

Fracking – Beurteilung eines Aufsuchungsfelds in Hessen

Kohlenwasserstoff-Lagerstättentypen

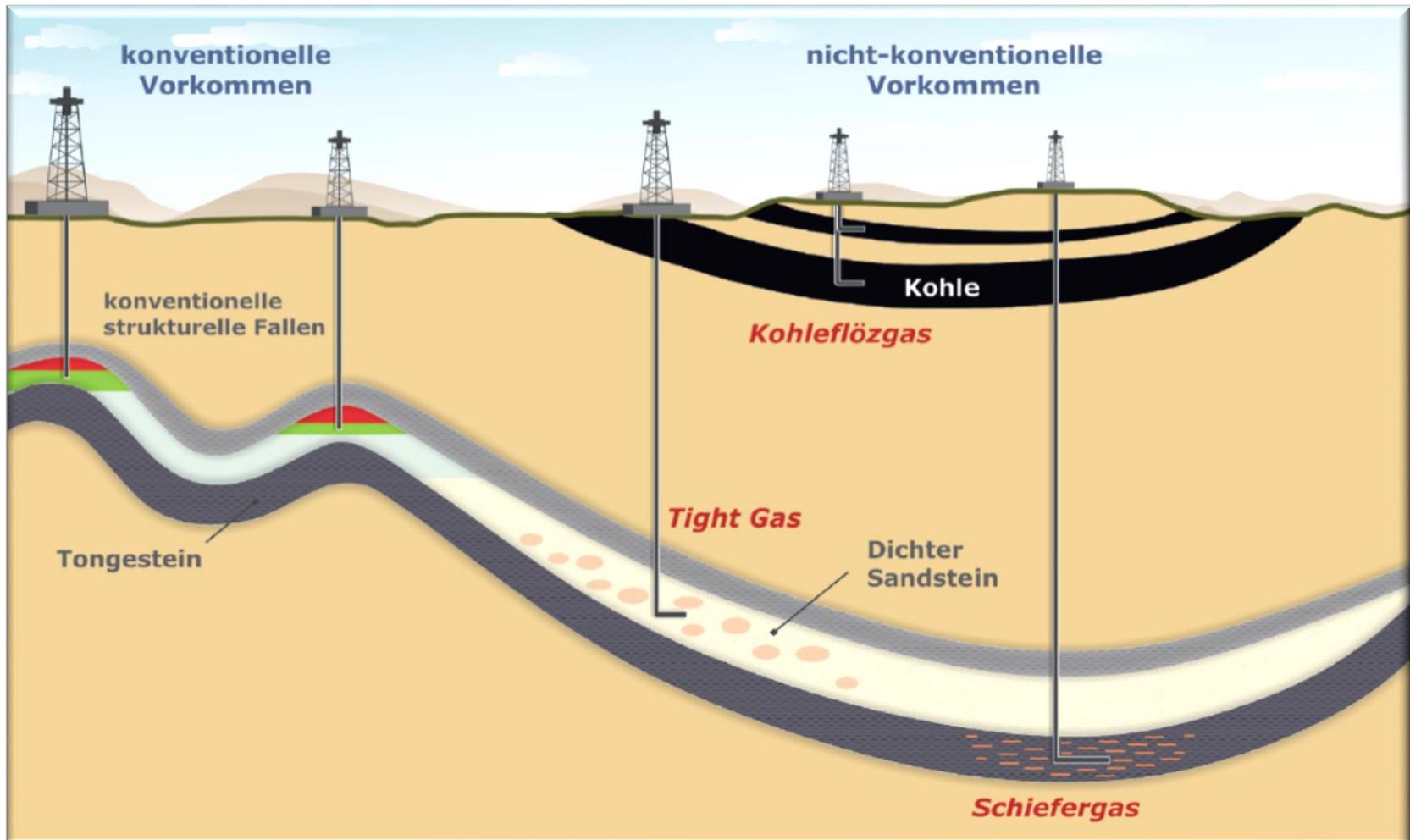


Abbildung 1-1: Schematische Darstellung konventioneller und nicht-konventioneller Erdöl- und Erdgas-Vorkommen. Rot: Erdgas, grün: Erdöl, hellblau: Lagerstättenwasser (nach ANDRULEIT et al. 2010).

Aus BGR 2012: Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tonsteinen (Schiefergas) in Deutschland

Wie funktioniert Fracking?

1. Bohrung in einer Tiefe von 1000 bis 5000 m (BGR 2012), waagerechte Ablenkung im Zielhorizont
2. Teleskopierter Ausbau der Bohrung und Perforation mit Hohlladungen im Zielhorizont
3. Herstellung des Frac-Fluids am Bohrplatz: 90-95% Wasser (i.d.R. 11-19 Mio., auch bis zu 50 Mio. Liter), dazu 0,5-1% Chemikalien und der Rest Stützmittel („Proppants“, z.B. Sand, Glaskugeln).
4. Fracvorgang: Einpressen des Frac-Fluids unter hohem Druck (250-780 bar am Bohrlochkopf) in die Lagerstätte, Aufreißen von Mikrorissen.
5. Reduzierung des Drucks: Umkehr der Fließrichtung, „Flowback“.
6. Produktionsphase: Gewinnung von Gas (mit Anteilen von Lagerstättenwasser).



2

4

6

Grafik: www.exploreshale.org

Obertägige Anlagen



Bohrplatz

Hydraulikpumpen zur Druckerzeugung



Tightgasfeld in den USA



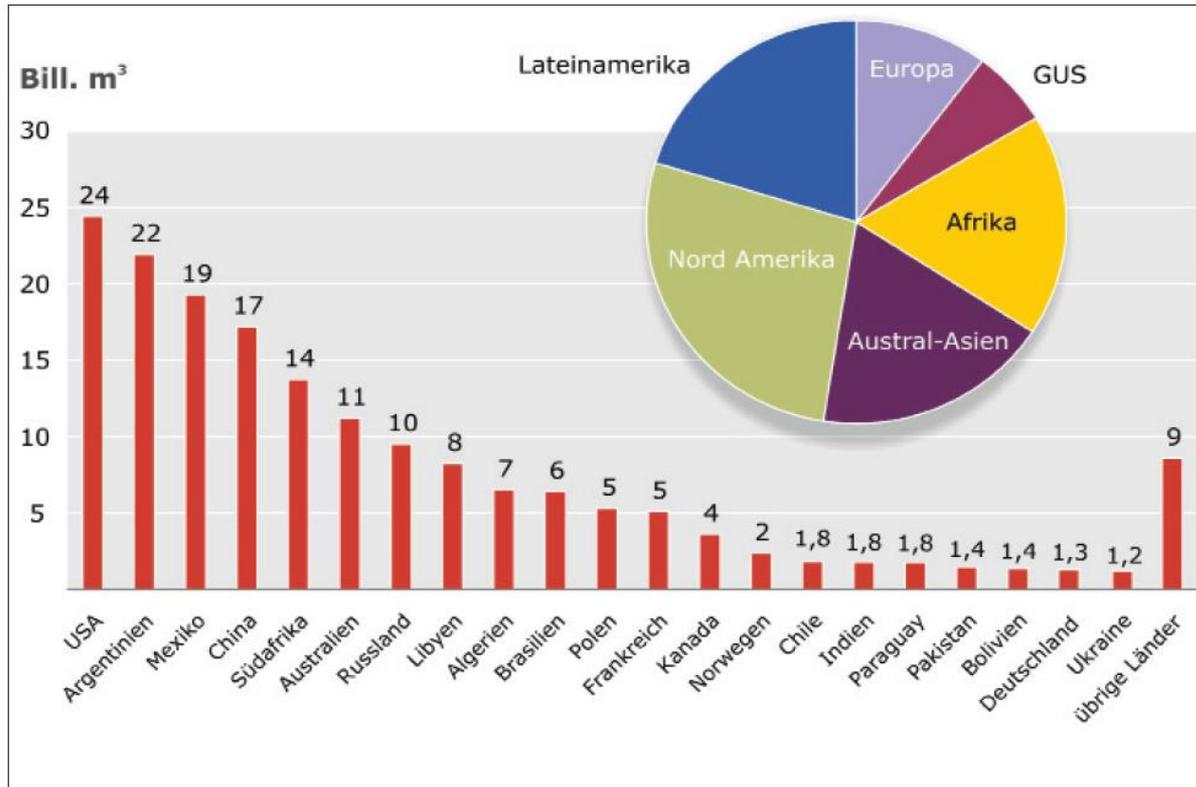


Potenzial unkonventioneller Erdgasvorkommen in Deutschland

BGR 2012

Abbildung 1-3: Ockerfarben: Regionen die grundsätzlich die geologischen Voraussetzungen zur Bildung von Schiefergas aufweisen können. Diese Regionen zeichnen im Wesentlichen die bekannten Kohlenwasserstoff-Provinzen in den großen Beckenstrukturen nach. Gelb: Bergbau-Berechtigungen in Deutschland (Stand: 31.12.2011) mit dem Ziel der Exploration von nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen, unter anderem auch der Aufsuchung von Schiefergas. Das zu wissenschaftlichen Zwecken erteilte Erlaubnisgebiet der RWTH Aachen ist schraffiert dargestellt. Grafik umgezeichnet nach L&EG (2011) und im Internet verfügbaren Informationen (Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB, 2012), 3Legs Resources, Bell Exploration, BNK-Petroleum, Realmenergy).

Potenzial unkonventioneller Erdgasvorkommen: Deutschland im internationalen Vergleich



BGR 2012

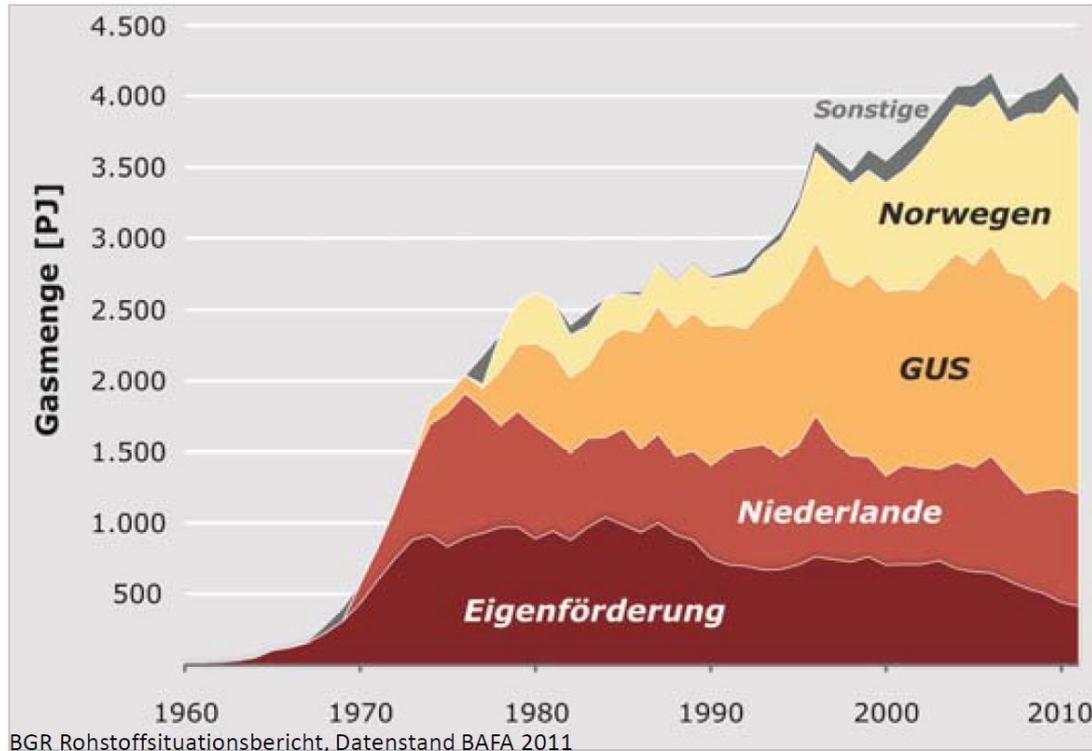
Abbildung 4-6: Technisch gewinnbare Ressourcen an Schiefergas für die Länder mit den derzeit größten Vorkommen sowie Verteilung nach Regionen (BGR Datenbank, Datenstand: 2010, für Deutschland: diese Studie).

Tabelle 4-2: Gas in-Place- und bei einem Gewinnungsfaktor von 10 % technisch gewinnbare Mengen an Schiefergas in Deutschland in Billionen m³. Die Gesamtmengen entstammen der Simulation und entsprechen daher nicht exakt der Aufsummierung der Werte der einzelnen Formationen.

Formation	Gas-in-Place			technisch gewinnbar		
	Minimum	Median	Maximum	Minimum	Mittel	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

Fracking

Erdgasversorgung Deutschland



Zunehmende Erschöpfung deutscher Lagerstätten



Rückgang der Reichweite heimischer Reserven

Randbedingungen im Vergleich Deutschland - USA

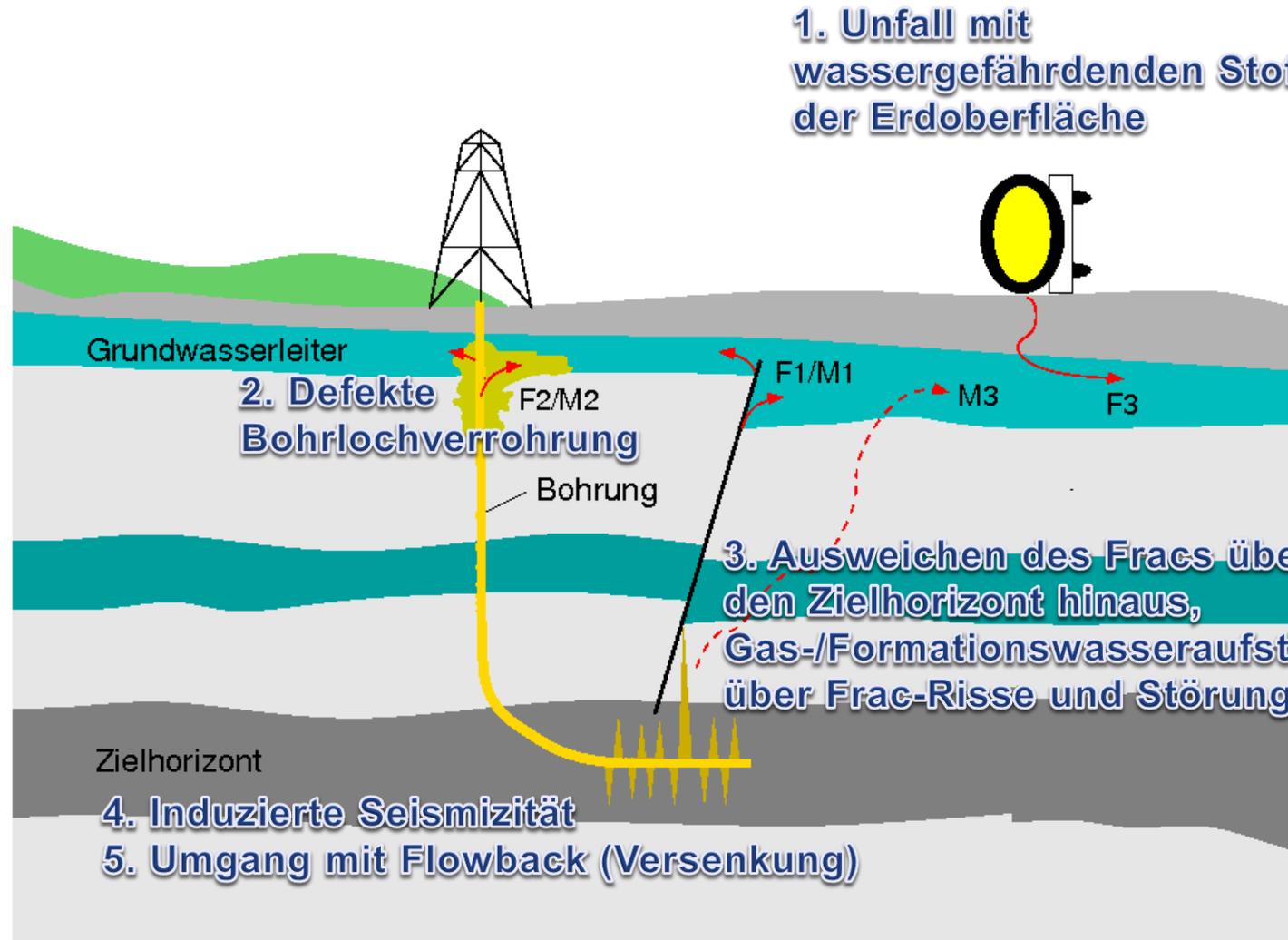
- USA: Günstige Geologie, ausgedehnte Beckenstrukturen mit Schwarzschiefervorkommen, oft keine engräumig ausgeprägte Tektonik (Störungen), übereinanderliegende Lagerstätten.
Deutschland: Potenziell günstige Verhältnisse weiträumig nur im Norddeutschen Becken.
- USA: Geringere Umweltauflagen, Ausnahmen vom „Clean Water Act“, „Safe Drinking Water Act“ und anderen Regelwerken für Fracking.
- USA: Geringere technische Anforderungen an den Bohrungsausbau.
- USA: Geringere technische Anforderungen an den Bohrplatzausbau.
- USA: Dünner besiedelt, weniger Nutzungskonkurrenzen
- Mögliche Unterschiede in den Eigentumsverhältnissen (Deutschland: „Bergfreier Bodenschatz“).
- USA: Wenig konventionelle Erdgasreserven auf dem Kontinent
Deutschland: Erdgaslieferung aus den Nachbarländern per Pipeline

Risiken

Übergreifende Gutachten in Deutschland

- Risikostudie des Expertenkreises aus dem Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil Production Deutschland GmbH, „Risikostudie Fracking“ (2012)
- Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten...“(2012)
- Studie im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz und des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen, „Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW“ (2012)
- Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe („NIKO“-Studie, BGR 2012)
- Stellungnahme BGR 2012 zu UBA-GA, Risikostudie und NRW-Studie
- Stellungnahme SGD 2013 zu UBA-GA, Risikostudie und NRW-Studie

Risiken: Ausbreitungspfade



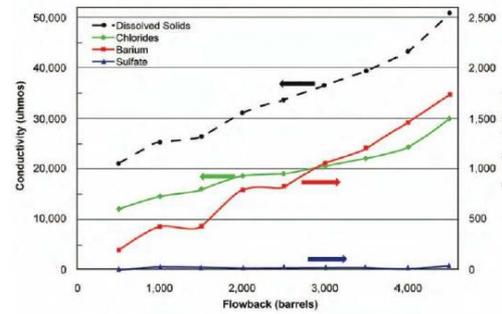
Quelle: Risikostudie Fracking, Teilgutachten Geologie

Flowback: Wohin damit?

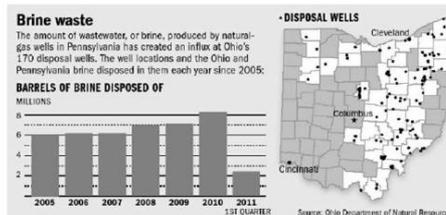
Flowback

- 10 to 30 percent of the hydraulic fracturing fluid returns as flowback with elevated TDS, chlorides, metals, and radioisotopes

Flowback, bbl	500	2,500	6,000	11,000	15,000
Anions					
Alkalinity, mg/L as CaCO ₃	0	0	0	0	0
Hardness, mg/L as CaCO ₃	580	560	360	260	160
Chloride, mg/L as Cl ⁻	2,000	5,800	16,400	53,000	104,000
Sulfate, mg/L as SO ₄ ²⁻	1,115	910	588	57	24
Cations					
Sodium, mg/L as Na ⁺	714	1,470	2,671	9,062	12,830
Potassium, mg/L as K ⁺	27	40	105	381	544
Calcium, mg/L as Ca ²⁺	240	536	1,960	6,840	9,720
Magnesium, mg/L as Mg ²⁺	44	73	171	391	505
Total hardness, mg/L as CaCO ₃	780	1,640	5,800	18,500	27,800
Barium, mg/L as Ba ²⁺	0.4	0.5	2.1	7.3	70.2
Strontium, mg/L as Sr ²⁺	16.5	48.4	211	955	1,837
Ferrous iron, mg/L as Fe	1.8	0.8	0.4	0.6	3.3
Total iron, mg/L as Fe	42	27	38	157	78
Miscellaneous					
pH	7.25	8.31	8.54	8.27	5.88
Total suspended solids, mg/L	90	20	201	123	502
Specific gravity, g/ml	1.001	1.016	1.026	1.071	1.087
Conductivity, µO	7,160	16,800	37,800	123,000	173,200
Δ ATP (microbiological content), relative light units	5	6	3	1	1
Microbiological content	Low	Low	Low	Low	Low
Langelier saturation index (LSI)	1.02	2.37	2.54	1.02	0.55
Langelier potential scaling	Scaling	Scaling	Scaling	Mildly Positive	Scaling
Calcium sulfate scaling potential	Positive	Positive	Positive	Positive	Positive



- Past practice was onsite storage in lagoons and offsite disposal in sewage treatment plans or disposal well injection
- Current best practice is to blend with 70 percent freshwater and reuse



Risiken: Fracfluide

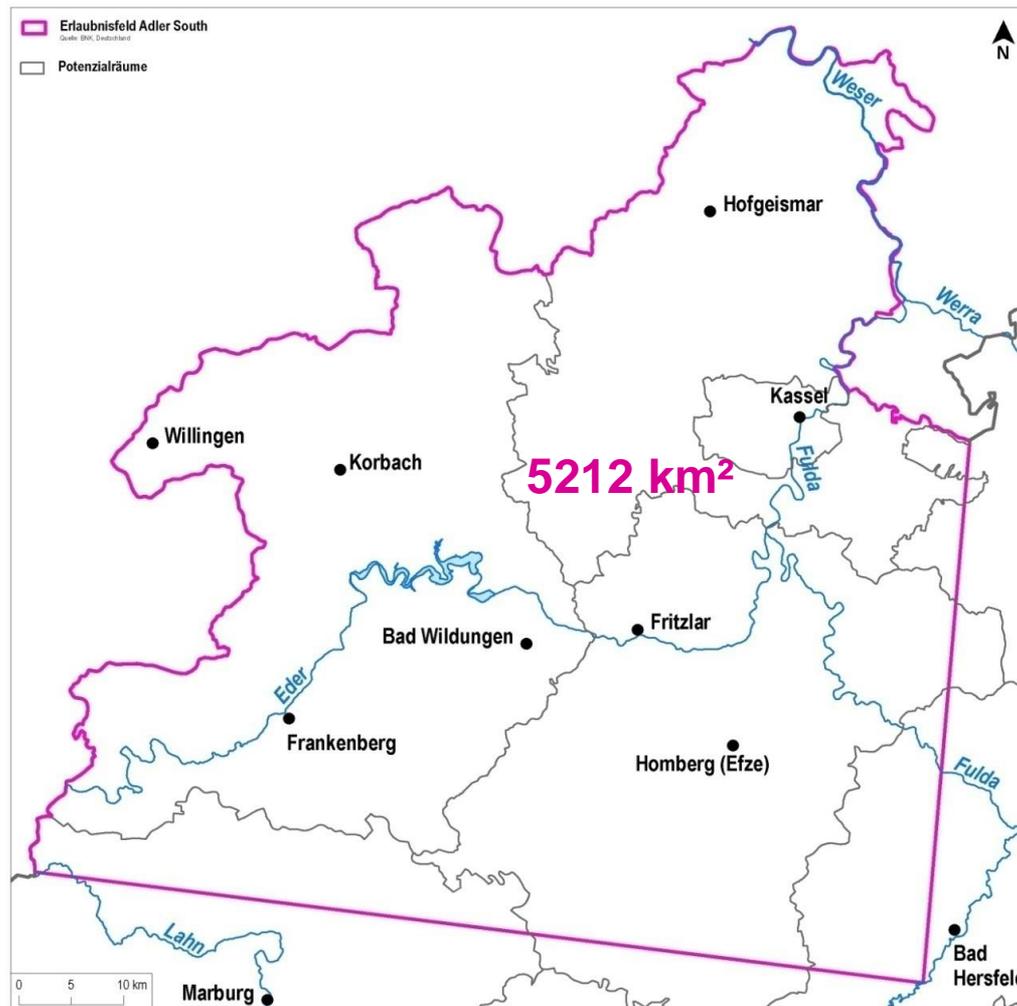
Additiv	Einsatzzweck
Stützmittel	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse im Gestein
Ablagerungshemmer	Verhinderung der Ablagerung von schwer löslichen Ausfällungen, wie Karbonaten und Sulfaten
Biozid	Verhinderung des Bakterienwachstums, Vermeidung von Biofilmen, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch sulfatreduzierende Bakterien
Eisenfällungskontrolle	Verhinderung von Eisenoxid-Ausfällungen
Gelbildner	Verbesserung des Stützmitteltransports
Hochtemperaturstabilisator	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels bei hoher Temperatur im Zielhorizont
Kettenbrecher	Verringerung der Viskosität gelhaltiger Frac-Fluide zur Ablagerung des Stützmittels
Korrosionsschutzmittel	Schutz vor Anlagenkorrosion
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive
pH-Regulatoren und Puffer	pH-Wert-Einstellung des Frac-Fluids
Quervernetzer	Erhöhung der Viskosität bei erhöhter Temperatur zur Verbesserung des Stützmitteltransports
Reibungsminderer	Verringerung der Reibung innerhalb der Frac-Fluide
Säuren	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm; Auflösung von säurelöslichen Mineralen
Schäume	Unterstützung des Stützmitteltransports
Schwefelwasserstofffänger	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion
Tenside/Netzmittel	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Tonstabilisatoren	Verminderung der Quellung und Verlagerung von Tonmineralen

Quelle: UBA-Gutachten

Hessen

Situation in Hessen:

Antrag zur Aufsuchungserlaubnis „Adler South“ der BNK Deutschland, 10.02.2012



Lage des Antragsgebiets

Zielhorizonte:

- Liegende Alaunschiefer, Kulm
- Stinkschiefer Zechstein

Schwarz-/Tonschieferhorizonte der Kulmschiefer-Serie des Unterkarbons

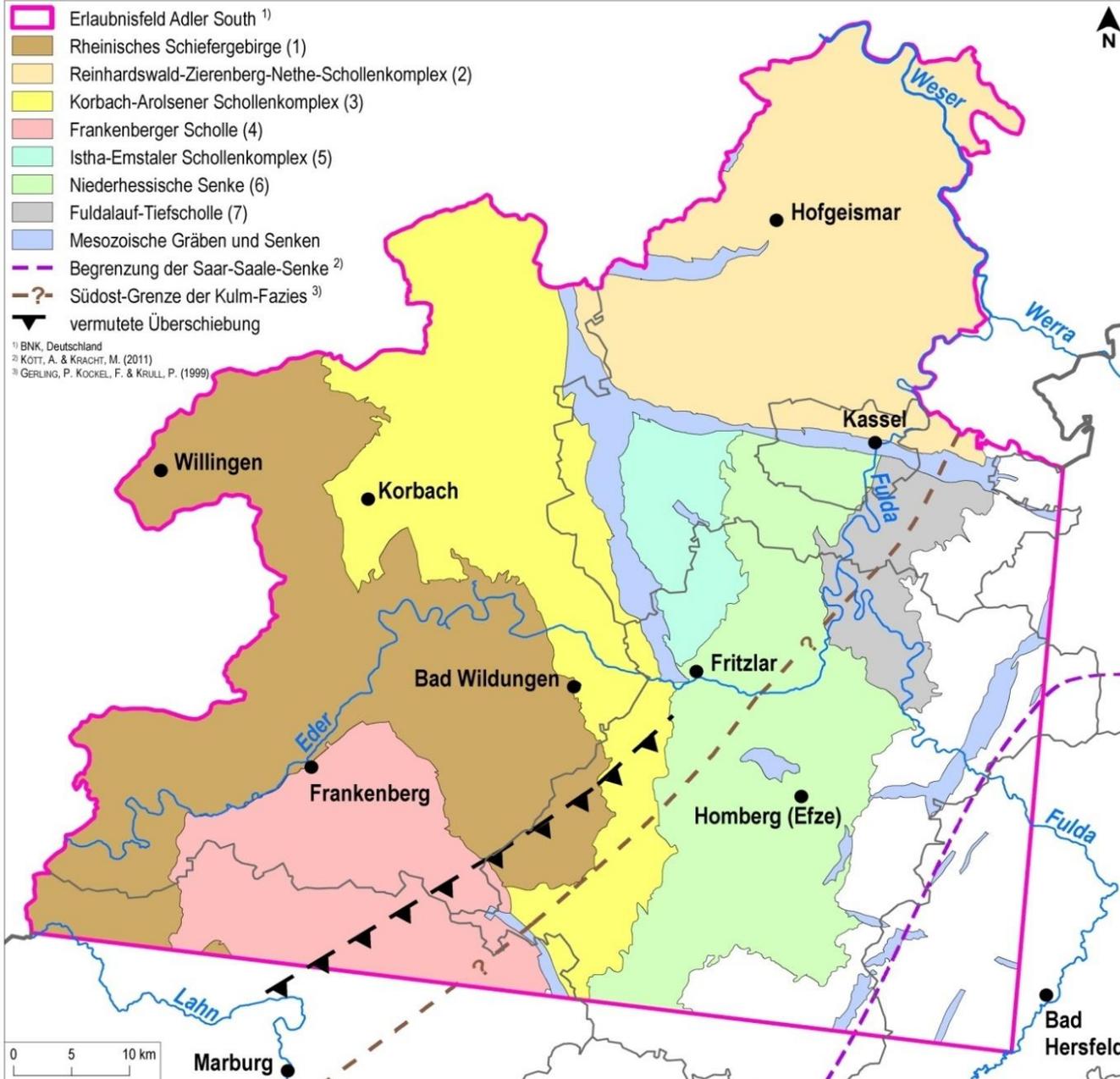
Kartiereinheiten	Mächtigkeit	Petrographie	Schiefergas-Potenzial
Kulm-Tonschiefer-Formation (cd3KT) (Lelbach-Fm.)	max. 150 m	grauer Tonschiefer	unbekannt
Formation der Kieseligen Übergangsschichten (cd3Ki) (Bromberg-Fm.)	ca. 8 – 15 m	schwarzer Tonschiefer, Kieselschiefer, Kieselkalk, Kalkstein	unbekannt
Lydit-Horizont (Haard-Subfm.) und Liegende Alaunschiefer (cd1-2LAL) (Khalenberg-Subfm.)	ca. 10 – 50 m	schwarzer Kieselschiefer (Lydit) und Tonschiefer	unbekannt

HLUG-Gutachten: Geologische und hydrogeologische Situation im beantragten Aufsuchungsfeld

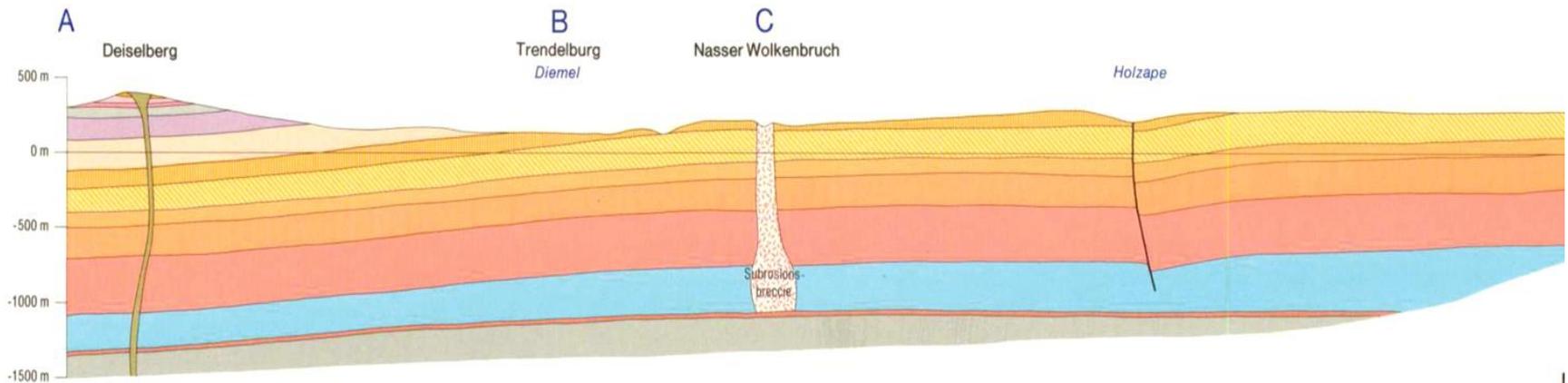
Analyse von „Potenzialräumen“

- *Strukturräume innerhalb des Potenzialraumes*
- *Zielhorizont(e)*
- *Lagerstätten-Typ*
- *Deckgebirge: Grundwasserführende Schichten, Barrierschichten*
- *Geologische Analyse*
- *Wasserwirtschaftliche Bedeutung*
- *Potenzielle konkurrierende Nutzungen*
- *Fazit*

Potenzialräume

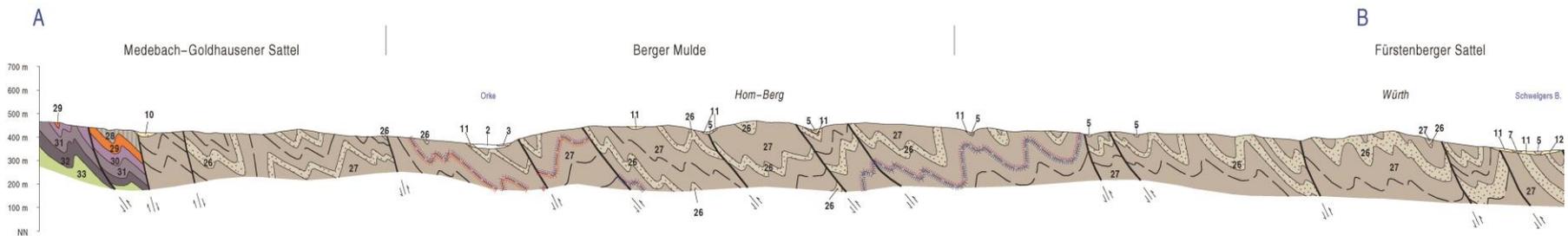


Unterschiedliche geologische Situation in den Potenzialräumen



W-SE-Profil auf der Höhe Trendelburg-Reinhardshagen durch den Reinhardswald, den östlichen Teil des Reinhardswald-Zierenberg-Nethe-Schollenkomplexes.

Grau: gefaltetes Karbon



NW-SE-Profil (A-D) durch die Wittgensteiner Mulde: Gefaltete und gestörte Kulm-Tonsteine und Kulm-Grauwacken des Unterkarbons
 violett, orange: Unterkarbon (Liegende Alaunschiefer, Lydit, Kieselschiefer, kieselige Übergangsschichten)

Beispiel Flächenanalyse der Potenzialräume und konkurrierender Nutzungsansprüche

1.



2.

Betrachtung des
rohstoffgeologischen Potenzials:
Gasführung möglich?

Betrachtung des geologischen
Risikos:
Barrieren vorhanden?
Seismizität?

→ Wertung in drei
Rangfolgen

Flächenanalyse für gesamtes Aufsuchungsfeld und jeweilige Potenzialfläche
<i>Wasserschutzgebiete (Trinkwasser und Heilquellen), gesamt nach Überlagerung</i>
<i>Wasserschutzgebiete (Trinkwasser und Heilquellen), Vorranggebiete Hochwasserschutz, Siedlung und Industrie, Gewerbe sowie Bund; gesamt nach Überlagerung</i>
<i>Wasserschutzgebiete (Trinkwasser und Heilquellen), Vorranggebiete Hochwasserschutz, Siedlung und Industrie, Gewerbe sowie Bund, Vorranggebiete Natur und Landschaft; Geo- und Nationalpark; gesamt nach Überlagerung</i>

Wertung der Höffigkeit und Barrierefunktion in den Potenzialräumen

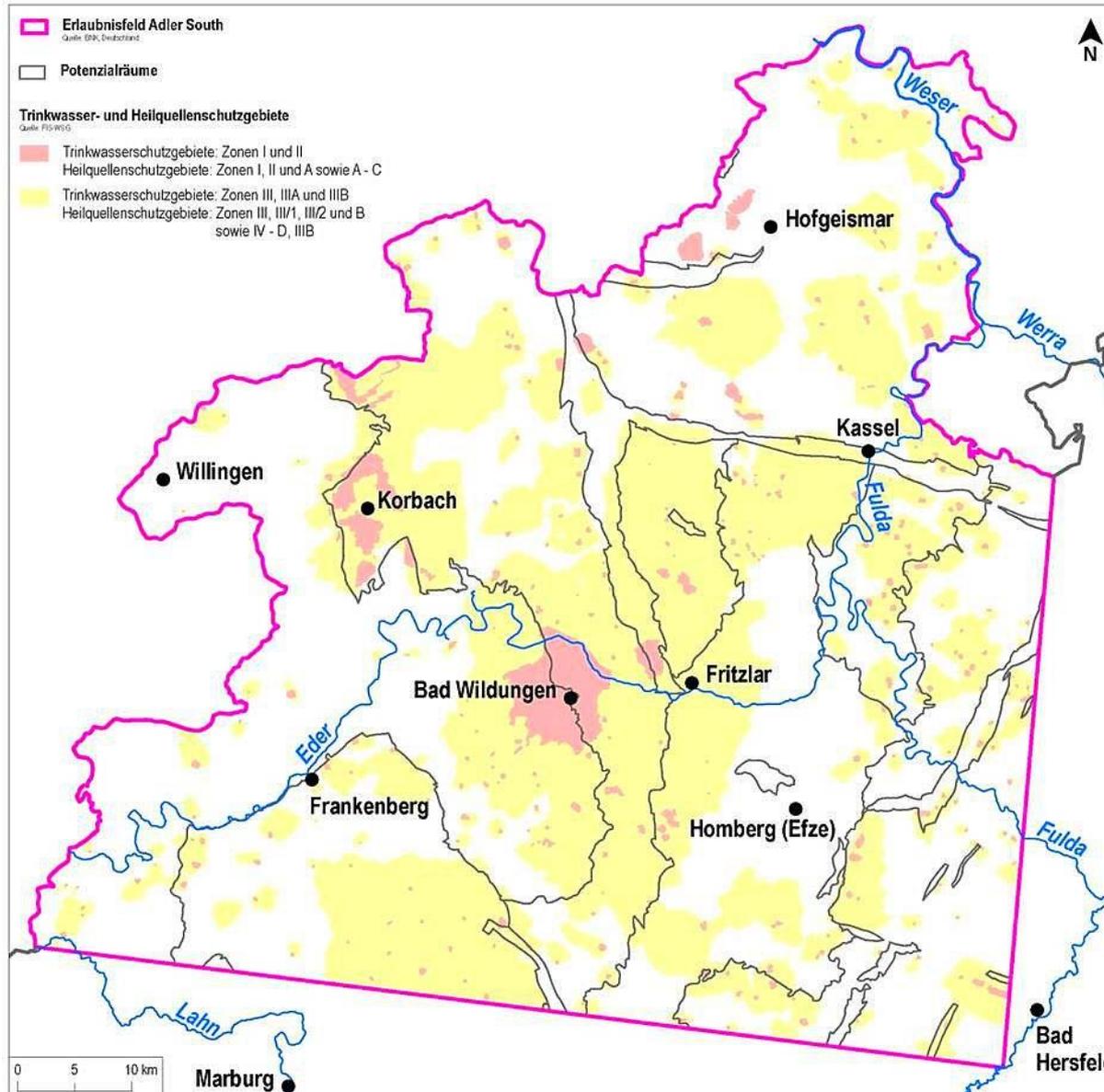
Rangfolge	Potenzialraum	Flächenanteil	Möglichkeit des Vorkommens von Schiefergas	Vorhandensein von ausreichenden Barrieren	Wasserwirtschaftliche Nutzung
1	Reinhardswald-Zierenberg-Nethe-Schollenkomplex	16,6 %	Theoretisch ja, aber keinerlei Daten	Aufgrund Tiefenlage und Deckgebirgsmächtigkeit ziemlich wahrscheinlich	Trinkwassergewinnung Großraum Kassel
2	Korbach-Arolsener Schollenkomplex	16,0 %	Wahrscheinlich nur im Osten und Südosten Deckgebirge mächtig genug	Am ehesten möglich im Osten und Südosten	Bedeutende Trinkwasserförderung und Heilquellennutzung
2	Frankenberger Scholle	9,3 %	Nach heutiger Kenntnis ungeeignet. Theoretische Eignung nur bei Überschiebungstektonik. Nachweis fehlt.	Örtlich devonische Tonschiefer sowie tonig ausgebildeter Zechstein möglich. Flächenhafter Nachweis fehlt.	Überregional bedeutende Trinkwassergewinnung aus dem Buntsandstein
2	Istha-Emstaler Schollenkomplex	3,0 %	Keinerlei Informationen über den Zielhorizont vorhanden.	Deckgebirgsmächtigkeit örtlich hoch, aber nicht flächenhaft. Von Gräben und Störungen durchsetzt.	Bedeutende Grundwasservorkommen für Großraum Kassel-Fritzlar
2	Niederhessische Senke	13,6 %	Möglich im westlichen und nordöstlichen Teil: Hohe Deckgebirgsmächtigkeit	Barrieregesteine unterhalb genutzter Grundwasserleiter geringmächtig und selten	Lokal bedeutend und, gute Schutzwirkung der Grundwasserüberdeckung
3	Fuldalauf-Tiefscholle	3,3 %	Nur ein kleiner Flächenanteil kommt im W und NW in Betracht (Fazies, Tiefenlage).	Nach Osten nimmt Deckgebirgsmächtigkeit schnell und stark ab.	Bedeutende Trinkwassergewinnung, Neubildungsgebiet für Niederhessische Senke
3	Rheinisches Schiefergebirge	21,3 %	Geringe Tiefenlage des Zielhorizonts: flächenhaft eher nicht	Weitgehend barrierefrei, daher sehr schlecht geeignet	Komplexe Mineralwasseraufstiege, Trinkwassergewinnung lokal bedeutend
–	Mesozoische Grabensysteme und Osthessische Buntsandsteinscholle	16,9 %	(kein Potenzial)		 Für eine lebenswerte Zukunft

Nutzungskonflikte: Beispiel Trinkwasser- und Heilquellenschutzgebiete



Aufsuchungsfeld	Adler South															
Potenzialfläche lt. Kap. 5.2.			5.2.1: Rheinisches Schiefer- gebirge		5.2.2: Reinhardtswald- Zierenberg- Nethe- Schollen- komplex		5.2.3: Korbach- Arolsener Schollen- komplex		5.2.4: Franken- berger Scholle		5.2.5: Istha- Emsthaler Schollen- komplex		5.2.6: Nieder- hessische Senke		5.2.7: Fuldalauf- Tiefscholle	
Rangfolge Potenzialfläche			3		1		2		2		2		2		3	
Fläche gesamt [km²]	5212,5		1109,0		864,6		836,2		486,3		153,9		708,6		169,2	
Fläche [km²] / Anteil [%]	km²	%	km²	%	km²	%	km²	%	km²	%	km²	%	km²	%	km²	%
Trinkwasserschutzgebiete, Zonen I und II	113,8	2,18	12,19	1,10	21,29	2,46	44,28	5,29	5,27	1,08	3,26	2,12	7,94	1,12	4,52	2,67
Trinkwasserschutzgebiete, Zonen III, IIIA und IIIB	1494,0	28,66	116,4	10,50	199,3	23,05	350,6	41,93	258,6	53,18	95,29	61,92	173,6	24,50	69,34	40,98
Trinkwasserschutzgebiete gesamt	1607,8	30,85	128,6	11,60	220,6	25,51	394,9	47,23	263,9	54,27	98,6	64,07	181,5	26,61	73,9	43,68
Heilquellenschutzgebiete, Schutzzone I, II, A sowie A-C (nach alter Abgrenzung)	74,3	1,43	34,77	3,14	1,94	0,22	33,19	3,97		0,00	0,004	0,003		0,00		0,00
Heilquellenschutzgebiete, Schutzzone III, III/1, III/2, B sowie IV und D (nach alter Abgrenzung) IIIB	918,9	17,63	184,5	16,64	68,32	7,90	244,3	29,22		0,00	148,3	96,36	208,1	29,37	4,29	2,54
Heilquellenschutzgebiete, gesamt	993,2	19,05	219,3	19,77	70,3	8,13	277,5	33,19		0,00	148,3	96,36	208,1	29,37	4,3	2,54

Nutzungskonflikte: Beispiel Trinkwasser- und Heilquellenschutzgebiete



Flächenanteil der
Wasserschutzgebiete
(Trinkwasser- und
Heilquellen-),
insgesamt nach
Überlagerung:
43,8 % der
Gesamtfläche

Gutachten des HLUG – Fazit und Kernaussagen

- Die drei übergreifenden Gutachten schließen die Förderung aus unkonventionellen Lagerstätten nicht aus. Fracking kann prinzipiell mit den Anforderungen des Umwelt- und Gewässerschutzes vereinbar sein. Die Gutachten sind zur Beurteilung des hessischen Antrages hilfreich.
- Eventuelles Schiefergaspotenzial in Hessen und mögliche wirksame Barrierschichten in nur einem Potenzialraum (Reinhardswald-Zierenberg-Nethe-Schollenkomplex), der rund 16% des beantragten Feldes einnimmt.
- Dieser Potenzialraum ist zu einem erheblichen Anteil mit Schutzgebieten und weiteren Gebieten öffentlichen Interesses belegt (64,77 %).
- Die Überlagerung mit Schutzgebieten und vorhandenen oder geplanten Nutzungen reduziert dort die Gewinnbarkeit eines eventuell vorhandenen Gaspotenzials drastisch.
- Sollten Aufsuchung und Gewinnung unkonventioneller KW-Lagerstätten mit Fracking überhaupt in Frage kommen, dann wäre der Erkundungsaufwand außerordentlich hoch, insbesondere hinsichtlich der Integrität des Deckgebirges (Barrieren, Grundwasserleiter, Störungen).

Antrag Aufsuchungserlaubnis „Adler South“ der BNK Deutschland vom 10.02.2012: Chronologie



- Februar 2012: Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu gewerblichen Zwecken im Erlaubnisfeld „Adler South“ durch die BNK Deutschland GmbH.
- 02. April 2012: Stellungnahme des HLUG gegenüber dem Regierungspräsidium Darmstadt.
- 28. September 2012: Auftrag des HMUELV an das HLUG, vorhandene Gutachten zum Fracking im Hinblick auf den vorliegenden Antrag auszuwerten. Außerdem Auftrag an die Uni Marburg (Prof. Böhm) für ein Rechtsgutachten
- 5. Oktober 2012: mündliche Anhörung zu Fracking im Umweltausschuss des hessischen Landtags.
- 11. April 2013: Vorstellung des HLUG-Gutachtens vor dem Umweltausschuss durch den Präsidenten des HLUG.
- 6. Juni 2013: Umweltministerin Puttrich teilt dem Umweltausschuss mit, dass der Antrag auf Erlaubnis durch das RP Darmstadt abgelehnt wurde.
- 9. Juli 2013: Klage gegen die Versagung der Aufsuchungserlaubnis



Dr. Thomas Schmid



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!