

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЭКРАННОЙ МОДЕЛИ  
ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ВЯЗКОСТИ PPG  
В ОТКРЫТЫХ ТРЕЩИНАХ**

JUSTIFICATION OF USING A SCREEN MODEL TO PREDICT THE EFFECTIVE  
VISCOSITY OF PPG IN OPEN FRACTURES

**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*

Коэффициент сопротивления часто используется для оценки величины сопротивления потоку геля /гелланта при фильтрации через пористые среды.

Он определяется как

$$Fr = \left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{рассол}} / \left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{геле}}, \quad (1)$$

где  $\left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{рассол}}$  - подвижность рассола, Мд/сп;  $\left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{геле}}$  - подвижность геля, Мд/сп.

Проницаемость модели трещины остается неизменной до размещения гелланта и в процессе размещения, поэтому коэффициент сопротивления может быть вычислен как отношение эффективной вязкости геля к вязкости рассола. Поскольку вязкость рассола при комнатной температуре составляет около 1 сп, можно принять, что эффективная вязкость геля при комнатной температуре численно равна коэффициенту сопротивления.

Коэффициент сопротивления также может быть выражен как отношение перепада давления при закачке PPG к перепаду давления при закачке воды при одинаковом их расходе. Следующее уравнение используется для расчета перепада давления при закачке воды в трещину:

$$\frac{\Delta P_w}{L} = \frac{12\mu_w q}{hw^3}, \quad (2)$$

где  $\Delta P_w$  — перепад давления воды,  $\mu$  — вязкость воды,  $L$  — длина трещины,  $q$  — расход при закачке,  $h$  — высота трещины и  $w$  — ширина трещины.

Таким образом, эффективную вязкость набухшего PPG при его прокачке через открытую трещину можно получить с помощью коррелированных с экранной моделью уравнений для давления, поделенными на уравнение падения давления для воды.

Для 150-й сетки в испытании с экраном эффективная вязкость PPG

$$\mu_{PPG} = 3267,5 \cdot K_a^{-0,0845} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{12,306n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1,442n_a} \left(\frac{1}{w^{2n_a+1}}\right)^{0,257} \left(\frac{hw^3}{q}\right). \quad (3)$$

Для 80-й сетки в испытании с экраном эффективная вязкость PPG

$$\mu_{PPG} = 2679,5 \cdot K_a^{-0,0942} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{13,475n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1,526n_a} \left(\frac{1}{w^{2n_a+1}}\right)^{0,253} \left(\frac{hw^3}{q}\right). \quad (4)$$

Для 40-й сетки в испытании с экраном эффективная вязкость PPG

$$\mu_{PPG} = 2191,9 K_a^{-0,195} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{14,105n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1,464n_a} \left(\frac{1}{w^{2n+1}}\right)^{0,246} \left(\frac{hw^3}{q}\right). \quad (5)$$

Проверочные тесты проводились для обеспечения применимости этих моделей для необходимой глубины прогноза. Данные по раствору PPG, приготовленного в 1% -ном рассоле и закачанного с расходом 5 мл/мин, не были использованы для вычисления корреляции, но были использованы для проверки модели уравнения 3. Разработанная модель была использована для определения эффективной вязкости PPG в модели трещины с использованием данных экранной модели 150 меш. Соответствующая эффективная вязкость рассчитывалась для трех различных значений ширины трещины, а именно 0,5; 1,0 и 1,5 мм (0,02; 0,04; 0,06 дюймов). В таблице 1 приведены значения экспериментальной эффективной вязкости и значения, рассчитанные с помощью уравнения 3. Средняя относительная погрешность оказалась равна 3,37 %. Это указывает на то, что полученные уравнения регрессии могут быть использованы для определения эффективной вязкости PPG, протекающего через модель трещины, с небольшой относительной погрешностью. Такая же процедура повторяется для уравнений 4 и 5.

Таблица 1

**Результаты расчетов по разработанной модели (уравнение 3) для PPG при концентрации рассола 1 % и темпе закачки 5 мл / мин**

Перелом Ширина (10 <sup>-3</sup> м)	Эффективная вязкость (сп)		[(μ <sub>eff.exp</sub> - μ <sub>eff.cal</sub> )/μ <sub>eff.exp</sub> ]
	рассчитанная	измеренная	
0,5	2,711×10 <sup>7</sup>	2,512×10 <sup>7</sup>	-7,89
1,0	1,672×10 <sup>8</sup>	1,710×10 <sup>8</sup>	2,23
1,5	4,847×10 <sup>8</sup>	4,847×10 <sup>8</sup>	0

Таблицы 2 и 3 показывают, что две другие модели также могут быть использованы для определения вязкости PPG. Это означает, что группа контрольных измерений на экранной модели (например, с сетками 150, 80 или 40) может быть применена для оценки свойств частиц геля (вязкость, эффективное давление закачки) в трещине.

Таблица 2

**Результаты расчетов по разработанной модели (уравнение 4) для PPG при концентрации рассола 10 % и темпе закачки 15 мл / мин**

Перелом Ширина (10 <sup>-3</sup> м)	Эффективная вязкость (сп)		[(μ <sub>eff.exp</sub> - μ <sub>eff.cal</sub> )/μ <sub>eff.exp</sub> ]
	рассчитанная	измеренная	
0,5	6,274×10 <sup>6</sup>	5,711×10 <sup>6</sup>	-9,86
1,0	3,888×10 <sup>7</sup>	3,922×10 <sup>7</sup>	0,87
1,5	1,131×10 <sup>8</sup>	1,132×10 <sup>8</sup>	0,21

Таблица 3

**Результаты расчетов по разработанной модели (уравнение 5) для PPG при концентрации рассола 10 % и темпе закачки 25 мл / мин**

Перелом Ширина (10 <sup>-3</sup> м)	Эффективная вязкость (сп)		[(μ <sub>eff.exp</sub> - μ <sub>eff.cal</sub> )/μ <sub>eff.exp</sub> ]
	рассчитанная	измеренная	
0,5	4,147×10 <sup>6</sup>	3,985×10 <sup>6</sup>	-4,08
1,0	2,609×10 <sup>7</sup>	2,577×10 <sup>7</sup>	-1,26
1,5	7,652×10 <sup>7</sup>	7,165×10 <sup>7</sup>	-6,79

### *Выводы*

- Три модели были разработаны для определения эффективной вязкости закачки набухшего PPG в открытую трещину.
- Результаты, полученные на экранной модели с сеткой одного размера, могут быть использованы для прогнозирования эффективной вязкости набухшего PPG при закачке его в открытую трещину.

### *Список литературы*

1. Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., and McCool, C. S. 2009. Formation and Propagation of Gel. 2. Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate. *SPEJ* 14 (3): 450-461. SPE-100049-PA. doi: 10.2118/100049-PA.
3. 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.
4. Ganguly, S., Willhite, G.P., Green, D.W., and McCool, C.S. 2001. The Effect of Fluid Leakoff 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.
5. 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/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, 19-23 April 2008.
6. 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.
7. 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.
8. Tang, C. J. Profile Modification and Profile Modification plus Oil Displacement Technique in the High Water Cut Oilfield in Zhongyuan Oilfield. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, Vol. 24(1), 2005. (in Chinese).
9. 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*

*Али Гассан Хусейн, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень*

*Сохойко Сергей Константинович, д. т. н., заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, тел. 8(3452)416889*

### *Information about the authors*

*Ali G. H., postgraduate student of the Department «Modelling and management of processes of oil and gas recovery», Tyumen state oil and gas University, Tyumen, e-mail: mehemet80@yahoo.com*

*Sohoshko S. K., head of Department «Modelling and management of processes of oil and gas recovery», Tyumen state oil and gas University, Tyumen, phone: 8(3452)416889*