

## Stimulation mit Flüssig-Stickstoff – erste Ergebnisse von Laborversuchen und Computersimulationen

M. Amro\*, S. Reichmann\*, F. Häfner\*\*, K.-U. Belohlavek\*\*\*, T. Hinz\*\*\*

\*Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau an der TU Bergakademie Freiberg, \*\*GeoRes Consult Meusel & Partner, Freiberg, \*\*\*ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover

### Abstract

Die Permeabilität von gasführendem Trägergestein als maßgebliche Größe für die Produktivität von Erdgassonden kann durch hydraulisch **und thermisch** induzierte Gefügeveränderungen erhöht werden. Angeregt durch positive Stimulationseffekte bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung und Laborversuchen mit Flüssigstickstoff an der Colorado School of Mines

wurde ein Labor-Versuchsprogramm begonnen, bei dem sowohl in Modellgestein (Sandstein) als auch in Shale- und Kalkkernen Flüssigstickstoff bei ca. -190 °C unter Druck in eine Bohrung injiziert und die Permeabilitätsverbesserungen gemessen wurden. Zur Interpretation der Versuchsergebnisse wurde die 3D-Simulations-Software *ModGeo3D\_N2* entwickelt, mit der sowohl die Zweiphasenströmung Gas-Flüssigkeit als auch die N<sub>2</sub>-Thermodynamik mit dem Verdampfungsprozess nachgebildet werden kann.

Der N<sub>2</sub>-Stimulationsversuch an einer Sandsteinprobe zeigte im Mittel eine 10-fache Permeabilitätserhöhung. Dabei wurde das Probenzentrum bis auf ca. -190°C abgekühlt, die Randbereiche verblieben jedoch im Bereich oberhalb -80°C. Die Interpretation der räumlichen Permeabilitätsverteilung führt auf eine mehr als 2000-fache Erhöhung im bohrlochnahen Bereich.

Der N<sub>2</sub>-Stimulationsversuch an einer Tonschieferprobe, die über eine sehr geringe initiale Permeabilität verfügte, führte zu einer mittleren Permeabilitätserhöhung um das 4-fache und um das 9-fache in der bohrlochnahen Zone. Dabei muss berücksichtigt werden, dass bei diesem Versuch der Kälteeintrag nur etwa 10% im Vergleich zur Sandsteinprobe betrug.

Die beiden Muschelkalkproben verhielten sich unterschiedlich. Die Probe mit hohem Tonanteil wies eine Erhöhung der Permeabilität (als Injektivitätserhöhung gemessen) um den Faktor 5 auf. Am Versuchsende kam es zum thermisch induzierten Bruch. Die muschelreiche Probe blieb trotz zweimaliger N<sub>2</sub>-Stimulation unverändert.

Die Versuche wurden numerisch nachgebildet, wobei die Permeabilitätsverteilung mit den gemessenen Druck- und Massenstromwerten sowie mit den gemessenen Randtemperaturen identifiziert wurde.

Als Zwischenergebnis ist zu schlussfolgern:

- Eine thermische Stimulation ist möglich und führt zu signifikanten Permeabilitätserhöhungen bis hin zur offenen Rissbildung. Die Permeabilitätserhöhung hängt entscheidend von der Größe des Kälteeintrages (Temperaturabsenkung), nicht so sehr vom Temperaturgradienten ab. Weitere Versuche sollten mit hohem Kälteeintrag arbeiten.
- Die Computersimulation einer Bohrloch-Behandlung mit Flüssigstickstoff in einem Sandsteinträger ergab, dass die thermische Stimulation, gekoppelt mit einer hydraulischen Stimulation (beides mit