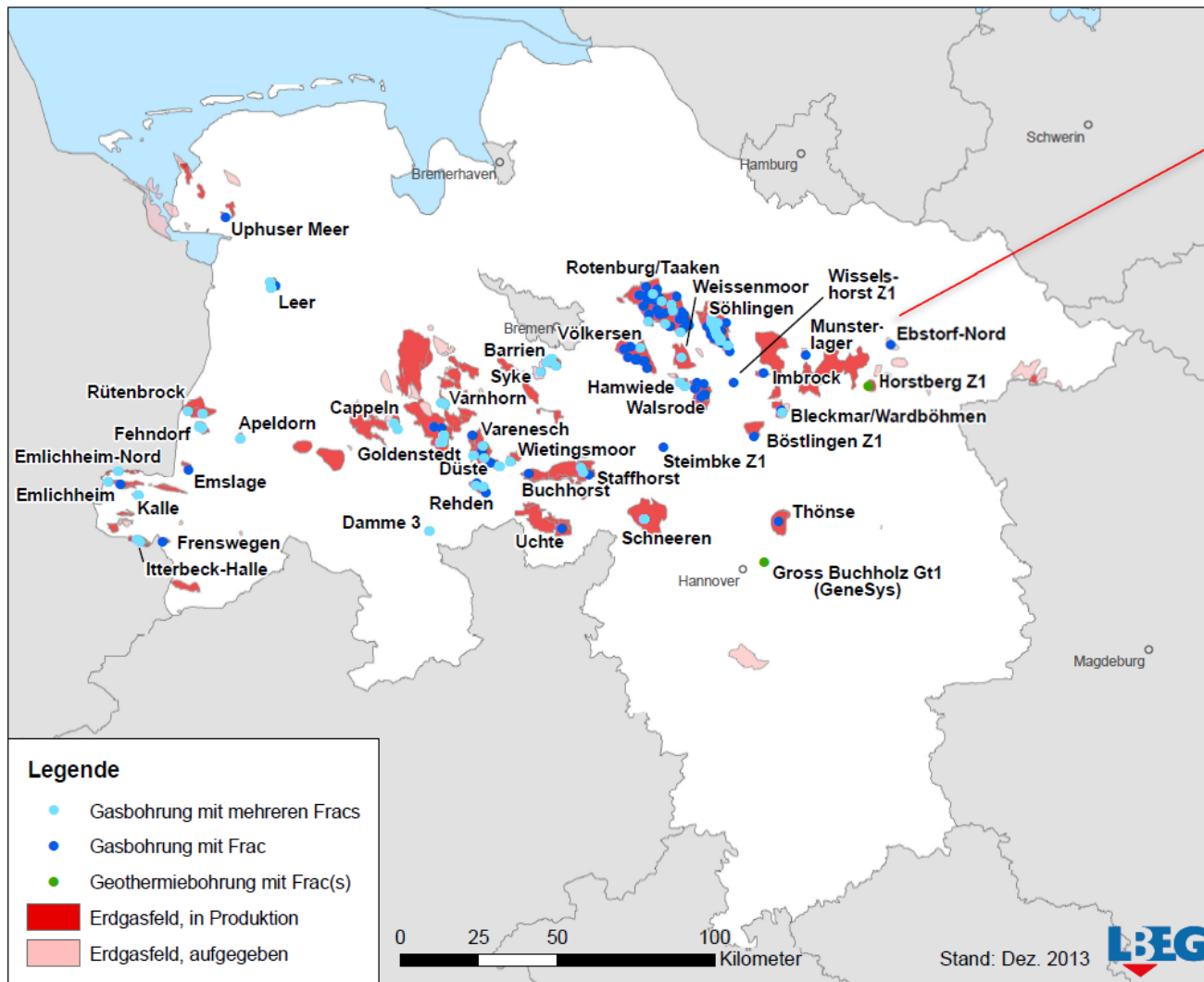
Seit 1962 wird in NS gefrackt



Gas- und Geothermiebohrungen mit hydraulischen Stimulationen (Fracs) in Niedersachsen

insges. 326
Fracs (Stand:
16.07.2014)

1. Frac:
28.11.1962
Düste Z5



Quelle: LBEG Niedersachsen 2014

(2) Rechtlicher Rahmen

Rechtlicher Rahmen (1)



- Erdgas ist ein sogen. „bergfreier Bodenschatz“ und unterliegt damit den Bestimmungen des Bundesberggesetzes (BBergG). Bergfreie Bodenschätze sind der Verfügungsgewalt des Grundeigentümers entzogen.
- Für die Aufsuchung (= Konkurrenzschutz) bedarf es einer Erlaubnis nach Paragraf 6 BBergG. Die Erlaubnis berechtigt den Inhaber jedoch nicht zur Führung eines Gewinnungsbetriebes (s.u.).

Die Erteilung einer Aufsuchungserlaubnis ist eine „gebundene Entscheidung“, d.h. es besteht ein Rechtsanspruch auf Erlaubniserteilung, sofern keine Versagensgründe vorliegen. Die Behörde hat keinen Ermessensspielraum.



Mögliche Versagensgründe (§ 11 BBergG):

- z.B. überwiegende öffentliche Interessen, die die Aufsuchung im gesamten zuzuteilenden Feld ausschließen.
- ☞ Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung oder Beteiligung der Grundeigentümer.
- ☞ Bergbehörde beteiligt nur Behörden, zu deren Aufgaben die Wahrnehmung öffentlicher Interessen gehört, wie z.B. die Bezirksregierungen und den Geologischen Dienst NRW.

Rechtlicher Rahmen (2)



- Wenn der Bergbauunternehmer bergfreie Bodenschätze gewinnen will, benötigt er dazu nach § 6 BBergG eine Bewilligung.
- Nach § 51 BBergG dürfen Aufsuchungsbetriebe, Gewinnungsbetriebe und Betriebe zur Aufbereitung nur auf Grund von Plänen (Betriebsplänen) errichtet, geführt und eingestellt werden, die vom Unternehmer aufgestellt und von der zuständigen Behörde zugelassen worden sind.
- Die Zulassungsvoraussetzungen für die Betriebsplanzulassung sind in Paragraf 55 Abs. 1 BBergG abschließend aufgezählt. Wenn sie erfüllt sind, hat der Bergbauunternehmer einen Anspruch auf die Betriebsplanzulassung.

Voraussetzungen sind u.a. (Paragraf 55 BBergG):

- erforderliche Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern,
- Keine Beeinträchtigung von Bodenschätzen, deren Schutz im öffentlichen Interesse liegt,
- keine gemeinschädlichen Einwirkungen der Aufsuchung und Gewinnung.

⚡ **Aber: Behörde hat keinen Ermessenspielraum; Abwägung findet nicht statt.**



Und:

- ☛ nach Paragraph 1 Ziffer 2 a UVP-V Bergbau ist eine formelle Umweltverträglichkeitsprüfung mit Öffentlichkeitsbeteiligung erst ab einem Fördervolumen von 500.000 m³ täglich vorgesehen, was bei den bisher beantragten und genehmigten Vorhaben nicht der Fall ist.
- ☛ Bevölkerung bleibt außen vor / Schutz der Umwelt nicht gewährleistet!
- ☛ Nur: Allein eine UVP kann nicht den notwendigen Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen garantieren.



Wichtig:

§ 18 Widerruf BBergG: Erlaubnis und Bewilligung sind zu widerrufen, wenn nachträglich Tatsache eintreten, die zur Versagung hätten führen müssen.

Rechtlicher Rahmen (4)



- Neben den (unzureichenden) Vorgaben des Bergrechts ist auch das Wasserrecht zu berücksichtigen.

Nach § 9 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) sind das Einbringen und Einleiten von Stoffen in Gewässer sowie Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen, eine zulassungspflichtige Gewässerbenutzung.

Nach Paragraf 48 WHG darf eine Erlaubnis für das Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser nur erteilt werden, wenn eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen ist (Besorgnisgrundsatz).



- EU-Wasserrahmenrichtlinie: Die Mitgliedstaaten führen die erforderlichen Maßnahmen durch um die Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser zu verhindern oder zu begrenzen und eine Verschlechterung des Zustands aller Grundwasserkörper zu verhindern (Verschlechterungsverbot).
- ◀ Wenn durch Forschungs-, Probe- oder Gewinnungsbohrungen Beeinträchtigungen des Gewässerhaushaltes nicht zu 100 % ausgeschlossen werden können, darf eine wasserrechtliche Erlaubnis nicht erteilt werden. Obligatorische Beteiligung der Wasserbehörden in NRW per Erlass vorgeschrieben.

Stand der Gesetzgebung



Eckpunkte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit zum Einsatz der Fracking-Technologie vom 24.09.2014:

- Klarstellung im WHG, dass Fracking Benutzungstatbestand ist; Einvernehmen mit zuständiger Wasserbehörde erforderlich;
- Fracking in Schiefer- und Kohleflözgestein oberhalb von 3.000 Metern soll durch das WHG verboten werden; wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen mit „nicht wassergefährdenden Frackingflüssigkeiten“ sind zulässig; Überprüfung der Verbotsregelung in 2021;
- Fracking bei der Gasförderung in Sandsteinformationen bleibt möglich:
 - Ausnahme: Wasserschutzgebiete, Heilschutzquellen, Einzugsgebiete von Trinkwasser-Talsperren und -Seen,
 - in Naturschutzgebieten und Nationalparks dürfen keine Anlagen errichtet werden,
 - es dürfen nur „schwach wassergefährdende Frackingflüssigkeiten“ eingesetzt werden,
 - Unternehmen müssen verwendete Substanzen offenlegen,
 - obligatorische UVP durch Änderung der UVP-V Bergbau



Stand der Gesetzgebung (2)



Kritik (auszugsweise):

- Fracking in Tight Gas bleibt möglich, selbst in Natura 2000-Gebieten („Lex Niedersachsen“);
- Shale Gas und CBM-Formationen reichen z.T. in Tiefen von bis zu 5.000 Metern (südl. Niederrhein, zentrales Münsterland)
- Fracking in Schiefer- und Kohleflözgestein ab 3.001 Meter Tiefe ungefährlich?
- Probebohrungen sind Türöffner für Fracking, weshalb sie derzeit in NRW nicht zugelassen werden; bundesgesetzliche Regelung würden Rechtsposition der Länder mit restriktiveren Regelungen aushöhlen;
- Wasserschutzgebiete etc. umfassen max. 14,08 % der Fläche;
- was sind „schwach wassergefährdende Frackingflüssigkeiten“?
- Problem des Flow-back und der zahlreichen anderen Umwelteinwirkungen bleibt ungelöst;
- obligatorische UVP verhindert keine potenziell umweltschädlichen Vorhaben.

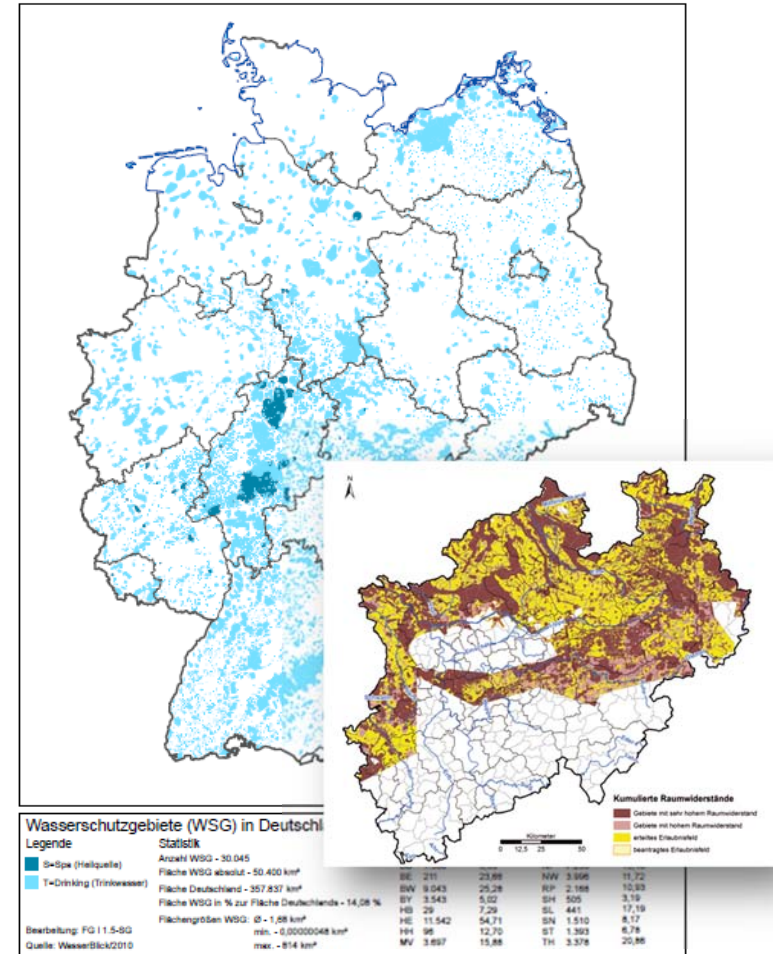


(3) Umweltrisiko Fracking

Raumbedeutsamkeit und Raumwiderstände



- Die Vorhaben zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten müssen aufgrund ihrer möglichen räumlich-zeitlich wechselnden Ballung und der gemeinsamen Infrastruktur in den Gewinnungsfeldern als raumbedeutsam im Sinne des § 3 Nr. 6 Raumordnungsgesetz eingestuft werden. [NRW-Risikostudie 2012]
- Deshalb Bewertung des Raumwiderstandes im Hinblick auf
 - Schutz des Menschen und seiner Gesundheit,
 - Landschafts- und Freiraumschutz, Erholungsfunktion,
 - Naturschutz inkl. Bodenschutz,
 - Grundwasser- und Gewässerschutz,
 - Klimaschutz,
 - Wechselwirkungen.

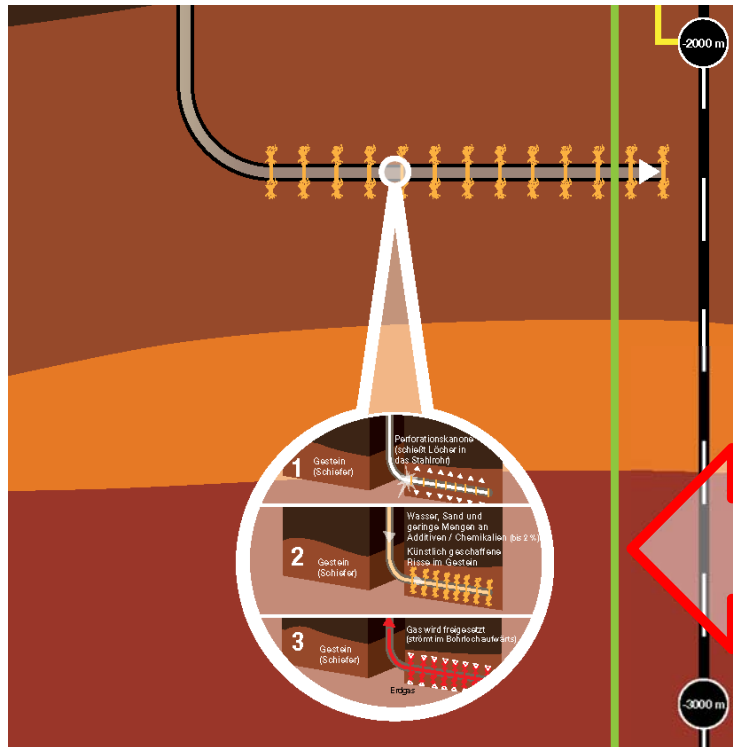


Quelle: Umweltbundesamt, MEINERS et al. NRW-Risikostudie 2012

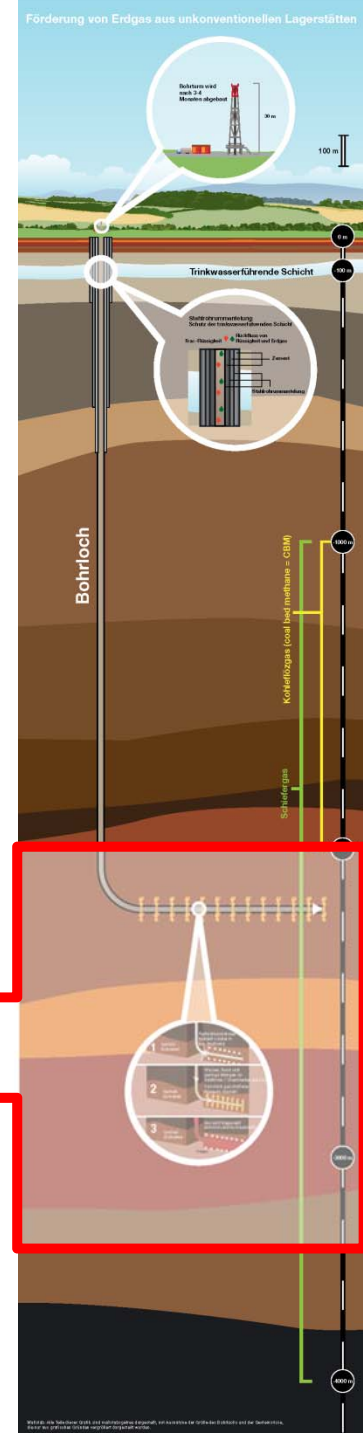
Umweltrisiko „Fracking“ – das Prinzip

Wegen der geringen Durchlässigkeit der Speichergesteine unkonventioneller Erdgasvorkommen müssen künstlich Fließwege geschaffen werden, damit Erdgas zum Bohrloch fließt. Hierzu wird die sogen. Frac-Technologie (hydraulic fracturing, „Fraccing“ oder neudeutsch „Fracking“) eingesetzt.

Dabei werden zunächst in das Mantelrohr der Horizontalbohrungen in der vorgesehenen Frac-Tiefe (> 1.000 m) Löcher geschossen, durch die unter hohem Druck (150 bis 400 bar) ein Gemisch von Wasser, Quarzsand, keramischen Stützmitteln und Additiven (s.u.) in das Speichergestein gepresst wird.



Quelle: ExxonMobil

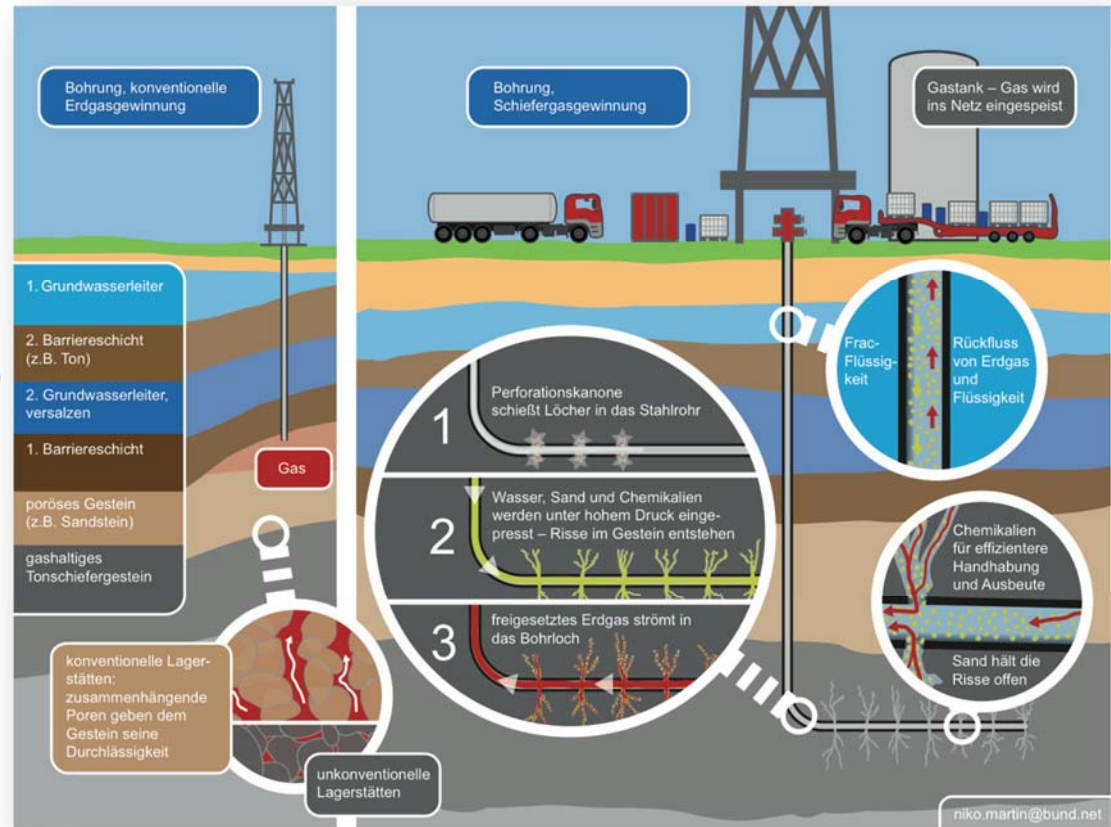


Umweltrisiko „Fracking“ – das Prinzip



Durch die Fracs werden Drücke von über 1.000 Bar im Lagerstättengestein und Risse bis zu einer Breite von 15 mm erzeugt, durch die das Gas fließen kann. Damit sich die Klüfte bei nachlassendem Druck nicht wieder schließen, wird das Wasser mit dem Stützmittel und Chemikalien vermischt. Letztere enthalten bislang auch Biozide, um Bakterien abzutöten, die zu einer Verengung der Klüfte führen können.

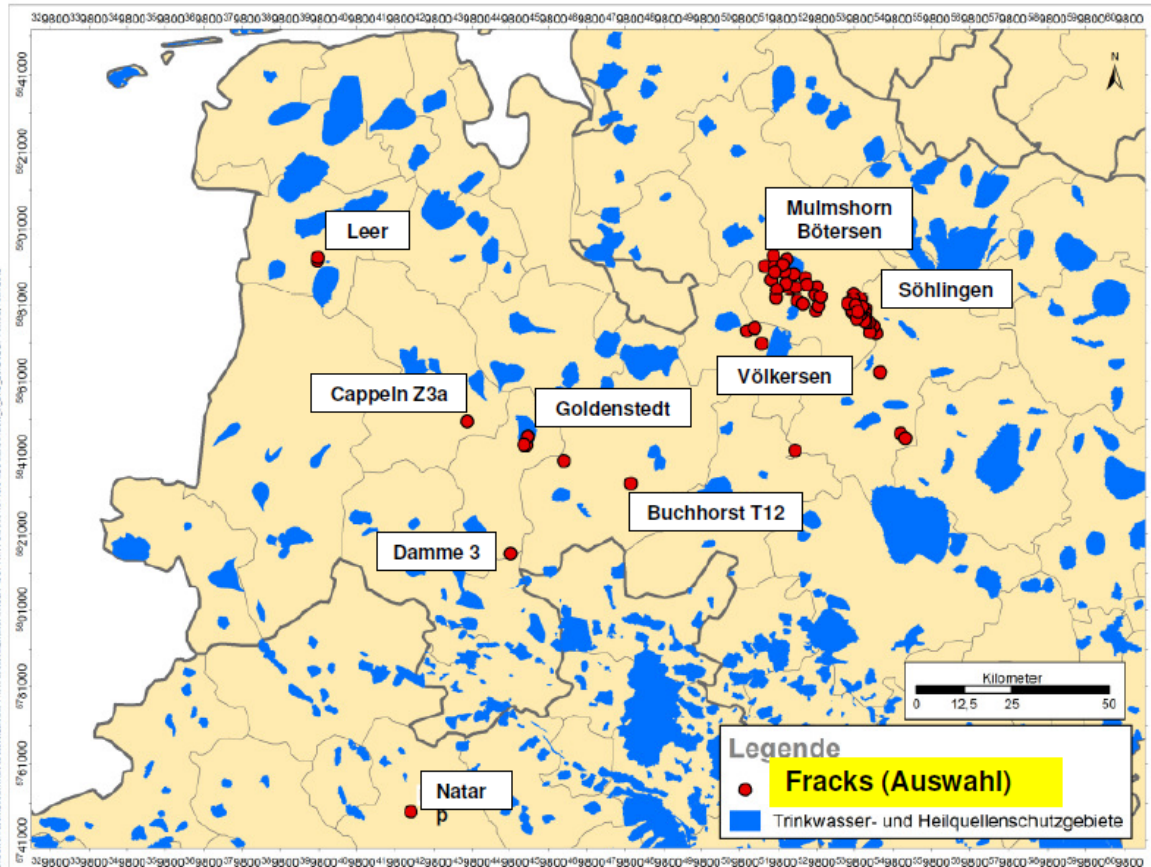
Gegen Ende des Fracks wird ein Teil des Fracking-Fluids zusammen mit dem Lagerstättengestein zurück gepumpt und das Gas strömt dem Bohrloch zu. In der Regel werden in der Gewinnungsphase weitere Fracs notwendig. Flowback und Lagerstättengestein werden in der Regel über Disposalbohrungen im Untergrund „entsorgt“.



Umweltrisiko „Fracking“ – Erfahrungen



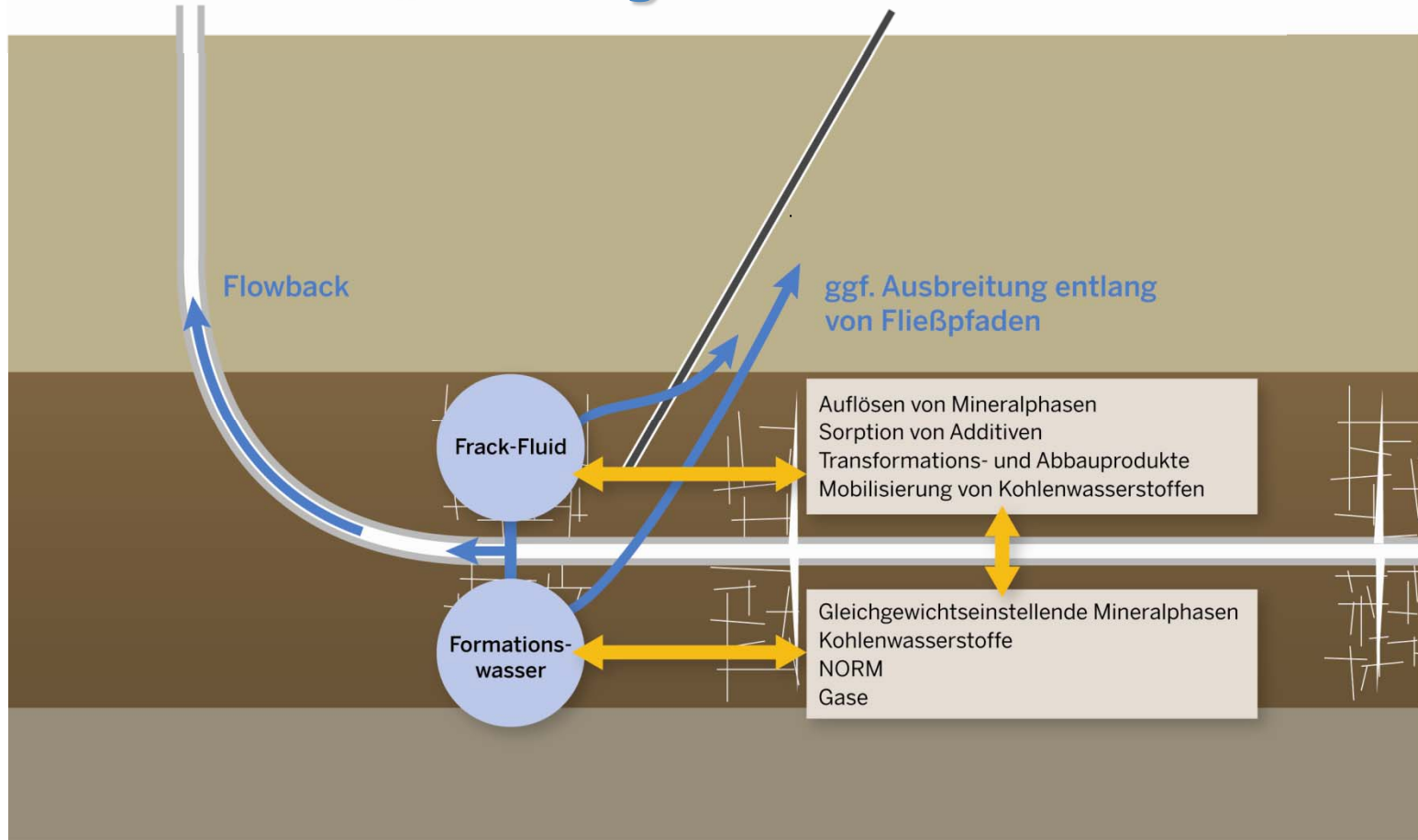
Quelle: A. Bergmann/IWW



- Niedersachsen: > 320 Fracks in ca. 130 Bohrungen (Tight Gas).
- Bislang nur drei Fracks in Shale Gas (Damme 3).
- In Natarp (Kohleflözgas, NRW) wurde 1995 ebenfalls gefrackt.

☞ Es liegen für Deutschland kaum Erkenntnisse über Fracking-Maßnahmen in Schiefer- oder Kohleflözgasformationen vor.

Umweltrisiko „Fracking“- Problem Flowback



- In der Bohrung „Damme 3“ gelangten nur 8 % des injizierten Frac-Fluids wieder an die Oberfläche. Mit dem Frac-Wasser kommen auch das so gen. Lagerstättenwasser sowie weitere Stoffe (z.B. Salze, Abbau- und Transformationsprodukte) an die Erdoberfläche. Die schadlose Entsorgung des Flowbacks ist über Disposalbohrungen nicht gewährleistet.

Umweltrisiko „Fracking“ – gefährliche Chemie

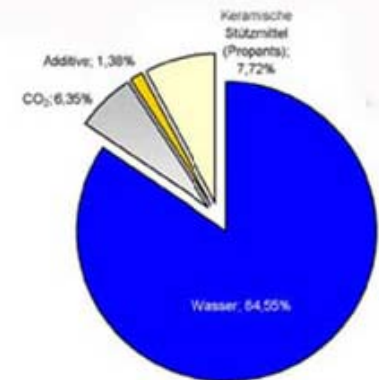


Das eingepresste Wasser ist mit etwa 0,5 – 1 % Chemikalien und bis zu 20 % Quarzsand bzw. anderen keramischen Stützmitteln vermischt. In den USA werden mehr als 200 Substanzen und Biozide eingesetzt (z.B. BTEX- Chemikalien [Benzole, Toluol, Ethyle, Xoluol], Methanol, Propylalkohol, Aromate, Benzene, Naphtalene, Säuren, Chloride). Andere amerikanische Quellen sprechen von bis zu 700 eingesetzten Chemikalien.

Von den in Deutschland insgesamt in der Vergangenheit eingesetzten rund 150 chemischen Additiven setzt ExxonMobil heute noch etwa 30 ein (*s. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/erkundung_foerderung/hydraulic_fracturing/frac_massnahmen.html*).

Quelle: ExxonMobil

Zusammensetzung der Behandlungsflüssigkeit "Goldenstedt Z23"		
	Einzel-Summenmassen	
Gesamtmasse d. Flüssigkeit (mit CO ₂ aber ohne keramische Stützmittel (Proppants):	6.226.360 kg	100,00 %
Frischwasser	5.704.840 kg	91,62 %
CO ₂ , flüssig	428.400 kg	6,88 %
Chemikalien (ohne CO ₂)	93.120 kg	1,50 %
Nicht gefährliche Chemikalien (ohne CO ₂)	35.086 kg	0,56 %
Gefährliche Chemikalien	58.034 kg	0,93 %
Giftige Chemikalien	7.846 kg	0,14 %
Gesundheitsgefährdende Chemikalien	44.387 kg	0,71 %
Umweltgefährdende Chemikalien	1.451 kg	0,02 %



Umweltrisiko „Fracking“ – gefährliche Chemie



Einstufung der Additive in der Behandlungsflüssigkeit „Goldenstedt Z23“	
	Einzel-Summenmassen
Gefährliche Chemikalien	58.034 kg
Giftige Chemikalien	7.846 kg
Gesundheitsgefährdende Chemikalien	44.387 kg
Umweltgefährdende Chemikalien	1.451 kg

z. B.

- 39 Tonnen 2-Butoxyethanol, das vom Menschen leicht durch Einatmen, Verschlucken oder Hautkontakt aufgenommen wird. Es verteilt sich schnell im menschlichen Körper und kann zu Hämolyse, Leber-, Milz- und Knochenmarkschäden führen,
- mehr als 6 Tonnen Tetramethylammoniumchlorid. Nach dem entsprechenden Sicherheitsdatenblatt besteht Lebensgefahr bei Verschlucken; der Stoff ist giftig bei Hautkontakt,
- 5-Chloro-2-Methyl-2H-Isithiazol-3-one and 2-Methyl-2H-Isithiazol-3 one, ein Biozid, das sehr leicht löslich in Wasser ist und von dem akute oder chronische Gesundheitsgefahren ausgehen. Nach dem Sicherheitsdatenblatt gem. gemäß 91/155/EWG soll der Stoff nicht in die Kanalisation, das Oberflächenwasser oder ins Grundwasser gelangen.

Umweltrisiko „Fracking“ – gefährliche Chemie



Nur für 21 in Deutschland eingesetzte Frack-Fluide liegen den Gutachtern der Risikostudie NRW die chemischen Zusammensetzungen vor:

- Einsatz in 76 Fracks in 24 Bohrungen (1983–2011);
- = 21 % der in Deutschland durchgeführten Fracks;
- Für 36 Stoffe der insgesamt bekannten 112 Additive kann wegen ungenauer Stoffbezeichnung bzw. fehlender CAS-Nr. im Sicherheitsdatenblatt keine Gefährdungsabschätzung durchgeführt werden;
- Wintershall, Halliburton, Schlumberger verweigerten nach Aussage der NRW-Gutachter z. T. die Offenlegung.

Einsatz von **88 Zubereitungen**

- **80 Sicherheitsdatenblätter**
- **8 Zubereitungen ohne Datenblätter**

Datengrundlage:

21 Frack-Fluide (1982-2011),
ca. **21 %** der durchgeführten Fracks

Einsatz von **112 Additiven**

- **76 Stoffe** eindeutig (CAS-Nr.)
- **36 Stoffe** ohne CAS-Nr. und ohne eindeutige Bezeichnung

Datengrundlage:

28 Frack-Fluide (1983-2011),
ca. **25 %** der durchgeführten Fracks

🕒 **mangelhafte Kenntnis der eingesetzten Stoffe; unzureichende Verfügbarkeit experimentell ermittelter öko- und humantoxikologischer Wirkdaten**

Umweltrisiko „Fracking“ – „green fracking“?



Bewertung – Frack-Fluid „Weiterentwicklung“

Eingesetzte Stoffe	Weiterentwicklung			Damme 3		
	Gelöste Konz.	Humantox. Bewertung (Risikoquotient)	Ökotox. Bewertung (Risikoquotient)	Gelöste Konz.	Humantox. Bewertung (Risikoquotient)	Ökotox. Bewertung (Risikoquotient)
Stützmittel	Feststoff	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich	Feststoff	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich
Tonstabilisator	750 mg/l	< 43	210	520 mg/l	1.733.000	> 2.600.000 (Datenlage mangelhaft)
Reibungsminderer	350 mg/l	40	6.600	220 mg/l	733.000	11.000
Netzmittel	130 mg/l	433.000	760	36 mg/l	120.000	20.000
Biozid	1.000 mg/l	10.000.000	139.000 (Datenlage ungenügend)	4 mg/l	7.520	72.000
Formaldehyd	unbekannt	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich	0 mg/l	-	-
Mg(NO ₃) ₂ und MgCl ₂	0 mg/l	-	-	6 mg/l	unbedenklich < 1	-
Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	k.A.	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich

Quelle: MEINERS et al. NRW-Risikostudie 2012



← „green fracking“ bleibt Vision

„Aufgrund der geplanten hohen Einsatzkonzentration und der mangelhaften (öffentlich zugänglichen) Datenlage ... muss auch für die beiden Weiterentwicklungen von einem hohen human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.“ [NRW-Risikostudie, Kurzfassung, S. 41]

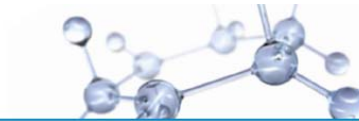
Umweltrisiko „Fracking“ – „green fracking“?



Bewertung – Frack-Fluid „Weiterentwicklung“

April 2014

Frac-Fluid Mischung für die Bohrung Böttersen Z11



Zusammensetzung der Mischung für eine Sandstein Frac-Flüssigkeit			
	Einzelvolumina		Anteil am Gesamtfluid
Gesamtvolumen mit Proppants:	560.025	kg	
Proppants	165.000	kg	
Wasser + Chemikalien	395.025	kg	100,00 %
Wasser	390.000	kg	98,73 %
Chemikalien (gesamt)	5.025	kg	1,27 %
Nicht gefährliche Chemikalien	4.650	kg	1,18 %
Gefährliche Chemikalien	375	kg	0,09 %
Giftige Chemikalien	0	kg	0,00 %
Gesundheitsgefährdende	375	kg	0,09 %
Umweltgefährliche Chemikalien	0	kg	0,00 %

z.B. Butoxydiglykol:
 „Von dem Stoff gehen akute oder chronische Gesundheitsgefahren aus.“

GESTIS-Stoffdatenbank,
[http://gestis.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_de/022420.xml?f=templates\\$fn=default.htm\\$3.0](http://gestis.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_de/022420.xml?f=templates$fn=default.htm$3.0)



Umweltrisiko „Fracking“ – „green fracking“?



Neue ExxonMobil-Kampagne „Giftfreie Frac-Flüssigkeit“



Fotos: ExxonMobil

- ↻ bislang nirgendwo erprobt, Ungefährlichkeit unbewiesen
- ↻ Flowback-Probleme bleibt, ebenso die gesamte Kette der übertägigen Umwelteinwirkungen

Umweltrisiko „Fracking“- gefährliches Flowback



Das Lagerstättenwasser (Formationswasser) enthält u.a.

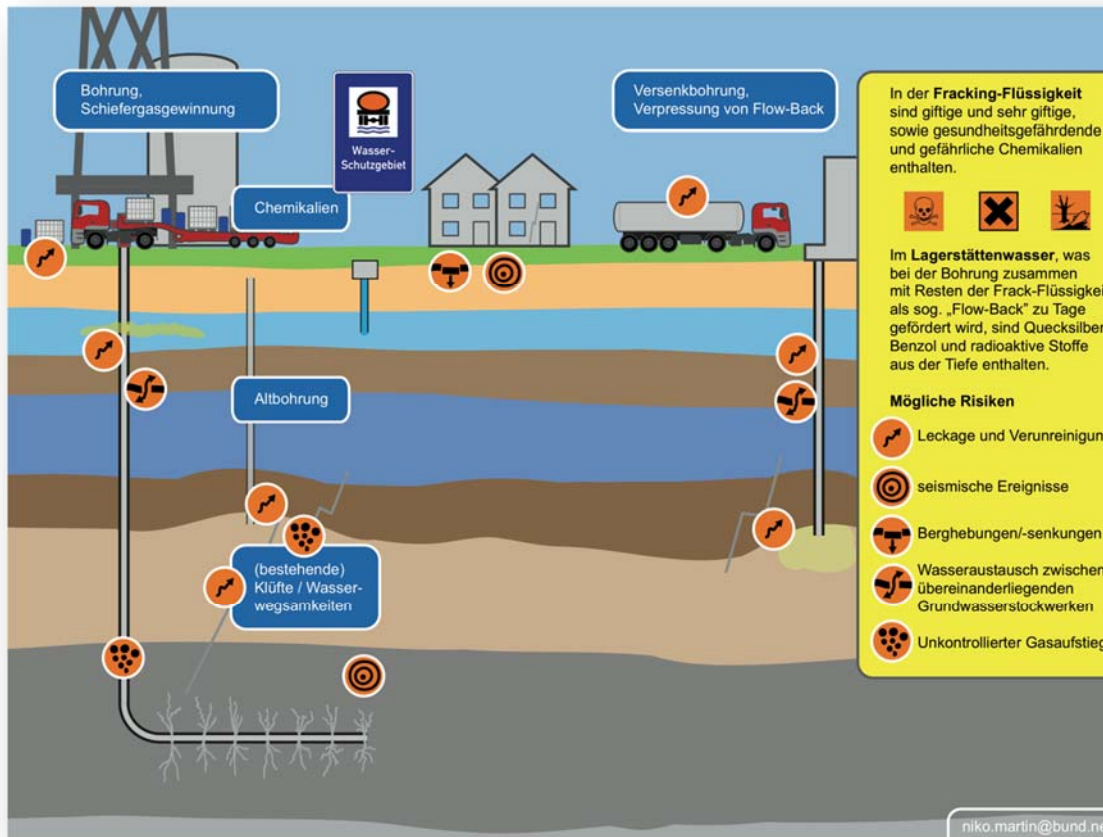
- mobilisierte Stoffe aus dem Feststoffgerüst der Formation;
 - Schwermetalle wie z.B. Quecksilber;
 - organische Substanzen aus der Lagerstätte (u.a. Benzol, Toluol);
 - natürlich auftretende radioaktive Stoffe (N.O.R.M).
- ☞ Für das Flowback (zusammen mit dem Frac-Fluid) muss eine Wassergefährdung ausgeschlossen und eine schadlose Entsorgung gewährleistet werden.
- ☞ Derzeit „Verklappung“ über Disposalbohrungen gängige Praxis; schadlose Entsorgung so nicht gewährleistet.

Bohrfeld Hengstlage

Parameter	Einheit	MAX
Antimon	µg/l	5,0
Arsen	µg/l	73,0
Barium	mg/l	10,2
Benzol	µg/l	10900,0
Blei	µg/l	4450,0
Cadmium	µg/l	215,0
Calcium	mg/l	19800,0
Chlorid	mg/l	167200,0
Chrom, gesamt	µg/l	50,0
Chromat	µg/l	100,0
Cyanide, gesamt	µg/l	10,0
Cyanide, leicht freisetzbar	µg/l	10,0
Dichte bei 20 ° C	g/l	1184,1
Eisen	mg/l	84,0
Fluorid	µg/l	1530,0
Gesamthärte	mmol/l	554,0
Hydrogencarbonat	mg/l	185,0
Kalium	mg/l	2370,0
Kobalt	µg/l	50,0
KW-Index	µg/l	63000,0
Kupfer	µg/l	575,0
Leitfähigkeit/25 ° C	mS/cm	160,0
Lithium	mg/l	22,5
Magnesium	mg/l	1100,0
Molybdän	µg/l	50,0
Naphthalin	µg/l	250,0
Natrium	mg/l	65900,0
Nickel	µg/l	25,0
PAK, gesamt	µg/l	368,8
pH-Wert		6,9
Quecksilber	µg/l	55,0
Selen	µg/l	5,0
Strontium	mg/l	1250,0
Sulfat	mg/l	915,0
Summe BTEX	µg/l	26150,0
Zink	µg/l	218000,0

Quelle: K.H. Rosenwinkel

Weitere mögliche Risiken (1)

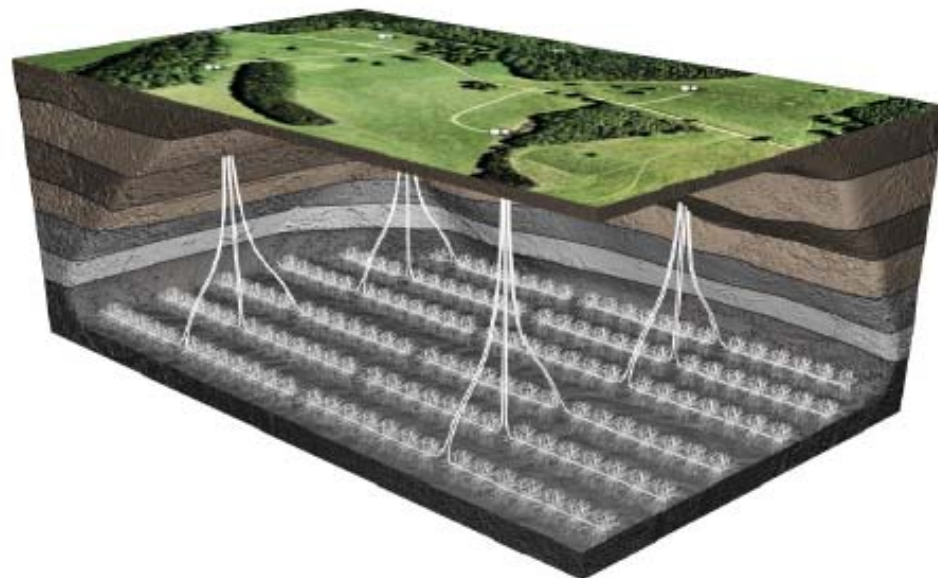


- Ausgasung von Methan aus den flözführenden Schichten;
- das Niederbringen von Bohrungen kann hydraulische Verbindungen zwischen Grundwasserkörpern schaffen;
- Fracking induzierte Beben;
- Berghebungen/-senkungen
- mangelnde Bohrlochintegrität;
- hoher Wasserbedarf (bis mehr als 4.000 m³ pro Frack)

Weitere mögliche Risiken (2)



- durch undichte Ventile, Rohre, etc. kann es übertage zu Kontaminationen kommen (Beispiel: Rotenburg in Niedersachsen, wo Quecksilber, Benzol, Toluol, Xylol und Ethylbenzol austraten);
- Krebsgefahr (?) im Umfeld der Bohrplätze (s. Bothel, Niedersachsen)
- hoher Flächenbedarf (lt. BNK bis zu 7 Hektar je Cluster/Bohrplatz), bis zu 6 Einzelbohrplätze pro km²;
- Lkw-Verkehr während Einrichtungs-, Betriebs- und Nachsorgephase
- Lärmimmissionen durch Bau und Betrieb der Anlagen



Quelle: Bundesumweltministerium 2014

Tab. 5: Durchschnittlicher LKW-Verkehr je Bohrung insgesamt

	Frühe Feldentwicklungsphase: Wasser ausschließlich von LKW transportiert		Späte Feldentwicklungsphase: Wasser wird durch Pipelines geliefert	
	Schwerer LKW	Leichter LKW	Schwerer LKW	Leichter LKW
Fahrten (Hin)	1.148	831	625	795
Total (Hin & Zurück)	2.296	1.662	1.250	1.590
Summe:	3.958		2.840	

nach NYSDEC 2011, Tab. 6.60

Weitere mögliche Risiken (3)



- potenziell kann es zu Konflikten mit anderen Nutzungen des Untergrundes (Geothermie, Trinkwassergewinnung, Untertagedeponien, Speichern, Bergbau, Bergversatz, etc.) kommen (Notwendigkeit einer dreidimensionalen Raumplanung);
- dazu kommen Licht- und Feinstaubimmissionen;
- Risiko eines Blow-outs (s. z.B. Clearfield County, Alberta);
- bei der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten wird gegenüber der herkömmlichen Gasförderung bis zu 30 % mehr klimaschädliches Methan freigesetzt.

Tab. 15: KEV durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020

Angaben in MJ _{prim} /MJ _{Gas}	2010		2020	
	KEV _{ges}	KEV _{ne}	KEV _{ges}	KEV _{ne}
Gas-nur-aus-DE	1,055	1,052	1,033	1,028
Gas-nur-aus-NO	1,053	1,051	1,045	1,043
Gas-nur-aus-RU	1,244	1,242	1,225	1,223
Gas-mix-DE	1,123	1,121	1,116	1,114
Schiefergas-low	1,071	1,068	1,049	1,043
Schiefergas-med	1,118	1,115	1,106	1,099
Schiefergas-high	1,360	1,356	1,340	1,332
Schiefergas-hi2	1,360	1,356	1,340	1,332

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; KEV_{ges} = gesamter und KEV_{ne} = nichterneuerbarer kumulierter Energie-Verbrauch

Quelle: Bundesumweltministerium 2014

- Umweltbeeinträchtigungen sind sowohl während der Vorbereitungsphase, der Bohrungs- und Frack-Phase und während des Betriebs zu erwarten (Langzeitsicherheitsnachweis, Haftung).



(4) Erdgaskraftwerke als „Brückentechnologie“

Brauchen wir Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten?



Gaskraftwerke sind als Brückentechnologie hin zu 100 % Erneuerbare Energien (noch) unverzichtbar:

- geringste spezifische CO₂-Emissionen aller fossilen Energieträger;
- hohe Flexibilität zum Ausgleich der Lastschwankungen durch EE;
- geringer Ausstoß von Feinstaub, NO_x, SO₂ und Schwermetallen;
- höhere elektr. und Gesamt-Wirkungsgrade (bei KWK).

Aber:

- Vorrang des Energiesparens: Der Großteil des heute in Deutschland zu Heizzwecken eingesetzten Erdgases kann „weggespart“ werden.
- Weltweit gibt es derzeit ein Überangebot.
- Es darf keine Erdgasförderung um jeden Preis geben!



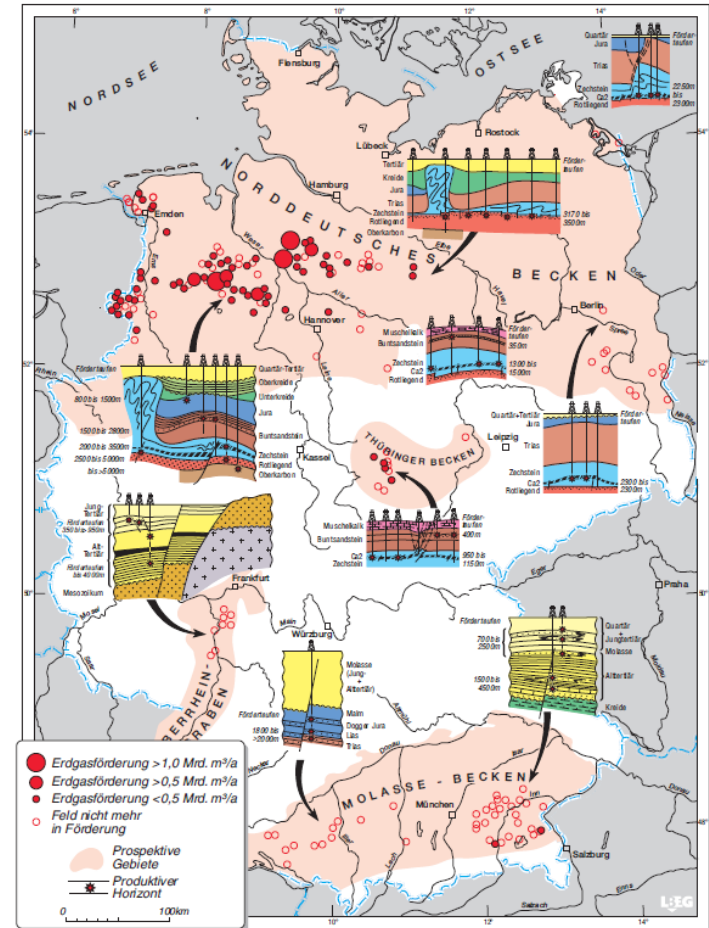
Quelle: Siemens

Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen überflüssig



Weltweit keine Gasknappheit:

- It. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR 2013) liegen die globalen Erdgasressourcen in konventionellen Vorkommen bei 629 Billionen Kubikmetern; die Erdgasreserven werden mit 196 Bill. m³ angegeben
- in 2012 lag die Jahresförderung weltweit bei 3,4 Bill. m³
- Erdgasreserven in Deutschland: 123,3 Mrd. m³; die statistische Reichweite der deutschen Erdgasvorkommen liegt bei 10,5 Jahren (LBEG 2013)
- mit der dt. Jahresförderung von 11,7 Mrd. m³ (2012) werden 12,5 % des Gesamtverbrauchs von 93 Mrd. m³ gedeckt

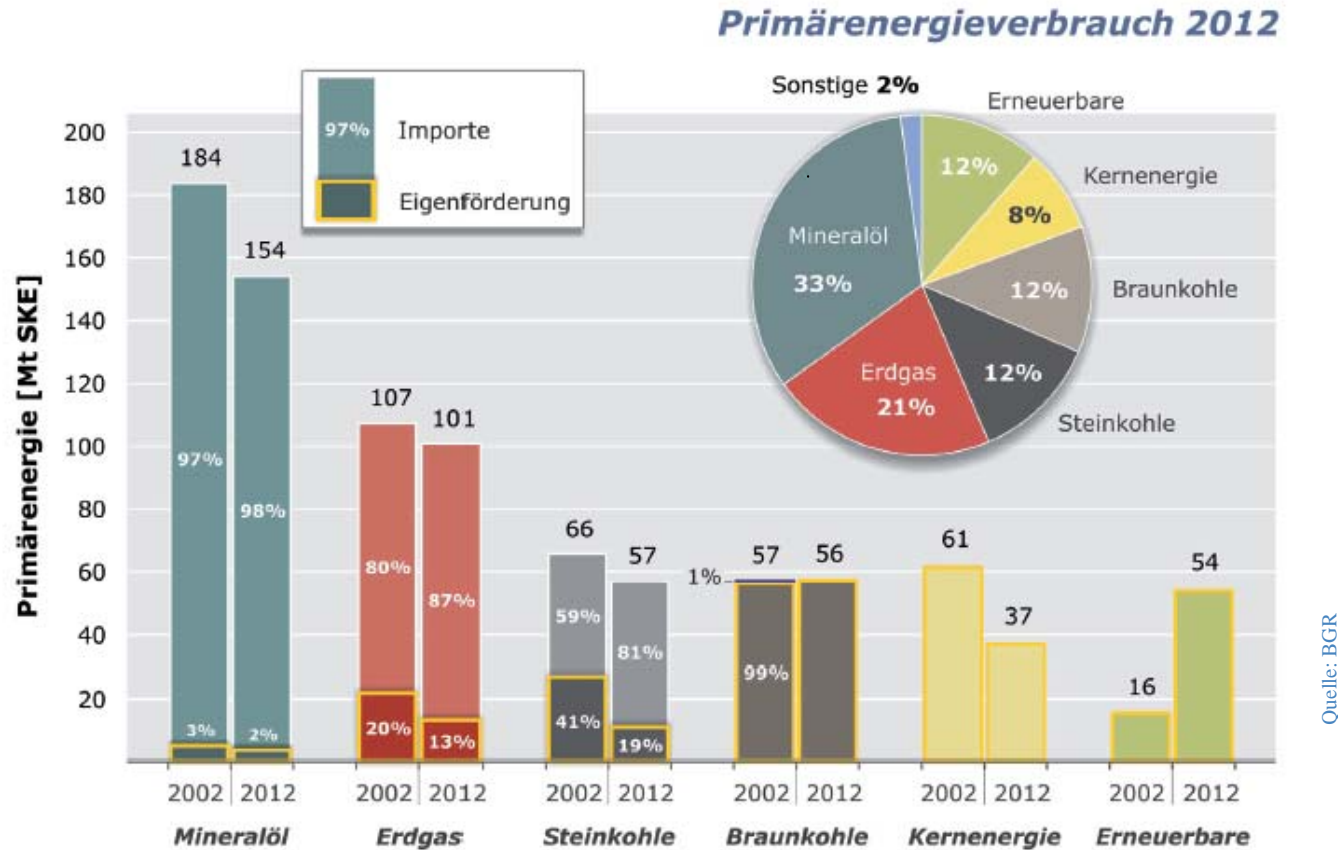


LBEG Hannover - L2.2 - anL04 Gebiete und Erdgasstruktur, 2012, #11 Stand: 31.12.2012

Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

LBEG Hannover 2013

Erdgas: Herkunft und Verbrauch



Erdgas ist mit einem Primärenergieverbrauchsanteil von etwa 21 % nach Mineralöl wichtigster Bestandteil des deutschen Energiemix. Die heimische Erdgasproduktion beträgt in Deutschland seit Jahren fast unverändert unter 3 % des Jahresverbrauchs an Primärenergie.

(5) Schlussfolgerungen

Fazit/Forderungen (1)



- ➔ Das Bundesberggesetz ist grundsätzlich ungeeignet, den Schutz des Allgemeinwohls sowie die Grundrechte der Betroffenen zu garantieren. Transparenz, Bürgerbeteiligung und ergebnisoffene Genehmigungsverfahren unter vorrangiger Berücksichtigung der Umweltbelange sowohl für die Aufsuchung als auch die Gewinnung unkonventionellen Erdgases werden damit verhindert.



Der BUND setzt sich deshalb für eine grundlegende Reform des Bundesberggesetzes ein.

- ➔ Gefährdungen für Mensch und Umwelt durch die Förderung unkonventionellen Erdgases müssen definitiv ausgeschlossen werden. Weder durch Forschungs-, Probe- oder Gewinnungsbohrungen oder die Entsorgung der Frack-Wässer darf es zu einer toxikologischen oder sonstigen Beeinträchtigung des Grund-/Trinkwassers kommen.



Dem Gewässerschutz ist uneingeschränkter Vorrang vor der Gasgewinnung einzuräumen.

Fazit/Forderungen (2)



- ➔ Eine Umweltverträglichkeitsprüfung für bergbauliche Vorhaben macht keinen Sinn, da hiermit ein umweltverträglicher Einsatz von Fracking suggeriert wird, der faktisch nicht vorhanden ist.

Der Einsatz von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ist eine Hochrisikotechnologie, deren Folgen nicht kontrollierbar, nicht rückholbar und nicht reparierbar sind. Der BUND lehnt daher die Erteilung von Aufsuchungserlaubnissen sowie Forschungs-, Probe- und Gewinnungsbohrungen zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mit Hilfe der hydraulischen Stimulation kategorisch ab.

Der BUND fordert daher ein gesetzliches Fracking-Verbot und eine grundlegende Reform des anachronistischen und undemokratischen Bundesberggesetzes.

Ich danke für Ihre Aufmerksamkeit!



Mehr Infos: www.bund-nrw.de/fracking



Kontakt:
Dipl. Geogr. Dirk Jansen
Geschäftsleiter
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
Landesverband Nordrhein-Westfalen e.V.
Merowingerstr. 88, 40225 Düsseldorf
T. 0211 / 30 200 5-22, dirk.jansen@bund.net



- gegründet 1975;
- mit heute über 500.000 Mitgliedern und UnterstützerInnen der größte Umweltverband Deutschlands;
- föderal strukturiert;
- Leitbild: Der BUND versteht sich als die treibende gesellschaftliche Kraft für eine nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Seine Vision ist ein zukunftsfähiges Land in einer zukunftsfähigen und friedfertigen Welt;
- in Nordrhein-Westfalen seit 1981 „anerkannter Naturschutzverein“.

