

Die verschiedenen Formen des Hydraulic Fracturing

Dieser war mit seinen Falschdarstellungen nicht nur bezüglich des Hydraulic "Fracking" Fracturings sondern auch wegen der angeblichen Folgen dieses seit sechs Jahrzehnten angewendeten Verfahrens ein gefundenes Fressen für Umweltbesorgte und unsere sensationsgierigen Medien. Darauf soll hier nicht weiter eingegangen werden, es finden sich auf dem Blog "Erdöl und Erdgas in Deutschland" einige Artikel zum Thema. Vielmehr möchte ich in diesem Beitrag die unterschiedlichen Formen des Frac-Verfahrens vorstellen und kurz erläutern.

Ursprüngliches Hydraulic Fracturing

Im Jahr 1947 wurde die erste hydraulische Fracmaßnahme durchgeführt, und zwar im Hugoton-Feld im Süden von Kansas. Dabei kamen ca. 4000 Liter angedicktes (geliertes) Benzin, auch aus Kriegseinsätzen bekannt als Napalm (naphthenic-acid-and-palm-oil) sowie im Anschluss ein Gelbrecher zum Einsatz. Dabei wurde eine ca. 800 Meter tief liegende Erdgaslagerstätte in einer Kalksteinformation gefract, allerdings zunächst ohne den erhofften Erfolg, die Produktionsrate der Bohrung bedeutend zu steigern. Nichtsdestotrotz wurden weiterhin Fracmaßnahmen in diesem Stil durchgeführt. Nur zwei Jahre später wurde das Verfahren dann patentiert und die Halliburton Oil Well Cementing Company erhielt eine exklusive Lizenz. Allein 1949 wurden 332 Bohrungen in den USA hydraulisch stimuliert. Als Stützmittel zur Rissoffenhaltung kam zunächst Sand (ungefähr 200 kg/Fracmaßnahme) aus Flüssen zum Einsatz. [1] Auch in Deutschland kamen bereits in den 1950er Jahren Fracmaßnahmen in dieser Form zum Einsatz. Beispielsweise im Erdölfeld Lingen. [2]

Wasser als Basis des Fracfluids – Gelfrac

Wie erwähnt waren Ölprodukte (Napalm, angedicktes Erdöl sowie angedicktes Kerosin) zunächst Basis des Gels, dass den Transport von Sand in die erzeugten Risse ermöglichte. Doch bereits 1953 wurde Wasser als Basis für das Fracfluid verwendet und in dem Zusammenhang eine Reihe von Gelbildnern sowie Gelbrechern (ein Teil der "bösen" Chemikalien) entwickelt. Weiterhin kamen Tenside zum Einsatz, die Reaktionen mit Formationswasser verringerten sowie Tonstabilisatoren, die das Aufquellen von Tonmineralen verhindern. Dadurch wurde es möglich Wasser (statt Öl) als Basis für das Fracfluid in verschiedenen geologischen Formationen zu verwenden. Für tiefliegende und hochtemperierte Formationen wurden dann Mittel eingesetzt, die das Gel stabil halten. Zunächst handelte es sich um Methanol (in Reinform giftig), im Laufe der Zeit kamen aber andere Stabilisierer hinzu und der Anteil von Methanol

ging deutlich zurück oder wurde gar auf 0 % reduziert. [1] Gelfracs sind die bis heute am häufigsten angewandte Form des Hydraulic Fracturings in Deutschland, was tiefliegende erdgasführende Sandsteinformationen betrifft. Siehe dazu die entsprechenden Quellenangaben der in Deutschland tätigen Firmen [hier](#) oder auch [hier](#). Hinweis: Es wird jeweils eine Testmaßnahme für Schieferton angeführt, wo kein geliertes Fracfluid zum Einsatz kam (Testfracs Bohrung "Damme 3") sondern sogenanntes "Slickwater".

Slickwaterfracs

Recht ähnlich gegenüber dem Gelfrac-Verfahren stellt sich das Slickwaterverfahren dar. Während ersteres in tiefen Sandsteinformationen eingesetzt wird, wird das Slickwaterverfahren in vergleichsweise tiefen Schiefertonformationen eingesetzt (sogenannte "Shales"). Jedoch anders als beim Anwenden von gelierten Flüssigkeiten zum Fracen ist der Einsatz von Zusätzen (den stets angeprangerten Chemikalien) um 1 Größenordnung geringer. Bei Gelfracs beträgt der Anteil an Additiven ca. 1 bis 5 Prozent während er bei Slickwater unter 0,5 Prozent liegt. Vergleiche dazu die Zusammensetzung des Fracfluids der Bohrung "Buchhorst T12" (letzte durchgeführte Fracmaßnahme in Deutschland 2011) mit dem einzigen bisher angewandten Slickwaterfrac in Deutschland, den 3 Testfracs in der Bohrung "Damme 3" [3] Die Aufgaben der Additive (der "bitterbösen" Chemikalien) beim Slickwaterfraccen sind denen der bei Gelfracs dem Wasser beigemengten Zusätze ähnlich. Im Wesentlichen werden Reibungsminderer, Korrosionshemmer und Bakterien tötende Mittel (die stets angeprangerten Biozide) verwendet. Schließlich erlaubt die Nutzung von Slickwater höhere Verpumpraten des Fluids [4].

Stickstoff-Fracs (Nitrogen-Fracs)

Hierbei wird flüssiger Stickstoff als Fluid verwendet oder auch als Schaumbildner im Fluid. Dadurch wird der Einsatz von Wasser (deutlich) verringert oder gar komplett eliminiert. Ein weiterer Vorteil ist, dass durch die Anwendung dieses speziell für die Gewinnung von Kohleflözgas (in flacheren Schiefergasformationen auch möglich) geeigneten Verfahrens eine Schädigung der Lagerstätte verhindert wird. Wasserbasierte Fluide könnten nämlich die geschaffenen Risse verstopfen und den Gasfluss behindern.[5][6] Nitrogenfracs könnten somit eine Alternative für wasserarme Gebiete darstellen.

Wasserfracs

Hierbei handelt es sich um Fracarbeiten, bei denen nur Wasser verpumpt wird um trinkwasserführende Schichten aufzubrechen und somit die Förderrate eines Brunnens in Festgestein zu erhöhen. Außerdem finden Wasserfracs Anwendung bei der Erschließung von Geothermiepotenzialen. So ist z.B. in Soultz (französische Seite des Oberrheingrabens) ein 3 km² großes Rissystem zur Thermalwassererzeugung geschaffen worden. [7]

Propanfracs

Recht neu ist es, flüssiges Propan als Fracfluid einzusetzen. Dieses Verfahren des Hydraulic Fracturings wird von der Firma "Gasfrac" angeboten. Die Firma wirbt mit (noch) geringeren potenziellen Umweltgefahren sowie einem Kreislaufsystem des eingesetzten Propans (das auch natürlich in Erdgasen vorkommen kann). Neben den gängigen, notwendigen und bekannten Eigenschaften von Fracfluiden an sich (z.B. Reibungsminderung) soll der Vorteil sein, dass durch Propan induzierte Fracs sich folgendermaßen auszeichnen: Es werden längere Risse erzeugt was wiederum die initiale Produktionsrate, aber auch eine Ausdehnung der Förderdauer ermöglichen soll. Außerdem soll diese Art des Hydraulic Fracturings es ermöglichen, dass das Fracfluid vollständig zurückgefördert wird [8].

Zusammenfassung

Anhand nachvollziehbarer belastbarer Quellen werden die unterschiedlichen Methoden und die Entwicklungen des Hydraulic Fracturings (HF) dargestellt. Es bleibt festzustellen, dass es keinen Sprung von HF alt zu HF neu gibt, der z.B. die Gewinnung von Shalegas/Schiefergas ermöglicht, sondern dass es sich um eine kontinuierliche, teils parallel verlaufende Fortentwicklung des Verfahrens handelt. Hydraulic Fracturing heutzutage ist bestimmt nicht mehr das, was es vor 66 Jahren war. Aber es ist auch nicht das neue unbekannte Teufelszeug, wofür es in diesem Land, wo HF schon seit über 60 Jahren angewendet wird, gehalten wird.

Istvan Adler

[1] [Hydraulic Fracturing – History of an Enduring Technology](#)

[2] Boigk, Heinz: Erdöl und Erdölgas in der Bundesrepublik Deutschland, Enke Verlag, Stuttgart 1981.

[3] [Von ExxonMobil in Deutschland eingesetzte Fracfluide](#)

[4] [Slick Water Solutions](#)

[5] [HYDRAULIC FRACTURING IN COAL BEDS](#)

[6] [Nitrogen gas fracking](#)

[7] [Dry Rock Projekt Soultz: Erste Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage](#)

[8] [gasfrac.com](#)

Der Beitrag erschien zuerst bei [ScienceSceptical](#)