

## DGMK-Projekt 680/2

### TITEL

Numerische Untersuchungen zur Frac-Ausbreitung in Tight Gas Reservoirs mit dem FDM-Programm FLAC3D – Phase 2: Untersuchung und Optimierung von Multi-Fracs

### ANLASS UND ZIEL

Zur Dimensionierung von hydraulisch erzeugten Fracs müssen die Frac-Geometrie sowie die zeitabhängige Frac-Ausbreitung realistisch vorausberechnet werden. In der Praxis führen sowohl die hierfür eingesetzten analytischen als auch die numerischen Simulatoren zu verschiedenen Ergebnissen. Im Rahmen des Projektes ist zu prüfen, inwieweit mit Hilfe des für felsmechanische Fragestellungen entwickelten FDM-Programms FLAC3D (East Lagrangian Analysis of Continua) eine realitätsnahe Simulation des Frac-Verlaufs möglich ist.

Ziel der ersten Projektphase war die Durchführung einer Machbarkeitsstudie zur Prüfung der prinzipiellen Eignung des FLAC3D Programms zur Simulation des Frac-Verlaufs bei der hydraulischen Stimulation von Tight Gas Lagerstätten. In der zweiten Projektphase werden weitergehende Untersuchungen zu den Möglichkeiten von FLAC3D zur Simulation mehrfach gefracter Horizontalbohrungen durchgeführt.

### KURZBESCHREIBUNG

Die Machbarkeitsstudie wurde am Beispiel einer massiv gefracen Vertikalbohrung in einer geschichteten Rotliegend-Lagerstätte im norddeutschen Raum durchgeführt. Die Ergebnisse der numerischen Simulationsrechnungen mit FLAC3D wurden mit denen des analytischen Simulators FracPro verglichen. Daneben wurde in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, wie sich einzelne Parameter (Viskosität des Frac-Fluids, Injektionsrate, Zugfestigkeit des Gesteins) auf die Geometrie und Ausbreitung des Fracs auswirken.

Nachdem die Machbarkeitsstudie gezeigt hatte, dass mit einem modifizierten FLAC3D Simulator im Vergleich zu FracPro insgesamt realitätsnähere Simulationen möglich sind, werden in der zweiten Projektphase die Möglichkeiten von FLAC3D zur Simulation einer mehrfach gefracen Horizontalbohrung geprüft. Neben der Darstellung von Frac-Verlauf und Frac-Geometrie ist dabei auch zu untersuchen, ob die Ausrichtung der einzelnen Fracs durch zuvor durchgeführte benachbarte Fracs beeinflusst wird (z.B. infolge einer Änderung des Gebirgsspannungsfeldes).

### LAUFZEIT

01.05.09 - 30.09.10 (Phase 2)

### BEARBEITER

Institut für Erdöl- und Erdgastechnik, TU Clausthal,  
Prof. Dr.-Ing. habil. M. Z. Hou, M.Sc. L. Zhou

### PROJEKTBEGLEITUNG

EMPG, Hannover

Dipl.-Ing. D. Sieber

GDF SUEZ, Lingen

Dipl.-Ing. M. Köhler (Projektsprecher)

RWE Dea AG, Hamburg

Dr. A. Bencic

Wintershall Holding GmbH, Barnstorf

Dipl.-Ing. J. Sommer

### PROJEKTKOORDINATION

Dr. I. Winter

### BEARBEITUNGSSTAND

Die zweite Projektphase steht vor dem Abschluss. In den Arbeiten konnte gezeigt werden, dass die einzelnen transversalen Multi-Fracs in einer horizontalen Bohrung bei den üblicherweise eingehaltenen Frac-Abständen praktisch nicht voneinander beeinflusst werden. Um bei longitudinalen Frac-Behandlungen eine solche Beeinflussung zu vermeiden, sollte der Bohrpfad nicht genau in Richtung der maximalen Hauptspannungsrichtung gelegt werden.