## МОДЕЛИРОВАНИЕ НАБУХАНИЯ И УСАДКИ РРС

MODELING OF PPG SWELLING AND SHRINKAGE

С. К. Сохошко, Г. Х. Али

S. K. Sokhoshko, G. H. Ali

Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень

Ключевые слова: нефтяные месторождения; техногенные трещины; градиент давления; гранулированный гель PPG
Key words: oil fields; anthropogenic fractures; pressure gradient; pelletized gel

Будут исследованы PPG известных марок LiquiBlockTM 40К и Дацин гель (DQ). Эти PPG имеют кажущуюся объемную плотность 540 г/л, содержание влаги в них составляет 5 %, PH 5,5–6,0. Для этого исследования были выбраны PPG, имеющие размер частиц 425–600 мм.

Эксперименты для определения влияния солености на набухаемость PPG проводились с добавлением известных количеств сухого PPG в солевые растворы различных концентраций (рис. 1). Все солевые растворы имели значение PH, равное 7.

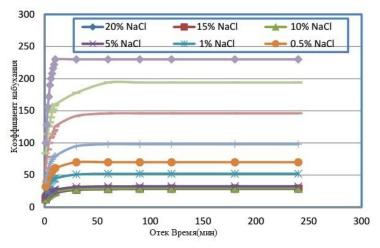


Рис. 1. Коэффициент набухания как функция времени и концентрации рассола

В процессе набухания PPG замерялся его объем вплоть до окончания процесса набухания. Набухание PPG в растворах различной солености оценивалось с ис-

пользованием уравнения Vf/Vi, где Vf — конечный объем PPG в мл и Vi — начальный объем PPG в мл. В результате могут быть получены кинетические кривые набухания геля.

Эксперименты по кинетике усадки проводились вначале на шести полностью набухших образцах PPG, погруженных в дистиллированную воду.

Добавлением необходимого количества NaCl к каждому из образцов добивались повышения их солености до значений 0.5; 1.0; 5.0; 10.0; 15.0 и 20.0 % соответственно (рис. 2).

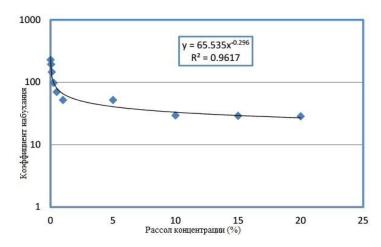


Рис. 2. Влияние концентрации рассола на конечное набухание РРС

После того как гели были установлены в нижней части трубы, объем PPG замеряли через различные промежутки времени до тех пор, пока PPG не переставал давать усадку.

Были рассчитаны соотношения усадки PPG для различных концентраций солевых растворов с использованием уравнения Vi/Vf, где Vi — начальный объем PPG в мл. По результатам были построены кинетические кривые.

## Выводы

- Эффективность набухания PPG зависит от концентрации рассола, скорости потока, а также размера гранул самого геля.
- Ущерб от PPG для низкопроницаемых, богатых нефтью зон может быть эффективно предотвращен путем регулирования прочности применяемого геля.
  - Коэффициент набухания уменьшается с увеличением концентрации рассола.

## Список литературы

- 1. Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., and McCool, C. S. 2009. Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacry lamide and Aluminum Citrate. SPEJ 14 (3): 450-461.SPE-100049-PA.doi: 10.2118/100049-PA.
- Du, Y. and Gong, J. P. in Surface Friction and Lubrication of Polymer Gels, ed. G. Biresaw and K. L. Mittal, CRC Press, Boca Raton, Florida, May 2008, ch. 11, pp.223-246.
- 3. Ganguly, S., Willhite, G. P., Green, D. W., and McCool, C.S. 2001. The Effect of Fluid Leak off on Gel Placement and Gel Stability in Fractures. Paper SPE 64987 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13-16 February 2001.
- 4. Larkin, R. and Creel P. Methodologies and Solutions to Remediate Inter-well Communication Problemson the SACROC CO2 EOR Project-A Case Study.paper SPE 113305 presented at 2008 SPE/DOEImproved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, 19-23 April 2008.
- 5. Ramazani-Harandi M. J.; Zohuriaan-Mehr M. J.; Ershad-Langroudi A.; Yousefi A. A.; K. Kabiri. Rheological Determination of the Swollen Gel Strength of the Superabsorbent Polymer Hydrogels. Polym. Test. 2006, 25, 470 474.

6. Seright, R. S. Washout of Cr (III)-Acetate-HPAM Gels from Fractures. Paper SPE 80200 presented at the 2003 SPE international Symposium on Oilfield Chemistry, Houston Feb 5-7.

24(1), 2005. (in Chinese)

met80@vahoo.com

Тюмень, тел. 8(3452)416889

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н.,

заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский

государственный нефтегазовый университет», г.

## 8. Zhang, H. and Bai, B. Preformed Particle Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow. Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 24–28, 2010;

SPE Paper 109908.

Сведения об авторах Information about the authors **Гассан Хуссейн Али,** аспирант кафедры Zejn Al'-Abidin M.D., postgraduate student of

«Моделирование и управление процессами нефтеthe Department «Modelling and management of

газодобычи», Тюменский государственный нефprocesses of oil and gasrecovery», Tyumen state oil

тегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: meheand gas University, Tyumen, e-mail: mehe-

met80@yahoo.com

phone: 8(3452)416889

Sohoshko S. K., head of Department «Modelling and management of processes of oil and gas recov-

ery», Tyumen state oil and gas University, Tyumen,

HighWater Cut Oilfield in Zhongyuan Oilfield. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, Vol.

7. Tang, C. J. Profile Modification and Profile Modification plus Oil Displacement Technique in the