

Wiederherstellung der Zuflußbedingungen nach Aufwältigungs- und Komplettierungsarbeiten in Gasbohrungen

H.-J. Dietzel, W. Kleinitz, W. Littmann
Deilmann Erdöl Erdgas GmbH
Hannover

Zusammenfassung

Nach Komplettierungsarbeiten und Aufwältigungen an Gasbohrungen kommt es durch das Eindringen von Wasser in den bohrungsnahen Bereich der Lagerstätte zu einem sogenannten Wasserblock, d.h. eine Verringerung der Fließkapazität nach dem Wiederanfördern der Bohrung. Dies wird durch den Aufbau einer hohen Wassersättigung und der damit verbundenen Reduktion der effektiven Permeabilität für Gas verursacht, die nur langsam abgebaut wird.

Durch das Einbringen von grenzflächenaktiven Substanzen vor der Aufwältigung oder eine nachträgliche Behandlung mit diesen Chemikalien kann eine Trägerschädigung durch Wasser minimiert werden.

Durch entsprechende Laboruntersuchungen wurden für derartige Behandlungen geeignete Substanzen gefunden.

Als Beispiel für eine Anwendung ist eine Behandlung mit Ethylenglycolmonobuthylether (EGMBE) wiedergegeben.

1 Einleitung

Bei Arbeiten an Öl- oder Gasbohrungen ist es erforderlich diese vorher "totzupumpen", d.h. daß in die Bohrung eine Flüssigkeit gepumpt wird, deren Dichte so hoch ist, daß der hydrostatische Druck der Flüssigkeitssäule höher ist als der Lagerstättendruck. Damit wird verhindert, daß eine Bohrung während einer Aufwältigung eruptiv wird.

Die Zusammensetzung der Aufwältigungsflüssigkeit muß nicht nur in Hinblick auf die Dichte für jede Bohrung entsprechend abgestimmt werden, sondern auch auf die Beschaffenheit des Trägers. Es kann erforderlich sein Substanzen mit einzubringen, die geeignet sind, große Flüssigkeitsverluste in den Träger zu vermeiden.

Durch die Aufwältigungsflüssigkeit kann es zu einer nachhaltigen Trägerschädigung kommen. Eine Schädigung des Trägers, d.h. eine Verringerung der Permeabilität, kann in diesem Zusammenhang folgende Ursachen haben:

- Ablagerung von Feststoffen
- Chemische Ausfällungen (Scale)
- Physikalische Reaktionen (Tonquellung, Tonmobilisation)
- Wasserblock

In dieser Ausarbeitung soll die Schädigung des bohrlochsnahen Bereiches von Gasbohrungen durch Wasserblock behandelt werden.

2 Blockierung des Gasflusses durch hohe Wassersättigungen

Bei der Aufwältigung von Gasbohrungen ist es unvermeidlich, daß ein Teil der Aufwältigungsflüssigkeit in die Lagerstätte fließt und in dem Bereich um die Bohrung eine Wassersättigung aufgebaut wird.

Aus dem Konzept der relativen Permeabilitäten ist abzuleiten, daß in diesem Falle die Fließrate des Gases nach Wiederinbetriebnahme der Bohrung deutlich kleiner sein muß.

$$Q = k \cdot k_{rg}(1 - S_w) \frac{2 \pi h}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln(r_e / r_w)}$$

Je nach Ausbildung des Trägers und Höhe der Wassersättigung kann nach Anfördern der Bohrung die Reduktion der Fließkapazität unterschiedlich groß sein. Es kann selbst dazu kommen, daß eine Förderung überhaupt nicht mehr möglich ist, da der Lagerstätten- druck nicht ausreicht, eine genügend große Gasförderrate aufzubauen, um überhaupt einen Austrag der Flüssigkeit zu bewirken.

3 Laborversuche

In Laborexperimenten wurde zunächst die Reduktion der Gasfließrate als Funktion der Wassersättigung untersucht. Anschließend der Einfluß verschiedener die Oberflächen- spannung des Wassers erniedrigender Substanzen gemessen.

3.1 Versuchsaufbau

Methangas wurde mit einer Temperatur von ca. 21 °C zur Befeuchtung durch eine Batterie von Gaswaschflaschen geleitet. Der konstante Gasstrom (bis ca. 15 ml/s, 200 und 400 hPa) wurde dann über eine Sandpackung geleitet. Die Sandschüttung bestand aus aufbereitetem scharf gebrochenem Quarzsand der Fraktion 20 bis 40 µm. Die Permeabilität dieser Sandpackung betrug ca. 550 mD. Am Ausgang der Sandpackung befand sich eine Meßkapillare zur Bestimmung der Wasserrate. Die Gasrate wurde mit einem geeichten Rotameter während der gesamten Versuchsdauer kontrolliert, wobei zusätzlich die Gasmenge über eine Gasuhr erfaßt wurde. In Abb. 1 ist der experimentelle Aufbau dargestellt.

In den Versuchsreihen wurden als wäßrige Phase folgende Lösungen verwendet:

destilliertes Wasser

destilliertes Wasser + 2 % Kaliumchlorid

destilliertes Wasser + 2 % Kaliumchlorid + Isopropanol (>99.7 Vol.%)

destilliertes Wasser + 2 % Kaliumchlorid + Ethylenglycolmonobuthylether (>99 Vol.%)

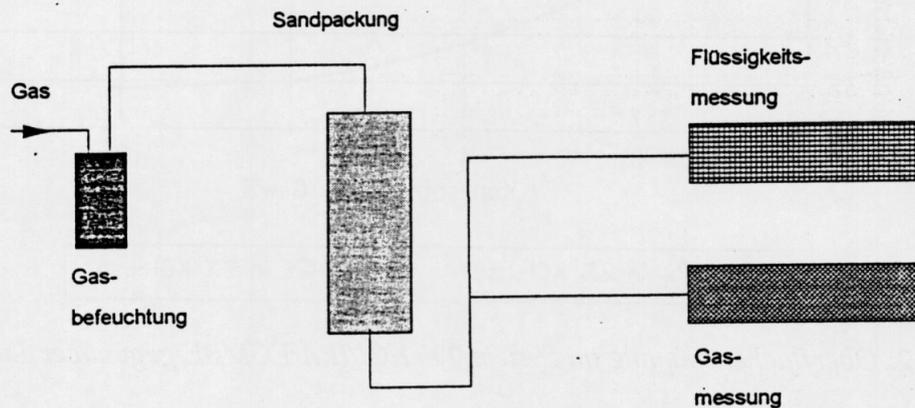


Abb. 1: Schematischer Aufbau der Wasserverdrängungsversuche durch Methangas

3.2 Durchführung und Ergebnisse

3.2.1 Oberflächenspannung

Die Oberflächenspannung im System 2 %-ige KCl-Lösung mit verschiedenen Konzentrationen an EGMBE und IPA wurde gegenüber Luft nach dem Wilhelmy-Verfahren bei 25 °C bestimmt. In Abb. 2 ist die Oberflächenspannung als Funktion der IPA- bzw. EGMBE-Konzentration wiedergegeben.

Isopropanol hat danach einen deutlich geringeren Effekt auf die Oberflächenspannungsabsenkung als EGMBE. Dieses Verhalten ist sicher auf die höhere Hydrophobie des EGMBE gegenüber dem Isopropanol zurückzuführen.

Der Einfluß der Temperatur auf die Oberflächenspannung im vorliegenden System wurde ebenfalls überprüft. Eine Temperaturerhöhung auf 100 °C führt zu einer Absenkung der Oberflächenspannung um ca. 20 %. Ähnlich wie die Temperatur führt auch ein erhöhter Druck zu einer weiteren Absenkung der Oberflächenspannung. Im System n-C16/Methan (28 °C) ergibt sich bei Atmosphärendruck ein Wert von 28.2 mN/m, während bei 100 bar ca. 15 mN/m gemessen wurden.

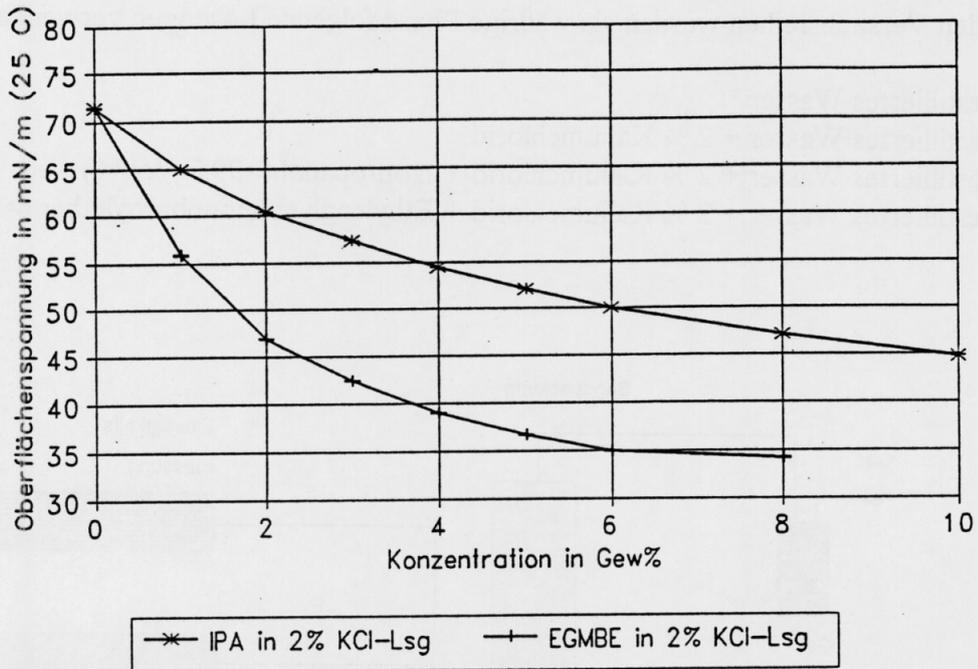


Abb. 2: Oberflächenspannung im System 2% KCl/IPA/EGMBE gegenüber Luft bei 25 °C

Um einen möglichen Einfluß von Kohlenwasserstoffen auf das Grenzflächenverhalten zu prüfen, wurden Messungen der 2 %-igen KCl-Lösung mit IPA und EGMBE gegenüber n-C16 durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abb. 3 wiedergegeben.

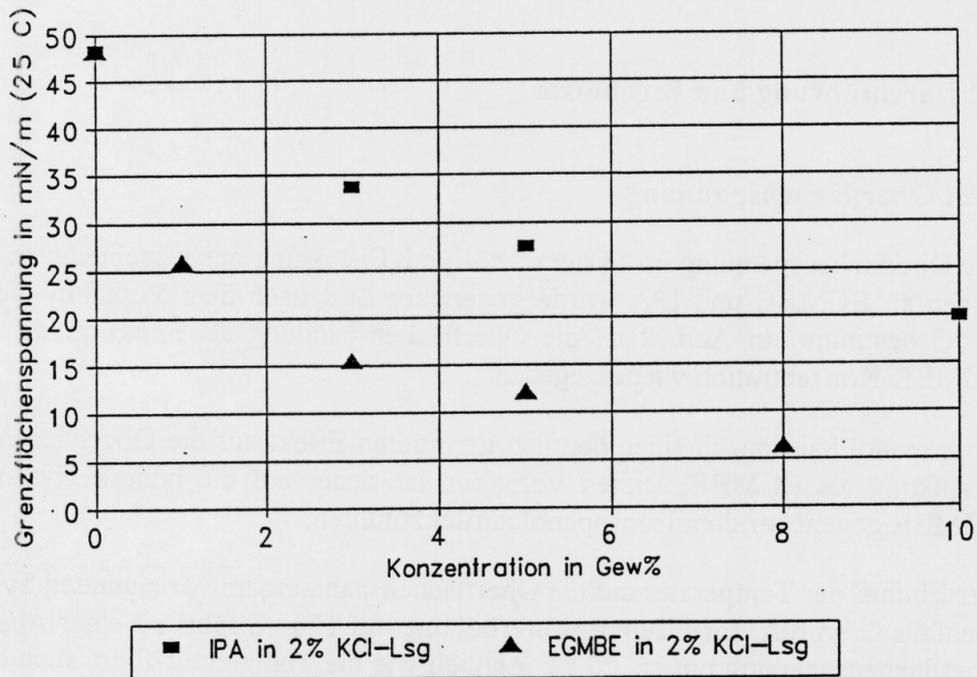


Abb. 3: Grenzflächenspannung im System n-C16/IPA, EGMBE in 2 %-iger KCl-Lösung.

Die Grenzflächenspannung (IFT) reduziert sich für Isopropanol von 45 mN/m auf 20 mN/m bei einer Konzentration von 10 % in der KCl-Lösung. Für EGMBE-Lösungen

läßt sich gleiches Verhalten feststellen, wobei jedoch die Reduktion der Grenzflächen-
spannung noch deutlicher ausfällt. Die 8 %-ige EGMBE-Lösung (in 2% KCl) bewirkt
hier eine Reduktion von 45 mN/m auf 7 mN/m. Die Wirksamkeit des EGMBE wird noch
deutlicher, wenn man die notwendige Konzentration der Additive für eine Grenzflächen-
spannung von 20 mN/m betrachtet. Während man hierfür eine ca. 10 %-ige Isopropanol-
lösung benötigt, beträgt die Konzentration für EGMBE nur 2.5 %.

3.2.2 Verdrängungsversuche

In Abb. 4 ist die Fließrate von Methan in einer Sandpackung als Funktion der Wassersät-
tigung dargestellt. Die Werte liegen nicht genau auf einer Kurve, da sie zwei verschiede-
nen Experimenten entnommen worden sind, die Abbildung zeigt jedoch eine deutliche
Abhängigkeit der Fließrate von der Wassersättigung, wie es gemäß dem Konzept der re-
lativen Permeabilitäten auch zu erwarten ist.

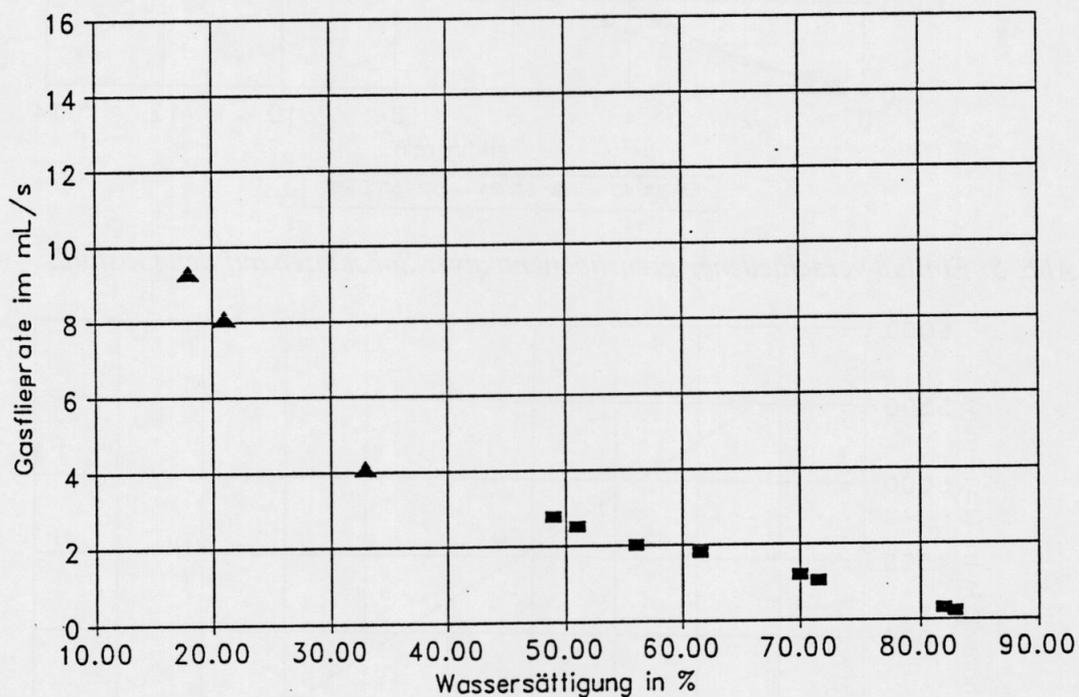


Abb. 4: Abhängigkeit der Gasfließrate von der Wassersättigung

Die Aufgabe für die Praxis besteht nun darin, den Flüssigkeitsaustrag aus dem bohrungs-
nahen Bereich nach einer Aufwältigung zu beschleunigen, wenn nicht sogar erst zu er-
möglichen. Aus diesem Grunde wurde der Einfluß verschiedener, die Oberflächenspan-
nung des Wassers erniedrigender Substanzen untersucht. Es ist bekannt, daß beim Flie-
ßen von 2 Phasen in einem porösen Medium die Restsättigung der verdrängten Phase, in
diesem Falle Wasser, umgekehrt proportional dem Viskositätsverhältnis und der Fließ-
rate, sowie der Grenzflächenspannung direkt proportional ist.

Da in dem hier behandelten Falle das Viskositätsverhältnis nicht und die Fließrate kaum
zu beeinflussen sind, ergibt sich die Notwendigkeit, eine Erniedrigung der Grenzflächen-
spannung zwischen Gas und Wasser anzustreben. Hierfür eignen sich insbesondere Iso-

propanol und EGMBE. Diese Chemikalien zeichnen sich dadurch aus, daß sie einfach aufgebaut sind und preiswert jederzeit erhältlich sind.

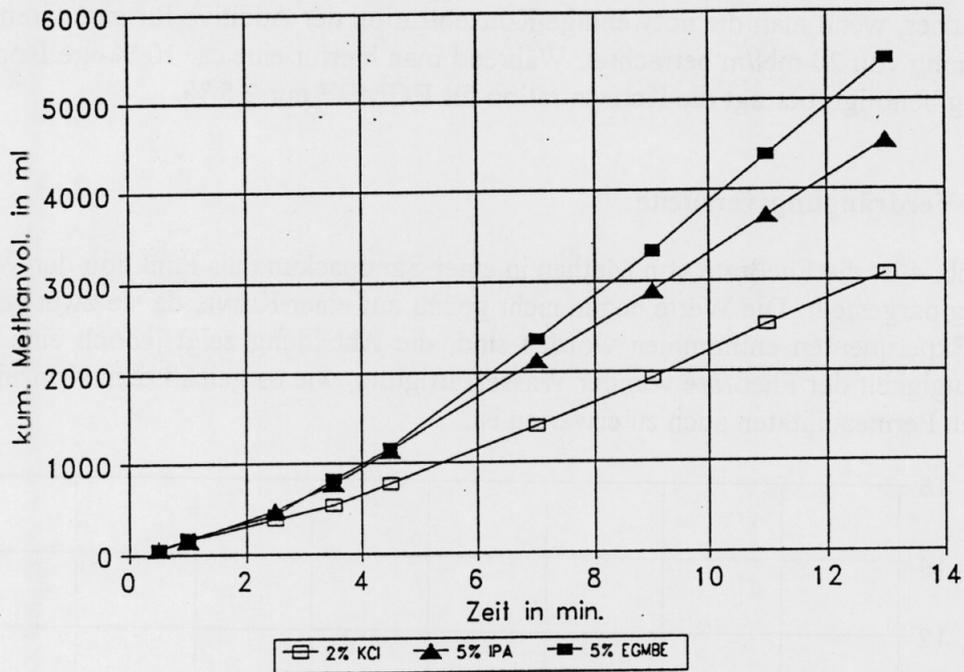


Abb. 5: Einfluß verschiedener grenzflächenaktiver Substanzen auf den Gasfluß.

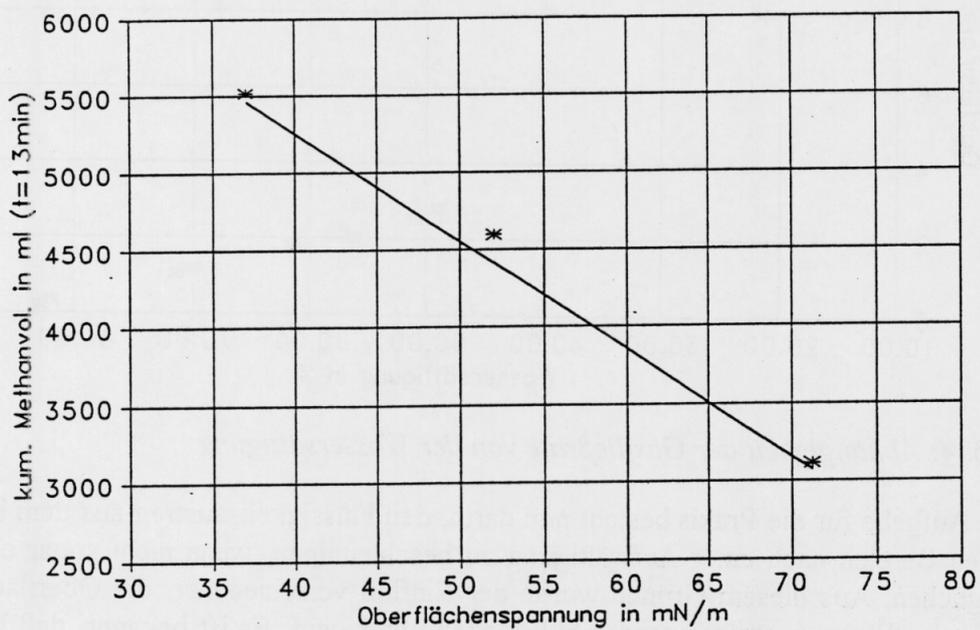


Abb. 6: Kumulativ durchgesetzte Gasmenge als Funktion der Oberflächenspannung des Wassers.

In Abb. 5 ist das kumulativ durchgesetzte Methanvolumen als Funktion der Zeit aufgetragen, wobei dem Wasser die o.a. Substanzen zugegeben wurden. Es wird deutlich, daß gegenüber der reinen KCl-Lösung eine Verbesserung des Gasflusses erreicht wird.

In Abb. 6 ist die nach einer vorgegebenen Zeit (13 Minuten) im Laborversuch kumulativ durchgesetzte Gasmenge gegen die Oberflächenspannung des Wassers unter Zugabe der unterschiedlichen Substanzen aufgetragen. Es ergibt sich ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Oberflächenspannung und der bei konstantem Differenzdruck durchgeströmten Gasmenge.

Durch eine Reduktion der Grenzflächenspannung kann also der Wasseraustrag aus einem porösen Medium beschleunigt werden.

4 Feldesbeispiel

Für die Praxis ergibt sich damit, daß Bohrungen, die durch einen Wasserblock nach einer Aufwältigung geschädigt sind, durch eine Behandlung mit einer grenzflächenaktiven Substanz stimuliert werden können. In Abb. 7 ist ein Beispiel hierfür wiedergegeben.

Die Bohrung konnte unmittelbar nach der Komplettierung nicht gefördert werden. Nach einer ersten Behandlung mit EGMBE konnte mit Raten von maximal $2000 \text{ m}^3(\text{VN})/\text{h}$ gefördert werden. Nach einer zweiten Behandlung mit $1000 \text{ l EGMBE pro m Lagerstättenmächtigkeit}$ verdoppelte sich die Fließrate. Die Bohrung war dann aus betrieblichen Gründen über längere Zeit geschlossen und konnte ca. 2 Jahre nach der Behandlung mit einer Kapazität von $12\,000 \text{ m}^3(\text{VN})/\text{h}$ bei gleichem Lagerstättendruck gefördert werden. Bei dem Träger handelte es sich um einen Sandstein, die Permeabilität betrug 160 mD , die Porosität 19% .

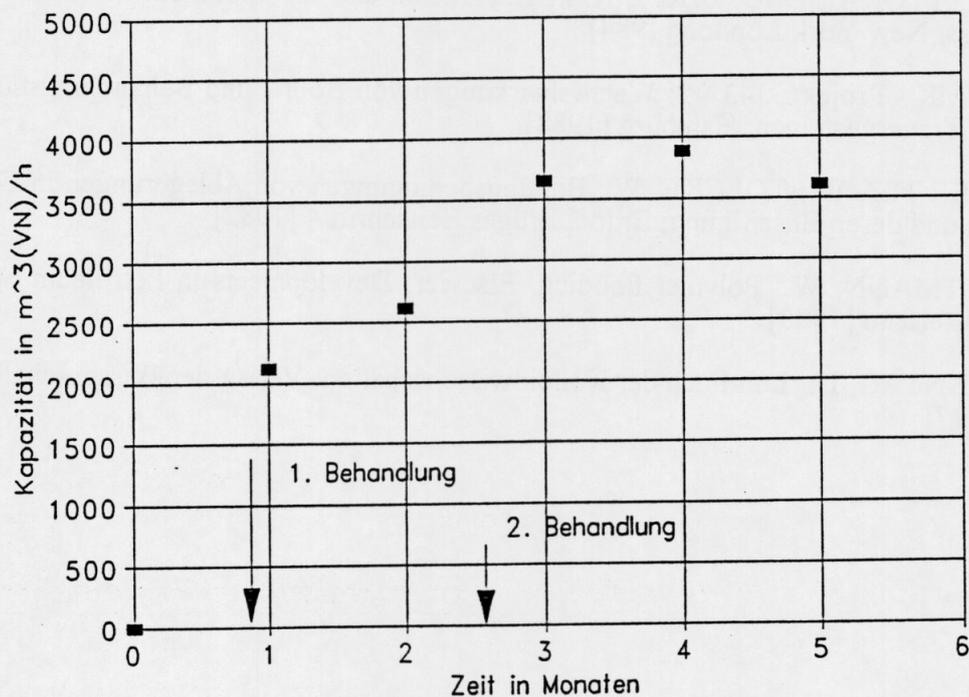


Abb. 7: Beispiel einer Behandlung einer Gasbohrung mit EGMBE

5 Schlußfolgerungen

Die im Feldeinsatz bestätigten Ergebnisse von Laborversuchen haben gezeigt, daß durch Reduktion der Grenzflächenspannung zwischen Wasser und Gas die Bildung eines Wasserblocks verhindert werden kann.

Zur Verminderung der Grenzflächenspannung hat sich die Zugabe von ca. 2-4% EGMBE zur Behandlungsflüssigkeit als optimal erwiesen.

Es empfiehlt sich, zu Beginn einer Aufwältigung vor der Totpumpflüssigkeit einen EGMBE-Stopfen in den Trägerbereich zu stellen, der sich dann mit der in die Lagerstätte eindringenden Totpumpflüssigkeit vermischt und die erforderliche Absenkung der Grenzflächenspannung bewirkt.

Der konsequente Einsatz von EGMBE in unseren Betrieben hat bei einer Vielzahl von Bohrlochsbehandlungen in unterschiedlichsten Trägern sowohl die Bildung von Wasserblocks vollständig verhindert als auch die Rückförderung von injizierten und verlorenen Flüssigkeitsmengen in den allermeisten Fällen deutlich beschleunigt.

Literatur

BIRDI, K.S.; Lipid and Biopolymer Monolayers at Liquid Interfaces; Plenum Press, New York, London [1989]

CHATTORAJ, D.K.; BIRDI, K.S.; Adsorption and the Gibbs Surface Excess; Plenum Press, New York London [1984]

DGMK - Projekt: 343 - 2: Wechselwirkungen von Bohr - und Behandlungsflüssigkeiten mit Trägergesteinen; Hamburg [1988]

KLEINITZ, W.; TÖLCKE, W.; Bildungsbedingungen von Ablagerungen in Gasbohrungen und deren Beseitigung; Erdoel Erdgas Zeitschrift 4 [1982]

LITTMANN, W.: Polymer flooding, Elsevier, Developments in Petroleum Science 24, Amsterdam [1988]

SONNTAG, H.: Lehrbuch der Kolloidwissenschaften; Verlag der Wissenschaften, Berlin [1977]