

03/2014: Fracking von Öl- und Gasquellen: „Game Changer“ oder Endspiel?

Dieser Tage wird wieder viel um eine Diversifizierung des Energiebezugs von Deutschland diskutiert. Die Erdgasabhängigkeit von Russland wird auf den Prüfstand gestellt. Die USA boten schon an, mit künftigen Exporten Europa unabhängiger machen zu wollen. Aber auch die heimische Erdgasförderung könne man ja deutlich stärken durch die zügige Erschließung der großen erhofften unkonventionellen Erdgasvorräte.

Ist das tatsächlich eine energiepolitische Option, die Europa ein Stück Unabhängigkeit bringen wird, oder wird sich das als Luftschloss entpuppen? Zunächst hilft hier ein nüchterner Blick auf die Realitäten jenseits und diesseits des Atlantiks.

Unkonventionelle Erdgasvorkommen sind per Definition technisch aufwändiger und kostenintensiver in der Erschließung als konventionelle Vorkommen. Dies ist dadurch bedingt, dass der Gasgehalt je Tonne Gestein geringer als in konventionellen Erdgasfeldern ist. Erdgas im Schiefergestein konnte nicht vom Ort der Entstehung entweichen, da das Gestein zu dicht ist. Die Fließfähigkeit ist so gering, dass man es erst fördern kann, wenn man einen Zugang geschaffen hat, indem man das Gestein aufreißt, um möglichst großen Flächenkontakt mit dem eingeschlossenen Gas zu erhalten. Zudem sind entsprechende Gesteinsschichten oft sehr dünn; man muss mit einer horizontalen Bohrung innerhalb dieser Schicht einen möglichst großen Bereich erschließen. Das ist alles sehr viel teurer als eine Bohrung abzuteufen und bei Druckentspannung das entweichende Gas aufzufangen, man erreicht damit weniger Erdgas, und schließlich lässt der Förderdruck sehr schnell nach. Dies alles zusammen bewirkt ein typisches Förderprofil: Zu Förderbeginn erhält man die höchste Förderrate von einigen zig-tausend m³-Tagesförderleistung, die jeden Monat mit mehreren Prozent nachlässt – oft zu mehr als 40 – 60 Prozent im ersten Jahr. Man muss den Förderbeitrag einer Bohrung also regelmäßig durch weitere neuere Bohrungen ersetzen. Bei monatlich konstanter Investition in neue Bohrungen wird die Förderung stagnieren, sobald der Förderrückgang der bereits aktiven Bohrungen so groß ist wie der Förderbeitrag der neu hinzukommenden Bohrungen. Und wenn die neuen Bohrungen weniger ergiebig werden oder die Investitionen nachlassen, dann wird auch sehr schnell die Förderung wieder zurückgehen. Das ist keine Theorie, sondern wir können das gerade in den USA beobachten.

Einige Jahre war der Barnettshale in Texas die ergiebigste Erdgasschieferformation in den USA. In einem Gebiet von etwa 13.000 km² wurden in den vergangenen fünfzehn Jahren über 17.000 Bohrungen abgeteuft, im Mittel mehr als eine Bohrung je km². Im Jahr 2012 erreichte die Förderung mit fast 60 Mrd. m³ den Höhepunkt. Der Förderbeitrag je Bohrung betrug 3,5 Mio. m³/a. Bis Januar 2014 nahmen weitere 800 Bohrungen die Förderung auf. Aus unserer Sicht Jahrgang 18, Nr. 3/14 (Mai/Juni) 5 Doch die Förderung ist bereits um 20 Prozent gefallen, der Förderbeitrag je Sonde betrug im Januar 2014 hochgerechnet auf das ganze Jahr nur noch 2,8 Mio. m³. Ab dem Jahr 2009 wurde Haynesville in Louisiana als ergiebigster Shale gefeiert. Es wurden mit mehr als 10 M\$ je Bohrung Investitionskosten wesentlich teurere Bohrungen. Nach nur drei Jahren stagnierte die Förderung auf einem Maximum in den Jahren 2011 und 2012. Im Jahr 2013 war sie bereits um 30 Prozent gefallen, obwohl mit fast 2.300 aktiven Förderbohrungen ein neuer Rekord erreicht war. Heute sind fast alle Shales im Förderrückgang. Dieser wird nur noch durch die Ausweitung im Marcellusshale vor allem in Pennsylvania ausgeglichen. Doch auch hier kommt die Förderung an ein Maximum, 2014 wird vermutlich weniger gefördert als im Vorjahr. In den vergangenen fünf Jahren waren die Gaspreise zu niedrig. Fast alle Firmen investierten mehr in die Bohrungen, als sie durch den Gasverkauf erlösten. Doch damit wurde eine neue Phase eingeleitet. Die steigenden Investitionsausgaben bei niedrigen Gaspreisen schmälern auch die Dividende der Aktionäre. Und diese reagieren. Sie haben das Budget für Schiefergas und Öl-Bohrungen in den USA deutlich reduziert.

Shell beschreibt das im Strategic Report 2013 mit: „Ab 2014 werden tight-Gas und ölfreiche Schiefer in unserer Strategie eine andere Rolle spielen. Wir sehen sie jetzt eher als langfristige

03/2014: Fracking von Öl- und Gasquellen: „Game Changer“ oder Endspiel?

Chance und nicht für die unmittelbare Zukunft. In unseren Bemühungen, die finanzielle Performance zu verbessern, werden wir die Zahl dieser Projekte in unserem nordamerikanischen Portfolio reduzieren.“ ExxonMobil formulierte das auf dem 2014 Analyst Meeting knapper: „Das Mittel der Wahl zur Verbesserung der Ertragslage je Produktionseinheit ist die Minimierung des Kapitaleinsatzes für nordamerikanisches Gas.“ Chesapeake bestätigte am 26. Februar 2014 auf der Investorenkonferenz eine Reduktion der Gesamtinvestitionen im Jahr 2014 um etwa 60 % verglichen mit dem Mittelwert der Jahre 2010 – 2012.

Der Fracking-Boom in den USA neigt sich nach nur wenigen Jahren dem Ende entgegen. Die erhoffte Importunabhängigkeit blieb aus. Die Öl- und Gasfirmen haben sich finanziell verausgabt. Die Prozessindustrie wie auch Teile des Verkehrssektors stellen gegenwärtig auf Erdgas um bzw. siedeln neue Unternehmen an. Doch was am Ende bleiben wird, sind enorme Umweltschäden. Neuere mittels in Flugzeugen installierter Laser durchgeführte in-situ Messungen der Methanemissionen aus einzelnen Bohrungen zeigen, dass diese Methanemissionen deutlich höher sind als von der Umweltbehörde angegeben. Zwischen 6 und 12 % Emissionen des geförderten Gases wurden aus dem atmosphärischen Konzentrationsprofil über der Uintah Formation in Utah zurückgerechnet. Hochrechnungen der neueren Messergebnisse legen nahe, dass die Substitution von Kohle durch Erdgas keine klimarelevanten Emissionsvorteile bietet.

In den USA vollzieht sich gerade die dritte Phase der Ressourcenerschöpfung: War die erste Phase durch das Fördermaximum der Nordsee und eine Welle an Firmenfusionen mit nachfolgendem Preisanstieg gekennzeichnet, so war die zweite Phase durch das Fördermaximum der Ölfirmen um 2004 trotz steigender Investitionen bestimmt, die vor allem für nichtkonventionelle Öl- und Gasförderung in den USA, aber auch in Kanada und im Tiefen Meer getätigt wurden. Die dritte Phase beginnt nun damit, dass die Investitionen in diese Aktivitäten zurückgefahren werden – die Aktionäre treten auf die Bremse, sie bevorzugen Renditeerwartungen bei reduzierter Förderung.

Und in Deutschland? Bisher herrscht ein Moratorium (wie auch z. B. in Frankreich und Bulgarien), nicht mit umweltrelevanten Chemikalien zu fracken. Aber schon heute wird deutlich, dass die Firmen es nicht hierbei belassen wollen. Dabei sind die Fördervoraussetzungen in Deutschland wesentlich ungünstiger als in den USA: Die Bevölkerungsdichte ist ungleich höher als in den entsprechenden Regionen in Norddakota, Pennsylvania oder Südtexas mit oft weniger als einem Einwohner je km². Landnutzungskonkurrenzen und Konflikte mit Anwohnern sind unvermeidlich. Doch der Beitrag wird gering bleiben. Allein die Verfügbarkeit an Bohranlagen würde nicht mehr als einige Dutzend Bohrungen pro Jahr erlauben. Ungeachtet abgeschätzter Potenziale bliebe der Beitrag zur deutschen Gasversorgung marginal. Ob es nun unter 1 Prozent bliebe oder ein paar Prozent erreichte, wenn intensiv gefrackt würde, das bleibt gleich und bietet keine Basis für eine langfristige Strategie in die Unabhängigkeit und in die Nachhaltigkeit – diese sieht vollkommen anders aus. *wz/rw*