



TWA Washington

Jantienne van der Meij-Kranendonk, meer informatie: www.agentschapnl.nl/twanetwerk

Nieuwe fracking-technologieën in de Verenigde Staten

Samenvatting

Schaliegaswinning is booming business in Amerika. Op dit moment wordt 23% van het natuurlijke gas gewonnen uit schaliegasvelden. Dit percentage zal naar verwachting van de U.S. Energy Information Administration stijgen naar 49% in 2035. Aan de productie van schaliegas zit een aantal mindere kanten, zoals het grote watergebruik, het mogelijk veroorzaken van aardbevingen, de omgevingsimpact en het affakkelen. De technologische ontwikkelingen staan niet stil. In dit artikel worden verschillende technologische oplossingen besproken voor de uitdagingen van de schaliegasindustrie. Het gaat om oplossingen die al voorhanden of nog in ontwikkeling zijn. Verscheidene daarvan leveren zowel bedrijfswinst als milieuwinst op.

In Amerika zijn enorme ondergrondse schaliegasvelden te vinden, verspreid over een groot deel van het land, vooral in de plattelandsgebieden (zie figuur 1).



Figuur 1. Een overzichtkaart met alle schaliegasvelden in Noord-Amerika. (Bron: U.S. Energy Information Administration [3])



Het principe van hydraulische fracking is het maken van barsten in een ondergrondse rots door middel van het verhogen van hydraulische druk in de rots. Hierdoor kan de ruwe olie of het gas makkelijker uit de rots komen, waardoor die makkelijker geëxploiteerd kan worden. Toch heeft het 20 jaar geduurd voordat de industrie uitgevonden had dat horizontaal geboorde bronnen in combinatie met hydraulische fracking de sleutel vormen om commerciële hoeveelheden gas uit schalieformaties te winnen. [1]

In 2010 was 24% van de elektriciteit die opgewekt werd door brandstof (nucleair, kolen, duurzame energie, natuurlijk gas en olie) in de VS afkomstig van natuurlijk gas. En 23% van de productie van natuurlijk gas in de VS kwam dat jaar van schaliegas. Het is een van de grootste, snelgroeïende vormen van de productie van natuurlijk gas. Naar verwachting zal schaliegas in 2035 49% van de productie van natuurlijk gas omvatten. [2]

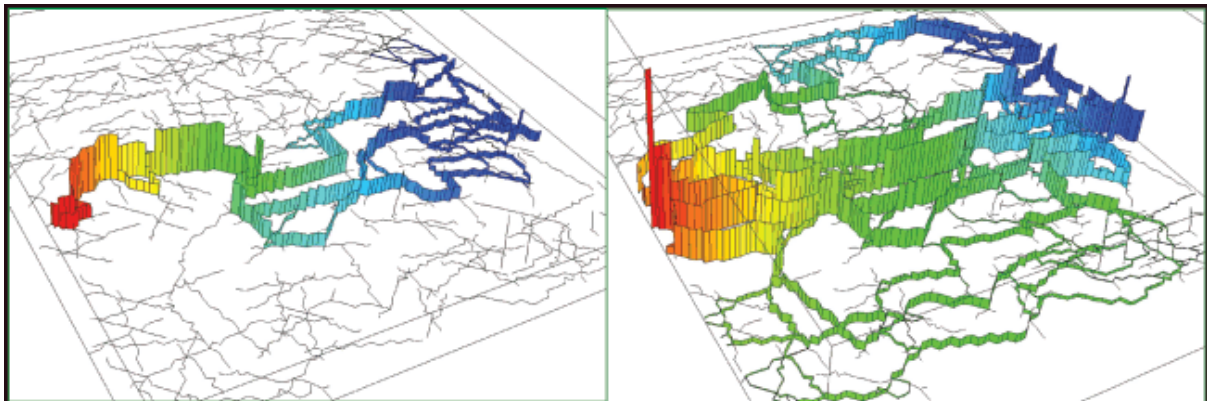
In een lezing van dr. S. Julio Friedman (Lawrence Livermore National Laboratory [4]) bij de U.S. Energy Association in Washington, DC, op 26 januari benoemde hij de uitdagingen voor de industrie. Die zijn op dit moment: de productie verbeteren, het aantal bronnen verkleinen en tegelijkertijd de negatieve effecten verminderen. Er werd gewezen op een aantal negatieve kanten van de productie van schaliegas, zoals het grote watergebruik, het mogelijk veroorzaken van aardbevingen, de milieu-impact en het affakkelen. Hij gaf een mooi overzicht van de mogelijke technologische oplossingen die daarvoor voorhanden of in ontwikkeling zijn.

Onderstaand een beschrijving van een aantal technologische oplossingen voor de uitdagingen waar de schaliegasindustrie voor staat. De oplossingen zijn al voorhanden of nog in ontwikkeling.

Simulatie en modellering

3-D en 4-D seismische imaging gebruikt traditionele seismische imaging-technieken, gecombineerd met krachtige computers en processors om een driedimensionaal model te maken van de ondergrondse lagen. Bij 4-D-imaging wordt ook de dimensie tijd toegevoegd, zodat de ondergrondse veranderingen in een periode kunnen worden bekeken. [5] Door het gebruik van meer geavanceerde modellen die specifiek zijn ontwikkeld voor fracking van ondergrondse rotsformaties kan er specifiek geboord worden en beter voorspeld worden wat er ondergronds zal gaan gebeuren tijdens het fracking proces. [4]

Een voorbeeld van 4-D-imaging is het model van het Lawrence Livermore National Laboratory, dat is ontwikkeld om hydraulische fracking-boortechneken te kunnen evalueren om zo de stroming en warmte-overdracht in nauwere geothermische systemen (EGS) te verbeteren (zie figuur 2). Het model bestaat uit een combinatie van de Livermore Distinct Element Code (LDEC) en de Non-isothermal Unsaturated Flow and Transport code (NUFT). [7]



Figuur 2. Simulatie met het model ontwikkeld door het Lawrence Livermore National Laboratory. Het resultaat hierboven vergelijkt het fracture-netwerk in een reservoir van 100 bij 100 meter vóór (links) en na (rechts) stimulatie met vloeistofoverdruk. De hoogte van de kolom geeft de stroomsnelheid weer. De kleuren geven de vloeistofdruk weer. Die is het hoogst (rood) bij de injectiebron en het laagst (blauw) bij de productiebron. (Bron: Science & Technology Review, december 2011 <https://str.llnl.gov/Dec11/friedmann.html>).

Het Measuring While Drilling (MWD)-systeem maakt het mogelijk dat er vanaf de drillboor data worden verzameld, terwijl er geboord wordt. Dit levert real time-informatie op over de ondergrondse rotsformaties, boorputpositie en -richting. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van gyroscopen, magnetometers en versnellingsmeters. De gegevens worden doorgegeven naar de oppervlakte door middel van drukpulsus in de modderkolom en elektromagnetische telemetrie. Daar worden de gegevens gedecodeerd om te kunnen aflezen wat er bij de boorkop gebeurt. Hierdoor kunnen de efficiëntie en de nauwkeurigheid van het boren vergroot worden. [8]

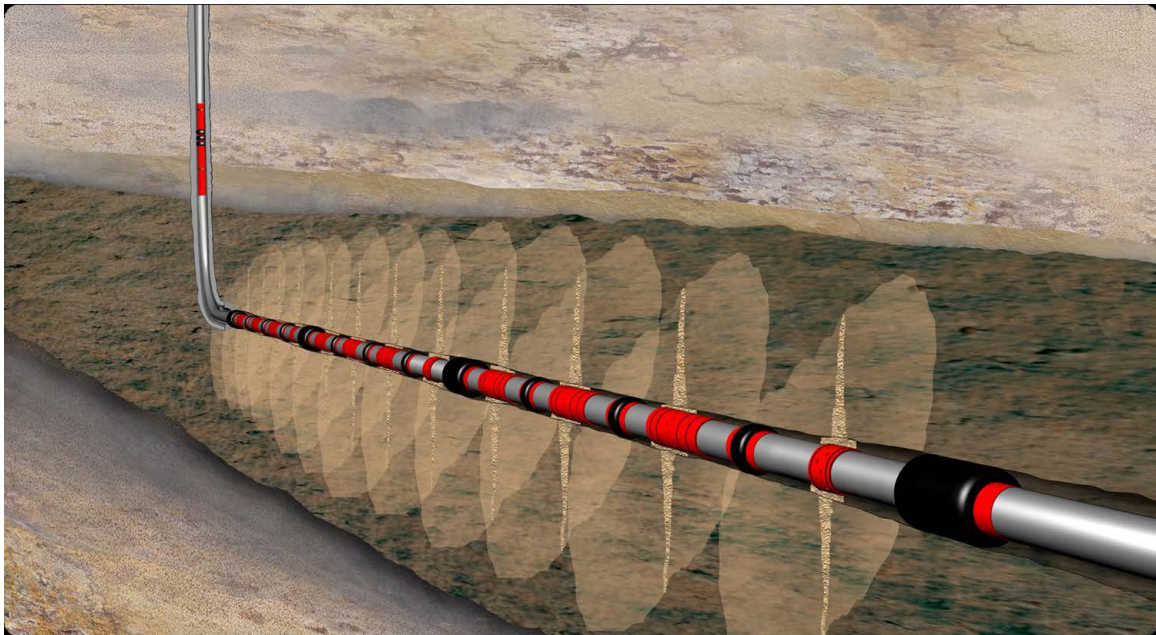
Stimulatie en fracking-methoden

Om de rotsformatie te breken (fracken) kunnen verschillende 'vloeistoffen' gebruikt worden om onder hoge druk in de rotsformatie gepompt te worden, zoals water, vloeibare CO₂ of vloeibaar propaan gas. Water is de meest voorkomende methode.

Bij Hydraulisch breken wordt een mix gebruikt van zand met 99% water en 1% chemische toevoegingen om rotsformaties te fracken. De mix stroomt in de scheuren waar het zand achterblijft. Het zand zorgt ervoor dat het gas of de ruwe olie makkelijker uit de scheuren kan stromen. Het gas of de ruwe olie stroomt, net als het water, terug naar de oppervlakte. [5]

Bij CO₂-zandbreken wordt een mix van zand en vloeibare CO₂ gebruikt om rotsformaties te fracken. De mix stroomt in de scheuren waarna de CO₂ verdampt en het resterende zand ervoor zorgt dat het gas of de ruwe olie makkelijker uit de scheuren kan stromen. Er blijft geen vervuild restwater over bij het CO₂-zandproces, omdat er geen water gebruikt wordt. [5] Vloeibaar propaan gas (LPG)-fracturing werkt op dezelfde manier. [6]

Bij de RapidFrac-techniek van Halliburton wordt een systeem van verschillende soorten pijpleidingen in het boorgat gebracht. De hele pijp kan worden verdeeld in maximaal 15 zones met per zone maximaal zes schuiven in de pijpleiding (zie figuur 3).



Figuur 3. Schematische weergave van het RapidFrac systeem (Bron: Halliburton, <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=2409&pageid=5313&prodid=PRN%3a%3aLK0BS D15>).

Het systeem werkt met druk. Zodra de gewenste druk bereikt is, wordt een composietbal van een bepaalde grootte in de pijpleiding gelaten. De bal zet in een bepaalde zone van de pijpleiding alle schuiven open. Als de bal aan het einde van een zone komt, dan sluit hij de zone af. Via de zo geopende schuiven in de pijpleiding kan met behulp van het verhogen van de druk de fracking-vloeistof via uitschuifbare telescoopachtige structuren in de wand van de pijpleiding de rotsformatie in geperst worden. Deze structuren bevatten een biologisch afbreekbare polymeer die het debris buiten houdt en het oppervlak waar druk op staat vergroot en zo de impact van 'de inslag' verhoogt. Door de inslag gaat de polymeer kapot en zijn de poorten in de pijpleiding open. [10][11]

IN-Tallic Disintegrating Frac Balls van Baker Hughes zijn geen standaard composietballen. Ze bestaan uit Controlled Electrolytic Metallic (CEM) nanogestructureerd materiaal. Deze bal valt binnen enkele dagen uit elkaar als het materiaal blootgesteld wordt aan zoute vloeistof (zie figuur 4). Dit gebeurt met behulp van elektrochemische reacties tussen de nanocoating van de korrels in de bal met de zoute vloeistof. De snelheid van de reactie hangt af van de temperatuur en de zoutconcentratie. De elektrochemische reactie treedt ook op met zuur. De meeste fracking- en boorputvloeistoffen zijn zout. Er is dus geen speciale vloeistof nodig voor het proces van desintegratie en het scheelt tijd dat de ballen pijpleidingen niet kunnen afsluiten als ze vast komen te zitten tijdens productie. [9][10]



Figuur 4. Verschillende stadia van desintegratie van een IN-Tallic frack-bal in zoute vloeistof. Links een nieuwe bal. De tweede bal heeft 24 uur in zoute vloeistof gelegen en de bal aan de rechterkant 20 dagen (Bron: Baker Hughes [9]).

Boorstrategieën

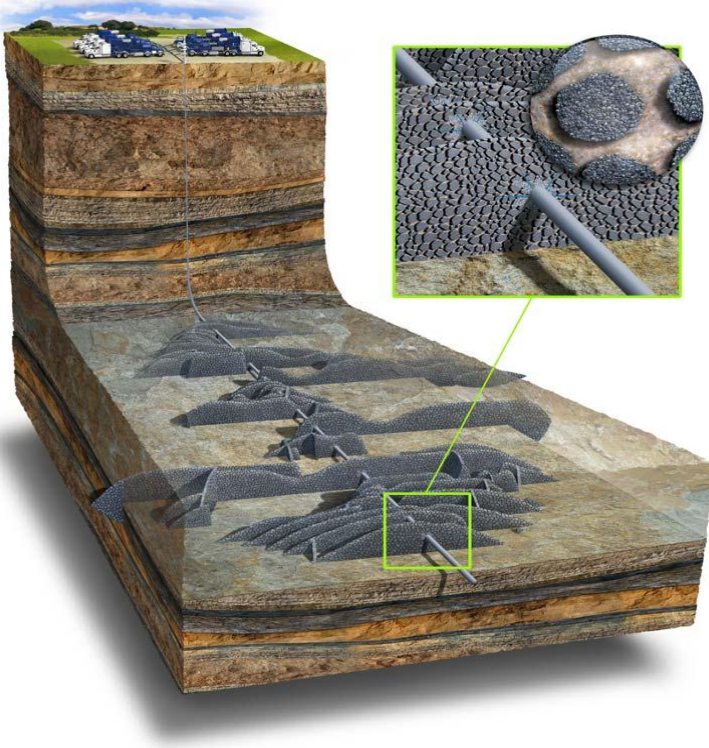
Tegenwoordig wordt er bij schaliegas of oliewinning een enkele verticale boorput geboord van waaruit meerdere horizontale bronnen worden geboord. Deze bronnen worden al dan niet simultaan gestimuleerd met behulp van fracking.

De Coiled tubing-technologie vervangt de traditionele starre boorpijp met vingerlasverbindingen door een lange flexibele opgerolde reeks boorpijpen. Dit verlaagt de kosten van het boren en het gaat sneller. Gecombineerd met Slimhole drilling is het een economische manier van boren met minder impact op het milieu dan de normale methode.

Bij Slimhole drilling wordt er in 90% van de bron géén gat geboord van 31,12 cm (12,25 inch), maar van 15,24 cm (6 inch). Hierdoor gaat het boren sneller, is er een kleinere crew nodig en minder milieu-impact tijdens het boren. Dit resulteert in lagere kosten. [5]

Vulmiddel

Om ervoor te zorgen dat het gas of de ruwe olie makkelijker uit de rotsformatie kan stromen, wordt er een vulmiddel gebruikt tijdens het fracken. Het goedkoopste vulmiddel is zand, maar er bestaan ook keramische en nanostructuur vulmiddelen. Sinds twee jaar is er een vezel (HiWAY) in gebruik die toegevoegd wordt aan het vulmiddel. Deze vezel zorgt voor klompjesvorming in het vulmiddel, waardoor een poriënetwerk ontstaat (zie figuur 5). Volgens de fabrikant Schlumberger levert het een lager gebruik van water en vulmiddel op, terwijl de stroomsnelheid verbetert door het ontstaan van de poriën. [10]



Figuur 5. Schematisch overzicht van HiWAY flow-channel fracturing. In de inzet zijn de gecreëerde poriën goed te zien (Bron: Schlumberger, <http://www.slb.com/hiway.aspx#>).

Nawoord

Ondanks dat het Lawrence Livermore National Laboratory een deel van zijn onderzoek doet met behulp van federale overheidsfinanciering (Department of Energy), zijn de meeste van bovenstaande innovaties ontwikkeld door het bedrijfsleven. Dit zal de komende periode ook niet veranderen, aangezien de federale overheid de regulering van deze sector nog niet eens heeft opgezet. Er wordt gewacht op de resultaten van een lopend onderzoek van de Environmental Protection Agency.

Bronnen:

[1] Hydraulic Fracturing: The State of the Art (26 augustus 2011) in Energy Tribune
<http://www.energytribune.com/articles.cfm/8378/Hydraulic-Fracturing-The-State-of-the-Art>

[2] Annual Energy Overview (AEO) 2012 Early Release Overview (23 januari 2012)
<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/>

[3] Shale Gas Fracking Without the Hazards (8 november 2011)
<http://www.dailyonder.com/getting-gas-without-hazards/2011/11/07/3590>

[4] The future (and promise) of fracking technology (26 januari 2012) Sheets op te vragen bij TWA Washington.



- [5] Natural gas and technology. <http://www.naturalgas.org/environment/technology.asp>
- [6] Waterless Fracking Technology is Said to Reduce Water Pollution (7 november 2011)
http://e360.yale.edu/digest/waterless_fracking_technology_is_said_to_reduce_water_pollution/3200/
- [7] Fully Coupled Geomechanics and Discrete Flow Network Modeling of Hydraulic Fracturing for Geothermal Applications (2 februari 2011)
pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2011/fu.pdf
- [8] How does Measurement-While-Drilling (MDW) work?
http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=296&c_id=1
- [9] IN-Tallic Disintegrating Frac Balls: Divert treatment and prevent wellbore blockage for unimpeded production. (november 2011) <http://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources/brochures/in-tallic-disintegrating-frac-balls-overview>
- [10] New Fracking Technology to Bring Huge Supplies of Oil and Gas to the Market (16 januari 2012)
<http://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/New-Fracking-Technology-To-Bring-Huge-Supplies-Of-Oil-And-Gas-To-The-Market.html>
- [11] FracPoint MP Sleeve with DirectConnect Ports: Improve frac efficiency with multiple fracture initiation points per stage and minimized near wellbore tortuosity (januari 2012)
<http://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources/brochures/fracpoint-mp-sleeve-with-directconnect-overview>