

Arbeitsbericht NAB 11-23

**Das Shale Gas (Schiefergas)-
Potenzial des Opalinustons in der
Nordschweiz**

Februar 2012

W. Leu & A. Gautschi

Nationale Genossenschaft
für die Lagerung
radioaktiver Abfälle

Hardstrasse 73
CH-5430 Wettingen
Telefon 056-437 11 11

www.nagra.ch

Arbeitsbericht NAB 11-23

Das Shale Gas (Schiefergas)- Potenzial des Opalinustons in der Nordschweiz

Februar 2012

W. Leu¹ & A. Gautschi²

¹Geoform Geological Consulting and Studies Ltd.
²Nagra

KEYWORDS

Schiefergas, Shale Gas, Opalinuston, Gasführung, TOC, Maturität, Posidonienschiefer, Fördertechnologie, Exploration

Nationale Genossenschaft
für die Lagerung
radioaktiver Abfälle

Hardstrasse 73
CH-5430 Wettingen
Telefon 056-437 11 11

www.nagra.ch

Nagra Arbeitsberichte stellen Ergebnisse aus laufenden Forschungsaktivitäten dar, welche nicht zwingend einem vollumfänglichen Review unterzogen wurden. Diese Berichtsreihe dient dem Zweck der zügigen Verteilung aktueller Fachinformationen. Die Autoren haben ihre eigenen Ansichten und Schlussfolgerungen dargestellt. Diese müssen nicht zwingend mit denjenigen der Nagra übereinstimmen.

“Copyright © 2012 by Nagra, Wettingen (Schweiz) / Alle Rechte vorbehalten.

Das Werk einschliesslich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung ausserhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der Nagra unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Übersetzungen, Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen und Programmen, für Mikroverfilmungen, Vervielfältigungen usw.”

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Tabellenverzeichnis.....	I
Figurenverzeichnis.....	I
1 Einleitung	1
2 Begriffserklärung Shale Gas bzw. Schiefergas	3
3 Das Schiefergas: Entstehung, Ressourcen, Fördertechnologie und Gesteinsparameter	5
3.1 Entstehung von Schiefergas.....	5
3.2 Ressourcen weltweit	5
3.3 Aufsuchungs- und Fördertechnologie.....	6
3.4 Typische Gesteinscharakteristiken wirtschaftlicher Schiefergas-Vorkommen	8
4 Das Schiefergas-Potenzial des Opalinustons und des Posidonienschiefers in der Nordschweiz	11
4.1 TOC und Reifegrad des organischen Materials.....	11
4.2 Gasführung des Opalinustons in den Tiefbohrungen der Nordschweiz	11
4.3 Gasführung des Opalinustons im Felslabor Mont Terri	12
5 Schlussfolgerungen und Vergleich mit Opalinuston und Posidonienschiefer der Westschweiz.....	13
6 Referenzen.....	15

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Schieferformationen Europas, die heute Ziel der Shale Gas Exploration sind (Chew 2010).	7
Tab. 2: Typische Beispiele von Schieferformationen in den USA mit den wichtigsten Gesteinsparametern nach Curtis (2010).	10

Figurenverzeichnis

Fig. 1: Schematische Darstellung der <i>Hydro-Fracing</i> -Technologie in vertikalen und horizontalen Bohrungen (Canadian National Energy Board 2009).	8
Fig. 2: Maturitätskarte des Übergangs Basis Opalinuston / Top Toarcien.	14

1 Einleitung

Der Sachplan geologische Tiefenlager legt im Konzeptteil das Verfahren und die Kriterien fest, nach denen Standorte für geologische Tiefenlager für alle Abfallkategorien in der Schweiz ausgewählt werden (BFE 2008). Eines der zu bewertenden Kriterien (Kriterium 2.4) betrifft Nutzungskonflikte. Es wird verlangt, dass sich innerhalb und unterhalb des Wirtgesteins keine nachgewiesenen, in absehbarer Zeit nutzungswürdigen Rohstoffe mit einem Potenzial für Nutzungskonflikte befinden. Die Nutzung von Rohstoffen innerhalb oder unterhalb des Wirtgesteins könnte die Langzeitstabilität des Barrierensystems beeinträchtigen, sei es durch Verletzung der geologischen Barriere oder durch direktes Anbohren der Lagerkammern. In jüngster Zeit wurden im Zusammenhang mit der Suche von Schiefergas (Begriffserläuterung s. Kap. 2) auch der Opalinuston und die darunterliegenden Posidonienschiefer im schweizerischen Molassebecken erwähnt (Burri et al. 2011, Chew 2010). In der *European Shale Gas Map* (JTP 2012) sind auf schweizerischem Gebiet zwei potenzielle Vorkommen eingetragen: *Jurassic Shales* (höchstwahrscheinlich Opalinuston und Posidonienschiefer) nördlich des Lac Lemane und *Permian Shales* im östlichen Teil des Molassebeckens, ein Vorkommen, das sich bis weit ins süddeutsche Molassebecken fortsetzt. Im Kanton Fribourg wurde kürzlich ein Verbot bezüglich *Fracing* erlassen und im Kanton Waadt besteht derzeit diesbezüglich ein Moratorium.

Der Opalinuston der Nordschweiz stellt ein potenzielles Wirtgestein sowohl für hochaktive wie auch für schwach- und mittelaktive Abfälle dar (Nagra 2008). Im Rahmen von Etappe 1 des Sachplans Geologische Tiefenlager wurde das Schiefergas-Potenzial des Opalinustons und des Posidonienschiefers noch nicht beurteilt (Nagra 2008). Mit der vorliegenden Studie soll in Etappe 2 auch dieser Aspekt berücksichtigt werden.

2 Begriffserklärung Shale Gas bzw. Schiefergas

Der Begriff Schiefergas entstammt der umgangssprachlichen Verwendung des Begriffs Schiefer für feinkörnige Sedimentgesteine in der Ton-/Siltsteinfraktion. Der Begriff Schiefer wird in der geologischen Fachsprache aber nicht mehr für feinkörnige, gut spaltbare Sedimentgesteine sondern nur noch als Sammelbegriff für metamorphe Gesteine verwendet. Letztere enthalten meist kein Gas mehr. Dennoch hat sich der Begriff Schiefergas auch in der Fachsprache durchgesetzt. Als weiterer Grund kann die wörtliche Übersetzung aus dem Englischen (Schiefergas = *Shale Gas*) angenommen werden.

Gasschiefer werden heute neben Kohleflözgas (*Coal Bed Methane*) und Ölschiefern als "unkonventionelle" Lagerstättentypen bezeichnet (*Resource Plays*).

3 Das Schiefergas: Entstehung, Ressourcen, Fördertechnologie und Gesteinsparameter

3.1 Entstehung von Schiefergas

Schiefergas ist zur Hauptsache Methan, das sich im Mikroporenraum und in Klüften sowie adsorbiert an organischen Komponenten und Tonmineralien in feinkörnigen Sedimentgesteinen befindet (Jarvie et. al. 2007, Curtis 2002). Das Gas entsteht durch biogene (frühdiaogenetisch und rezent, s. unten) und thermogenetische Prozesse während der geologischen Versenkung und Aufheizung "in-situ" im Muttergestein (Curtis 2002, Jarvie et. al. 2007, Canadian National Energy Board 2009).

Erst in den letzten Jahren wurde erkannt, dass auch biogen gebildetes Methan wirtschaftliche Gasvorkommen in tonigen Gesteinen bilden kann. Beispiele dafür sind der *New Albany Shale* (Devon, Illinois Basin, USA) und der *Antrim Shale* (Devon, Michigan Basin, USA; vgl. Martini et al. 1996 und 1998). Dabei werden zwei Typen von biogenem Methan unterschieden:

- a) frühdiaogenetische biogene Bildung, die kurz nach der Ablagerung des Sediments durch Umwandlungs- und Zersetzungsprozesse des organischen Materials beginnt und
- b) subrezente (letzte 1 – 2 Mio Jahre) Methanogenese durch Eintrag von Bakterien im Zusammenhang mit der Infiltration von meteorischen Wässern in oberflächennahe Auflockerungs- und Klüftungszone.

Die Unterscheidung der beiden biogenen und der thermogenetischen Gaskomponenten ist theoretisch mit Kohlen- und Wasserstoffisotopen des Methan, Äthan, Propan und des CO₂ möglich, wird jedoch oft durch komplexe Mischprozesse erschwert (Shurr & Ridgley 2002, Martini et al. 2003, Curtis 2002 und 2010).

Ein Teil der gebildeten Kohlenwasserstoffgase (in den meisten Fällen < 10 %, Burri et al. 2011) ist aus dem tonig/siltigen Gestein entwichen und in porösere, meist darüberliegende Reservoirschichten migriert (klassische oder konventionelle Gasvorkommen), die gegen oben durch eine dichte Barriere abgeschlossen sind ("Seal"). Das Schiefergas ist der Gasanteil, der im dichten, feinkörnigen Gestein "hängen" bleibt und ohne künstliche Stimulation normalerweise nicht entweichen kann. Ein Gasschiefer ist also Gasmuttergestein, Reservoir und Abdichtung in ein und derselben Formation.

Schiefergase werden oft aus kombinierten Systemen gefördert, in denen das Erdgas in Wechselagerungen von tonreichen Gesteinen und Silt/Sandsteinlagen (unkonventionell bis konventionell) gespeichert ist. Der Gasfluss ist dabei eine Kombination von Diffusions- und Advektionsprozessen im gesamten Bereich von Porositäts- und Permeabilitätswerten. Die natürliche Klüftung spielt für die Förderbarkeit eine wichtige Rolle (s. unten).

3.2 Ressourcen weltweit

Schiefergasvorkommen sind die ältesten bekannten Gaslagerstätten, die bereits vor 100 Jahren in den USA gefördert und für Beleuchtungszwecke verwendet wurden (*Marcellus Shale* in Fredonia NJ, Curtis 2002). Die Förderung war aber technisch schwierig und neben dem billigen Erdöl bald nicht mehr konkurrenzfähig. Erst in den letzten 15 Jahren wurde das Schiefergas dank der Weiterentwicklung der Fördertechnologien wieder ein aktuelles Thema und ist heute die wichtigste unkonventionelle fossile Energiequelle (DOE 2009).

Heute werden die weltweit förderbaren Schiefergasreserven auf 6'350 tcf¹ (180'000 Mrd. m³), in Westeuropa auf 500 tcf (15'000 Mrd. m³) geschätzt (Schultze et al. 2010, Burri 2010). Die geschätzten Schiefergasreserven haben die globalen Gasreserven fast verdoppelt. Wie Burri et al. (2011) aber zeigt, sind diese Zahlen je nach Quelle sehr unterschiedlich und nehmen jährlich mit zunehmender Explorationstätigkeit stark zu.

Erfahrungswerte aus produzierenden Lagerstätten in den USA sowie Laboranalysen an Bohrkernen zeigen, dass in einem Kubikmeter Schiefer (1 m³) ursprünglich zwischen 3 und 30 Nm³ Erdgas enthalten sein können (z.B. Jarvie et al. 2007). Davon sind je nach Fördertechnologie und Gesteinscharakteristik rund 10 – 40 % förderbar (recovery factor 0.1 – 0.4).

Die europäische Exploration für Schiefergas hat erst 2008 mit einer ersten Bohrung in Deutschland begonnen (Chew 2010, Schultze et al. 2010). Primäre bisherige Zielformationen für die Exploration von Schiefergas in Europa sind die Schieferformationen des Kambro-Ordovizium in Nordeuropa, des Silur in Polen, des Karbon im Variszischen Vorlandbecken und Dnjepr-Donets-Becken, des Toarcien, des oberen Jura im Wiener Becken und des Neogen im Pannonschen Becken (Tab. 1).

Der Opalinuston der Schweiz als Ziel für Schiefergas wird in Chew (2010) im Zusammenhang mit den Explorationstätigkeiten der Firma Schuepbach Energy LLC in den Kantonen Fribourg und Waadt erwähnt.

3.3 Aufsuchungs- und Fördertechnologie

Schiefergas wird wie eine konventionelle Gaslagerstätte (poröse Gesteinsschichten mit Abdichtung gegen oben) mit seismischen Messungen und Tiefbohrungen gesucht. In einer ersten Stufe der Exploration werden Daten und Gesteine aus alten, bestehenden Bohrungen neu analysiert. Schlüsselparameter sind die Mächtigkeit, der Gehalt an organischem Material im Gestein, die thermische Reife und der Gasgehalt (s. unten).

Das im dichten Tonschiefer gefangene Gas wird mit Bohrungen gefördert, wobei jedoch das Reservoir stimuliert werden muss. Um die Zuflussrate des Gases vom Gestein ins Bohrloch zu erhöhen, werden in der Anfangsphase sogenannte "*Hydro-Fracs*" durchgeführt. Dabei wird das Gestein durch Einpressen von Wasser mit Zusätzen (Gels und Stützmittel) unter hohem Druck schlagartig aufgeweitet, um die Wegsamkeit für das Gas zu erhöhen (auch Stimulation genannt). Für eine wirtschaftliche Förderung werden heute mehrere horizontal abgelenkte Bohrungen abgeteuft, die ab einer bestimmten Tiefe parallel in der Schiefergasschicht liegen (Fig. 1). Mit den anschliessenden *Hydro-Fracs* können auf diese Weise grosse Gebiete des Schiefergasvorkommens für die Produktion optimal genutzt werden. Heute können mit einer Horizontalbohrung rund 1 – 2 km² Schieferformation für die Förderung erschlossen werden.

¹ tcf = trillion cubic feet

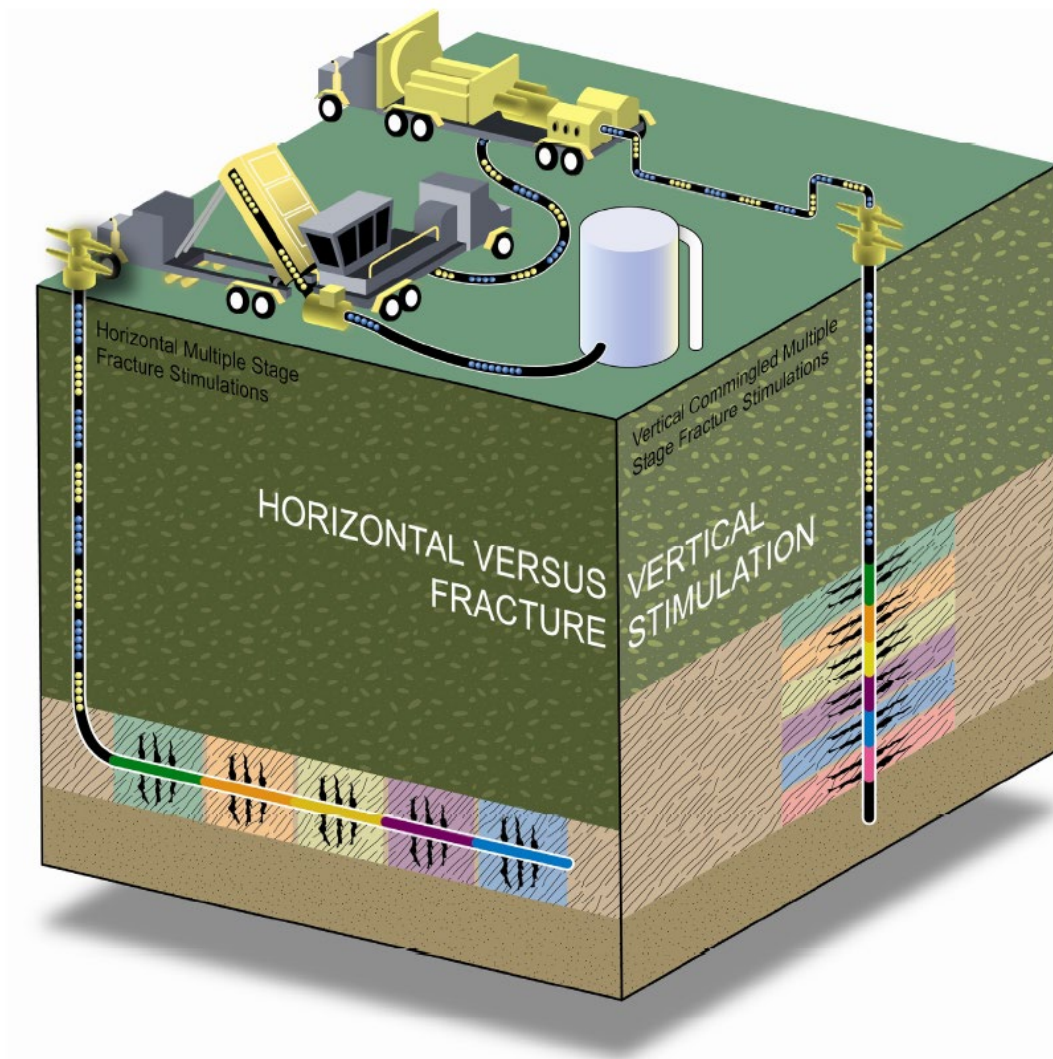


Fig. 1: Schematische Darstellung der *Hydro-Fracing*-Technologie in vertikalen und horizontalen Bohrungen (Canadian National Energy Board 2009).

3.4 Typische Gesteinscharakteristiken wirtschaftlicher Schiefergas-Vorkommen

Schiefergasformationen, die für eine potenzielle wirtschaftliche Gasförderung in Frage kommen, können an Hand von typischen Werten spezifischer Gesteinsparameter charakterisiert werden. Wie die Erfahrung der letzten zehn Jahre aber zeigt, ist eine wirtschaftliche Förderung oft abhängig von einer regional spezifischen Kombination dieser Gesteinsparameter, womit nicht immer ein allgemein gültiges Rezept für die Exploration und Produktion angewendet werden kann. Gilman & Robinson (2011) konnten mit einer breiten Vergleichsstudie zeigen, dass die allgemein publizierten Mindestwerte von diesen Parametern oft zu pessimistisch sind und weitere Faktoren wie Stimulationstechnologie, Reservoirtemperatur oder Bruchintensität eine wichtige Rolle spielen. Sie haben ihre Werte deshalb entsprechend modifiziert.

Folgende Gesteinsparameter müssen bei der Aufsuchung von Schiefergasvorkommen untersucht werden:

- Totaler Gehalt an organischem Material (TOC, C_{org}) > Bestimmt die Menge an Kohlenwasserstoffen, die durch den Abbau des Kerogens gebildet werden kann. Die organischen Partikel adsorbieren zudem die Gase.
- Thermische Reife / Maturität > Mass für den Umwandlungsgrad des Kerogens in Kohlenwasserstoffe (frühdiagenetische biogene Bildung, thermogenetische Bildung während der Versenkung (Ölfenster, Gasfenster)).
- Gesteinsmineralogie > Bestimmt weitgehend die Mikroporosität und Permeabilität, die Lagerungsmenge an freien Gasen sowie die Sprödigkeit des Gesteins bei der hydraulischen Stimulation. Dabei werden die Fraktionen an Tonmineralen, Quarz und Karbonaten unterschieden.
- Mächtigkeit der Schieferformation > Bestimmt vorwiegend die möglichen abbaubaren Gasvolumina.

Der Tiefenbereich ist ein wirtschaftlicher Faktor (Bohrkosten, Frac-Eigenschaften). Porosität, Permeabilität und die natürliche Klüftigkeit des Gesteins sind weitere, aber sekundäre Parameter, die das förderbare Gasvolumen oder die Förderraten bestimmen. Gebiete mit starker Bruchtektonik werden eher gemieden, da das Frac-Design schwierig ist und bei der Produktion relativ schnell Formationswasser über das stimulierte/natürliche Kluftsystem nachfliessen kann.

Beispiele von Gesteinscharakteristiken der heute wirtschaftlich genutzten Schiefergasformationen in den USA sind in Tab. 2 zusammengefasst (Curtis 2010).

Die wichtigsten Gesteinsparameter sollten aber generell in folgenden Bereichen liegen (Jarvie et al. 2007, Gilman & Robinson 2011, Curtis 2010):

Parameter:	Bereich:	Anmerkung:
• TOC oder C_{org} in [Gew.%]	> 1.5	Je grösser desto besser
• Maturität in [% R_0]	(0.6) – 1.2 – 3.0	Sekundär bei biogener Gasgenese, Ölfenster > 0.6, Gasfenster > 1.0, jedoch abhängig vom Kerogentyp
• Gesteinsmineralogie in [%]	Quarz + Calcit > 30 – 50	Spröd/duktile, Frac-Parameter
• Mächtigkeit in [m]	> 20 – 50	

Falls in einem Explorationsgebiet Referenzbohrungen zur Verfügung stehen, können verschiedene Parameter (TOC, Mineralogie, Porosität etc.) mit Hilfe von geophysikalischen Messungen (Logs) abgeschätzt oder berechnet werden. Für die Optimierung der hydraulischen Stimulationsparameter werden zunehmend auch die geomechanischen Gesteinseigenschaften oder die lokalen Spannungszustände aus Bohrlochdaten bestimmt (Bohrlochrandausbrüche, Auswertung von Dipol-Sonic- und Image-Logs).

Tab. 2: Typische Beispiele von Schieferformationen in den USA mit den wichtigsten Gesteinsparametern nach Curtis (2010).

EUR = Expected Ultimate Recovery, Bcfe = Billions of cubic feet equivalent, 1 Bcfe = 28.3 Mio. Nm³ Gas.

Property	Fayetteville Shale	Barnett Shale	Ohio Shale	Lewis Shale	Antrim Shale	New Albany Shale
Basin	Arkoma	Fort Worth	Appalachian	San Juan	Michigan	Illinois
Age	Mississippian	Mississippian	Devonian	Cretaceous	Devonian	Devonian
Play Type	Black and Gray Shale	Black and Gray Shale	Black Shale and Gray Shale	Silistone	Black Shale	Black Shale
Sub Play	Thermogenic	Thermogenic	Thermogenic	Thermogenic	Biogenic	Thermogenic and Biogenic
Maturation (Vr %)	1.2 – 2.0+	1.1 - 1.4	0.6 - 1.9	1.6 - 1.9	0.6 - 0.7	0.6 - 1.2
Richness (wt % TOC)	2 - 5	2 - 5	2 - 6	0.5 - 1.75	5 - 15	5 - 20
Porosity (%)	4 - 9	3 - 7	2 - 6	2 - 5	5 - 12	5 - 12
Mineralogy (% Non - Clay)	na	45 - 70	45 - 60	50 - 75	55 - 70	50 - 70
Thickness (ft)	200-300	200 - 400	300 - 1,000	500 - 1,900	160	180
Depth (ft)	3,000-5,000	7,000 - 8,500	2,500 - 6,000	4,500 - 6,000	500 - 2,500	1,000 - 2,500
Pressure Grad. (psi/ft)	0.45 (?)	0.50	≥ 0.3 psi/ft	0.30	0.43	~ 0.43
Avg. Vert. Well EUR (Bcfe)	0.1 – 0.5	1.4	0.1-0.5	0.1-0.5	0.75	0.25-0.75
Avg. HZ Well EUR (Bcfe)	1.5	2.5	na	na	na	na
Natural Fractures	Critical to Productivity	Critical to Prod., faults into lower water bad.	Critical to Productivity	Important	Critical to Productivity	Critical to Productivity

4 Das Schiefergas-Potenzial des Opalinustons und des Posidonienschiefers in der Nordschweiz

4.1 TOC und Reifegrad des organischen Materials

In der Schweiz wurde der Opalinuston (zusammen mit dem direkt darunterliegenden Posidonienschiefer, Toarcien) bisher im Rahmen der Exploration für Kohlenwasserstoffe als mögliches Muttergestein (*Source Rock*) für Kohlenwasserstoffe und als einer der *Cap Rocks* (*Seal*) betrachtet, der aufsteigende Kohlenwasserstoffe strukturell abdichtet oder auf dem Migrationsweg eher lateral ablenkt.

Der Opalinuston in der Nordschweiz hat jedoch auf Grund seines hohen Anteils an Tonmineralen und organischen Komponenten auch gewisse Ähnlichkeiten mit den bekannten Schiefergasvorkommen, aber auch Unterschiede.

In der Nordschweiz ist der Opalinuston durch folgende Gesteinsparameter charakterisiert (Mazurek 2011, Nagra 2002):

Parameter:	Bereich:	Anerkannte Minimalwerte (s. oben):
• TOC oder C _{org} in [Gew.%]	0.7 ± 0.4	> 1.5
• Maturität in [% R ₀]	0.5 – 0.6	(0.6) – 1.2 – 3.0
• Anteil Quarz + Calcit in [%]	35 ± 10	> 30 – 50
• Mächtigkeit in [m]	80 – 140	> 20 – 50

Die relativ tiefen Maturitätswerte im Bereich der geologischen Standortgebiete der Nordschweiz (unreif bis Untergrenze Ölfenster) sind im Einklang mit dem regionalen Trend von zunehmendem Reifegrad gegen den Alpennordrand (Fig. 2).

Weitere Formationen, die von der Nagra als Wirtgestein untersucht werden (z.B. 'Brauner Dogger' oder Effinger Schichten), haben betreffend TOC und Maturität noch tiefere Werte als der Opalinuston (Mazurek 2011). Hier ist zudem zu erwähnen, dass der Posidonienschiefer (Toarcien) zwar TOC-Werte von bis zu 10 Gew.% aufweisen kann (Todorov et al. 1993), aber mit seinen maximal 5 – 10 m Mächtigkeit für eine wirtschaftliche Nutzung eindeutig zu dünn ist. Zudem ist auch seine Maturität im Bereich der geologischen Standortgebiete in der Nordschweiz zu gering (Fig. 2).

4.2 Gasführung des Opalinustons in den Tiefbohrungen der Nordschweiz

In den Tiefbohrungen der Nagra in der Nordschweiz wurden im Rahmen der Bohrspülungsüberwachung kontinuierliche Gasmessungen im Spülungskreislauf gemessen (Hinze et al. 1989; Jäggi & Steffen 1999). Die gemessenen Gaskonzentrationen waren beim Durchfahren des Opalinustons stets sehr gering, mit Methangas-Konzentrationen < 100 ppm (< 0.01 Vol.%) und es wurden auch keine Tripgas-Spitzen beobachtet (ausgenommen eine kleine Spitze (< 100 ppm) in der untersten tonigen Fazies der Bohrung Riniken). Im Vergleich dazu waren die Methangas-Konzentrationen im Muschelkalk und im Permokarbon um mehrere Grössenordnungen höher und es wurden regelmässig ausgeprägte Tripgasspitzen beobachtet.

Im Zusammenhang mit Spannungsmessungen wurden im Opalinuston der Bohrung Benken zwei mehrphasige *Hydro-Frac*-Tests mit Wiederholungszyklen durchgeführt (Nagra 2001). Bei solchen Tests liegt die Fläche der erzeugten Risse im Bereich von einem bis wenigen m². Aus dem Testverlauf ergaben sich keine Hinweise auf das Vorhandensein einer freien Gasphase.

An zahlreichen Opalinuston-Bohrkernen aus der Nordschweiz wurden Porositäts- und Wassergehaltsbestimmungen sowie hydrochemische Porenwasseruntersuchungen durchgeführt (Nagra 2001). Die Ergebnisse sind konsistent mit einer 100-prozentigen Wassersättigung des Opalinustons.

Aufgrund der TOC- und Maturitätswerte ergeben sich somit auch mit anderen Methoden keine Hinweise, dass im Opalinuston der Nordschweiz grössere Gasmengen gespeichert sind. Es wird daraus abgeleitet, dass die beim Bohren freigesetzten Gase unter In-situ-Bedingungen im Porenwasser gelöst sind.

4.3 Gasführung des Opalinustons im Felslabor Mont Terri

Der Opalinuston im Felslabor Mont Terri weist die gleichen Maturitätswerte (Vitrinitreflexion, Hopan-Isomere) wie der Opalinuston der Bohrung Benken auf (Nagra 2002).

Gasmessungen in der Stollenluft des Felslabors Mont Terri zeigten selbst während des Stollenausbruchs bei Teilschnittmaschinen- und Sprengvortrieb nur sehr geringe Methangas-Konzentrationen (d.h. unter der Nachweisgrenze von 0.05 Vol.%, schriftl. Mitt. Dr. Paul Bossart, swisstopo) und auch die über längere Zeit bei hohen hydraulischen Gradienten gemessenen Methanzuflüsse in Bohrungen sind sehr gering (Methanfluss 1.7×10^{-5} mol/Tag/m², schriftl. Mitt. Dr. Agnès Vinsot, Andra).

Im Felslabor Mont Terri wurden im Zusammenhang mit Spannungsmessungen und Gasmigrationsexperimenten zahlreiche *Hydro-Frac*-Tests durchgeführt, Hinweise auf dadurch induzierte verstärkte Gaszuflüsse mit einer freien Gasphase sind nicht vorhanden (vgl. Bossart & Thury 2008).

Die isotopischen Verhältnisse von Methan, Ethan, Propan und Kohlendioxid der Headspace-Gase in Bohrungen des Opalinustons vom Mont Terri weisen auf eine komplexe Bildung der Gase hin, im Wesentlichen thermogene Bildung bei Temperaturen > 60°C, mit nachträglicher Veränderung durch bakterielle Prozesse, wobei eine diffusive Migration aus unterliegenden Schichten nicht ausgeschlossen wird (Eichinger et al. 2011). Bei den weltweit genutzten Schiefergasvorkommen handelt es sich durchwegs um in-situ generiertes Gas, nicht um von unten zugeströmtes Gas aus einem tiefer liegenden reiferen Muttergestein.

5 Schlussfolgerungen und Vergleich mit Opalinuston und Posidonienschiefer der Westschweiz

Der Opalinuston der Nordschweiz ist durch zwei Gesteinsparameter charakterisiert, die ungeeignet sind für eine zukünftige Schiefergasförderung: TOC und Maturität. Weil der Opalinuston während seiner Versenkungsgeschichte das Gasfenster nicht erreicht hat (Maturitätswerte für das organische Material deutlich unterhalb des Gasfensters) ist es nie zu einer signifikanten thermogenetischen Gasbildung gekommen.

Die vorhandenen mineralogischen Analysen des Opalinustons der Nordschweiz belegen zudem, dass die durchschnittlichen TOC-Werte im Bereich von 0.7 Gew.% liegen, d.h. deutlich unterhalb einer ökonomisch interessanten Untergrenze (in der Regel deutlich mehr als 1.5 Gew.%).

Erste Resultate der Explorationsarbeiten für die Aufsuchung von Schiefergas in der Schweiz deuten darauf hin, dass das Potenzial des Opalinustons für eine kommerzielle Gasförderung gegen Süden und gegen die Westschweiz wahrscheinlich tendenziell grösser ist, da die Maturität bis ins Gasfenster zunimmt (Fig. 2) und teilweise die TOC-Werte über 1.0 Gew.% liegen (mündl. Mitteilung Schuepbach Energy LLC).

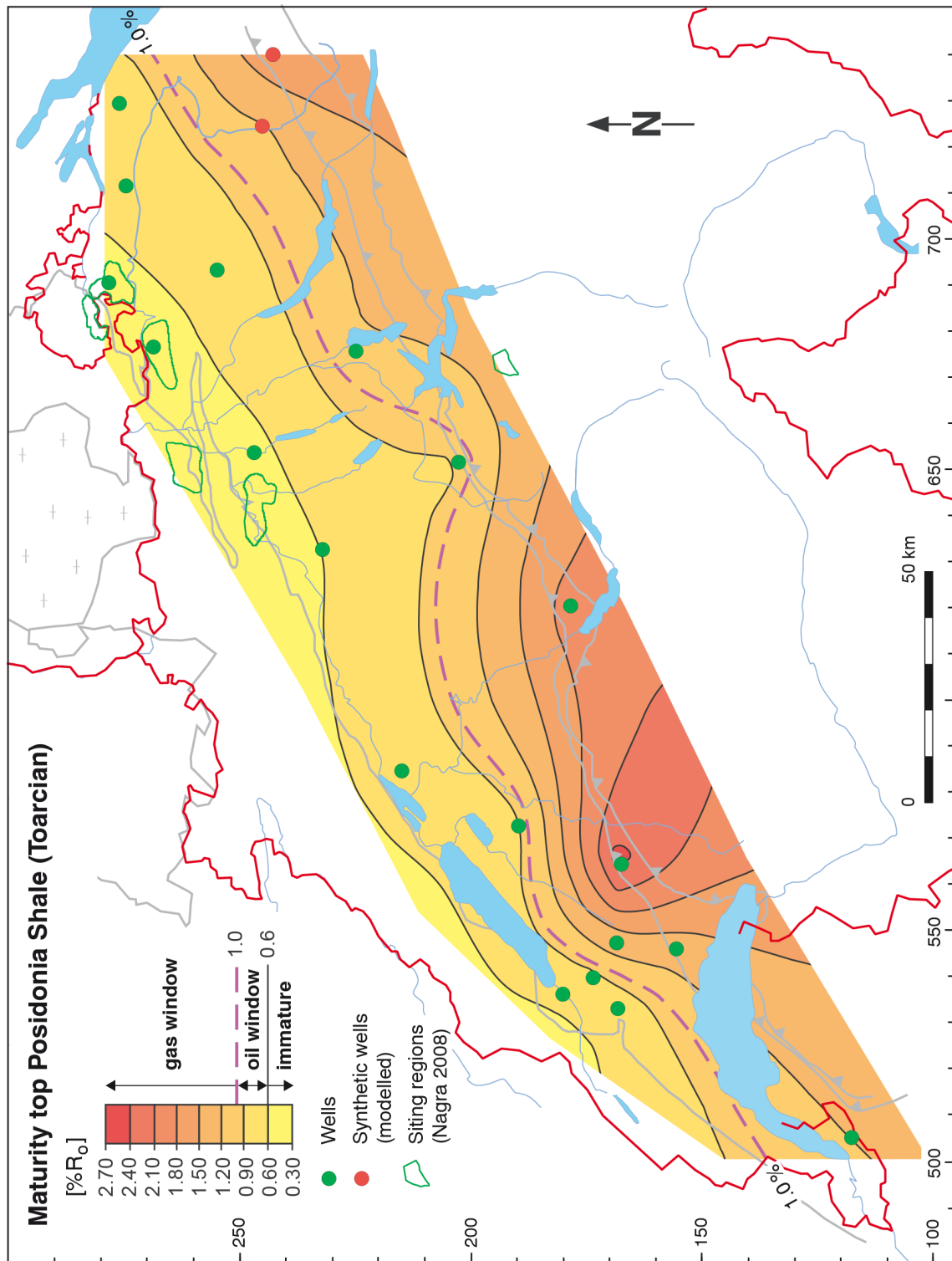


Fig. 2: Maturitätskarte des Übergangs Basis Opalinuston / Top Toarcien. Konstruiert mit Bohrdaten und synthetischen Beckenmodellpunkten (nach Greber et al. 2004). Die geologischen Standortgebiete der Nordschweiz (Nagra 2008) sind grün umrandet.

6 Referenzen

- BFE (2008): Sachplan geologische Tiefenlager. Konzeptteil. Bundesamt für Energie BFE, Bern, Schweiz.
- Burri, P. (2010): A revolution in gas – The rise of unconventional. Swiss Bull. angew. Geol. 15/2, 35-44.
- Burri, P. Chew, K., Jung, R. & Neumann, V. (2010): The Potential of Unconventional Gas – energy bridge to the future. Swiss Bull. angew. Geol. 16/2, 3-55.
- Bossart, P. & Thury, M. (Eds.) (2008): Mont Terri Rock Laboratory. Project, Programme 1996 to 2007 and Results. Swisstopo Rep. 2008-01. Bundesamt für Landestopografie, swisstopo, Bern.
- Canadian National Energy Board (2009): A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. Energy Briefing Note, 27 pp.
- Chew, K. (2010): The shale frenzy comes to Europe. E&PMAG, March 1, 2010, 8 pp.
- Curtis, J.B. (2002): Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, 86/11, 1921-1938.
- Curtis, J.B. (2010): U.S. Shale Gas: From Resources and Reserves to Carbon Isotope Anomalies. Stanford University, Energy Seminar, Jan. 20, 2010, presentation J. Curtis (http://www.rpsea.org/attachments/contentmanagers/429/Shale_Gas_Resources_Dr._John_Curtis_Potentail_Gas_Agency.pdf), 38 p.
- DOE (U.S. Department of Energy) (2009): Modern Shale Gas – Development in the United States: A Primer. 116 p. (<http://www.gwpc.org/e-library/documents/general/Shale%20Gas%20Primer%202009.pdf>).
- Eichinger, F., Eichinger, L. & Ertl, S. (2011): Genese der leichten Kohlenwasserstoffe im Opalinuston des Felslabors Mont Terri. Nagra Arbeitsbericht NAB 11-33, Nagra, Wettingen, Schweiz.
- Gilman, J. & Robinson, Chr. (2011): Success and failure in Shale Gas exploration and development: Attributes that make the difference. Search & Discoveries article #80132, Adapted from oral presentation at AAPG Int. Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Sept. 12 – 15, 2011, 31 pp.
- Greber, E., Leu, W. & Schegg, R. (2004): Hydrocarbon Habitat and Potential of Switzerland – An evaluation of the oil and gas potential of Switzerland based on public well data, seismic lines and basin modelling results. Unpubl. Int. Rep., Geoform Ltd., Minusio.
- Hinze, W., Jäggi, K. & Schenker, F. (1989): Sondierbohrungen Böttstein, Weiach, Riniken, Schafisheim, Kaisten, Leuggern: Gasmessungen. Nagra Tech. Ber. NTB 86-11, Nagra Wettingen, Schweiz.
- Jäggi, K. & Steffen, P. (1999): Sondierbohrung Benken: Geologisches Sampling, Bohrgasmessungen, Sampler Logs 1:200. Unpubl. Nagra Int. Ber., Nagra, Wettingen, Schweiz.

- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E. & Pollastro, R.M. (2007): Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for the thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin* 91/4, 475-499.
- JPT (2012): European Shale Gas Map. *Journal of Petroleum Technology*. Society of Petroleum Engineers, Houston.
- Martini, A.M., Budai, J.M., Walter, L.M. & Schoell, M. (1996): Microbial generation of economic accumulations of methane within a shallow organic-rich shale. *Nature* 383, 155-158.
- Martini, A. M., Walter, L. M., Budai, J. M., Ku, T. C. W., Kaiser, C. J. & Schoell, M. (1998): Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane: Upper Devonian Antrim Shale, Michigan basin, USA – CO₂ reduction vs. acetate fermentation-isotopic evidence. *Geochim. Cosmochim. Acta* 62/10, 1699-1720.
- Martini, A.M., Walter, L.M., Ku, T.C.W., Budai, J.M., McIntosh, J.C. & Schoell, M. (2003): Microbial production and modification of gases in sedimentary basins: A geochemical case study from a Devonian shale gas play, Michigan basin. *AAPG Bulletin* 87/8, 1355-1375.
- Mazurek, M. (2011): Aufbau und Auswertung der Gesteinsparameter-Datenbank für Opalinuston, den 'Braunen Dogger', Effinger Schichten und Mergel-Formationen des Helvetikums. *Nagra Arb. Ber. NAB 11-20*, Nagra, Wettingen, Schweiz.
- Nagra (2001): Sondierbohrung Benken – Untersuchungsbericht. *Nagra Tech. Ber. NTB 00-01*, Nagra, Wettingen.
- Nagra (2002): Projekt Opalinuston – Synthese der geowissenschaftlichen Untersuchungsergebnisse. *Nagra Technischer Ber. NTB 02-03*, Nagra, Wettingen, Schweiz.
- Nagra (2008): Vorschlag geologischer Standortgebiete für das SMA- und das HAA-Lager. Darlegung der Anforderungen, des Vorgehens und der Ergebnisse. *Nagra Tech. Ber. NTB 08-03*, Nagra, Wettingen, Schweiz.
- Schultze, H.M., Horsefield, B. & Sachsenhofer, R.S. (2010): Shale Gas in Europe: a regional overview and current research activities. *In: Vining, B.A. & Pickering, S.C. (eds) Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers – Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference*, 1079-1085.
- Shurr, G.W. & Ridgley, J.L. (2002): Unconventional shallow biogenic gas systems. *AAPG Bull.* 86/11, 1939-1969, doi: 10.1306/61EEDDC8-173E-11D7-8645000102C1865D.
- Todorov, I., Schegg, R. & Wildi, W. (1993): Thermal maturity and modelling of Mesozoic and Cenozoic sediments in the south of the Rhine Graben and the Eastern Jura (Switzerland). *Eclogae geol. Helv.* 86/3, 667-692.