

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РАЗРЫВА ПЛАСТА В ТРЕЩИНОВАТЫХ НЕФТЯНЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ НА ОСНОВЕ КОГЕЗИОННОГО МЕТОДА**

Хисматуллин Роман Рифович
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Октябрьский, Российская Федерация

**MODELING OF HYDRAULIC FRACTURE PROPAGATION IN
NATURALLY FRACTURED OIL RESERVOIRS BASED ON THE
COHESIVE ZONE METHOD**

Khismatullin Roman Rifovich
Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky, Russian Federation

Аннотация. В статье представлены результаты численного моделирования распространения гидравлического разрыва пласта (ГРП) в естественно-трещиноватых нефтяных коллекторах. На основе когезионного метода (CZM) исследовано влияние угла подхода гидравлической трещины к естественной трещине и режимов закачки флюида на сложность образуемой сети трещин. Установлено, что наибольшая длина гидравлической трещины достигается при нулевом угле подхода, тогда как угол 90° приводит к минимальному распространению. Показано, что режим закачки с высокой скоростью на ранней стадии и низкой на поздней способствует увеличению сложности трещиноватости. Сделан вывод о снижении общей сложности сети гидравлических трещин в присутствии естественных трещин по сравнению с моделью чистой матрицы породы.

Ключевые слова. гидравлический разрыв пласта, нефтяной коллектор, естественные трещины, когезионный метод, численное моделирование, сложность трещиноватости, режимы закачки

Abstract This paper presents the results of numerical modeling of hydraulic fracture propagation in naturally fractured oil reservoirs using the cohesive zone method (CZM). The study investigates the influence of the approach angle between a hydraulic fracture and a natural fracture (0° , 30° , 45° , 60° , 90°) and various fluid injection regimes on the length and complexity of the resulting fracture network. It is found that the maximum fracture length is achieved at a zero approach angle, while the minimum occurs at 90° . The injection regime with a high initial pumping rate followed by a low rate is shown to promote the formation of the most branched fracture network. The overall fracture complexity is reduced

in the presence of natural fractures compared to a homogeneous reservoir model. The obtained results can be used to optimize hydraulic fracturing design in low-permeability fractured reservoirs.

Keywords hydraulic fracturing, oil reservoir, natural fractures, cohesive zone method, numerical modeling, fracture complexity, injection regimes

Низкопроницаемые нефтяные коллекторы составляют значительную часть трудноизвлекаемых запасов нефти. Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) является ключевым методом интенсификации притока в таких условиях [1]. Во многих нефтяных резервуарах широко распространены естественные трещины (сочленения, слоистость, микроразломы), которые активно взаимодействуют с растущей гидравлической трещиной. Это взаимодействие может как способствовать формированию сложной сети дренирования, так и ограничивать распространение основной трещины, снижая эффективность обработки [2, 3].

Понимание механизмов пересечения гидравлической трещины с естественной имеет решающее значение для прогнозирования конечной морфологии трещины и оптимизации дизайна ГРП. Экспериментально установлено, что основными режимами взаимодействия являются: прямое пересечение, отклонение трещины вдоль естественной трещины и остановка роста [4]. В численном моделировании когезионный метод (CZM) позволяет естественным образом описывать зарождение и распространение трещин без необходимости перестроения сетки, что делает его эффективным инструментом для данной задачи [5].

Постановка задачи и метод моделирования

Рассматривается модель нефтяного коллектора размерами 10×10 м, содержащая одну естественную трещину. Матрица породы и естественная трещина моделируются как упругие среды с различными прочностными свойствами. Гидравлическая трещина инициируется от точки закачки и распространяется под действием давления флюида.

В рамках когезионного метода зона повреждения описывается тракционным законом (зависимостью напряжения от раскрытия трещины). Используется билинейный закон: упругое нагружение до достижения прочности, затем падение напряжения вплоть до полного разрушения.

Исследовались следующие параметры:

1. Угол подхода гидравлической трещины к естественной θ : 0° , 30° , 45° , 60° , 90° .

2. Режимы закачки флюида:

- высокая начальная скорость ($0.01 \text{ м}^3/\text{с}$), затем снижение до $0.001 \text{ м}^3/\text{с}$;
- низкая начальная скорость ($0.001 \text{ м}^3/\text{с}$), затем повышение до $0.01 \text{ м}^3/\text{с}$;
- равномерный режим ($0.005 \text{ м}^3/\text{с}$) – базовый.

Для количественной оценки использовались: относительная длина гидравлической трещины (нормированная на длину при $\theta=0^\circ$) и индекс сложности сети (отношение суммарной длины всех сегментов трещин к длине основной трещины).

Результаты моделирования представлены на рисунке 1.

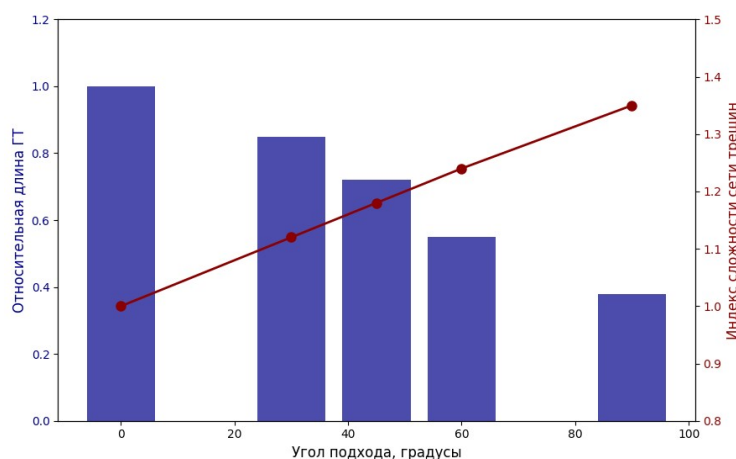


Рисунок 1 – Влияние угла на параметры ГРП (когезионное моделирование)

Результаты показывают, что длина гидравлической трещины максимальна при $\theta = 0^\circ$ (параллельно направлению максимального главного напряжения) и минимальна при 90° . При углах 30° – 60° наблюдается

промежуточное поведение. Это связано с тем, что при малых углах гидравлическая трещина легче пересекает естественную трещину, тогда как при углах, близких к 90° , велика вероятность отклонения, что снижает эффективную длину.

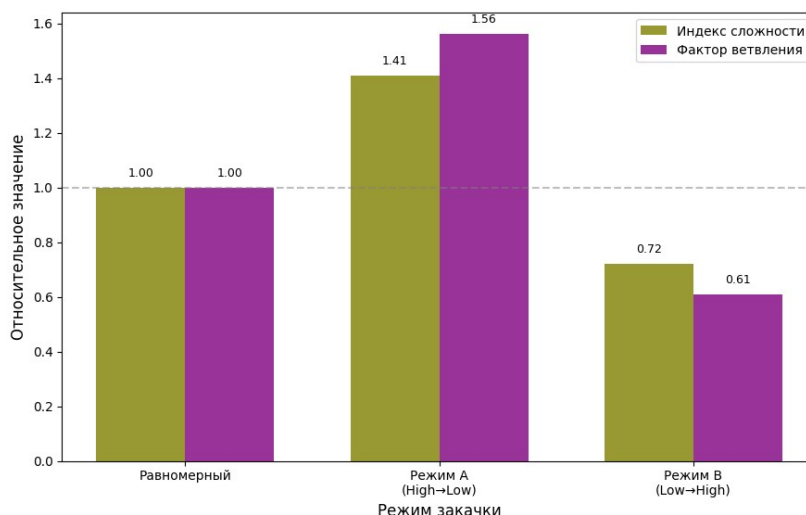


Рисунок 2 – Влияние режима закачки на эффективность ГРП

Режим А (высокая скорость → низкая скорость) приводит к формированию наиболее разветвленной сети трещин. Высокое начальное давление способствует быстрому раскрытию нескольких потенциальных направлений роста, а последующее снижение скорости предотвращает неконтролируемый рост основной трещины в ущерб ветвлению. Режим В существенно снижает сложность, так как на ранней стадии давления недостаточно для инициирования множественных трещин.

Полученные результаты имеют важное практическое значение. Во-первых, значения плотности гидравлических трещин в модели с естественной трещиной оказались ниже, чем в модели чистой матрицы. Это означает, что энергия закачки частично рассеивается на активацию естественной трещины, а не на создание новой протяженной трещины. Во-вторых, применение режима А позволяет частично компенсировать этот эффект, увеличивая сложность сети. Данный вывод согласуется с исследованиями [6, 7].

Заключение.

На основе численного моделирования методом когезивной зоны установлено:

1. Длина гидравлической трещины максимальна при угле подхода 0° и минимальна при 90° .
2. Присутствие естественной трещины снижает общую сложность сети гидравлических трещин по сравнению с однородным коллектором.
3. Режим закачки «высокая скорость $\rightarrow$ низкая скорость» увеличивает индекс сложности на 41% относительно равномерного режима.
4. Обратный режим закачки снижает эффективность ГРП на 28%.

Список использованных источников

1. Economides, M.J., Nolte, K.G. (2000). *Reservoir Stimulation*. 3rd ed. John Wiley & Sons. ISBN: 978-0471491927
2. Weng, X., Kresse, O., Cohen, C.E., Wu, R., Gu, H. (2011). Modeling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation. *SPE Production & Operations*, 26(4), 368-380. DOI: 10.2118/140253-PA
3. Blanton, T.L. (1982). An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. *SPE/DOE Unconventional Gas Recovery Symposium*, SPE-10847-MS. DOI: 10.2118/10847-MS
4. Gu, H., Weng, X., Lund, J.B., Mack, M.G., Ganguly, U., Suarez-Rivera, R. (2012). Hydraulic fracture crossing natural fracture at non-orthogonal angles: a criterion and its validation. *SPE Production & Operations*, 27(1), 20-28. DOI: 10.2118/139984-PA
5. Wang, H., Liu, Z., Huang, L. (2020). Cohesive zone method for hydraulic fracturing simulation: A review. *Engineering Fracture Mechanics*, 235, 107162. DOI: 10.1016/j.engfracmech.2020.107162
6. Chen, Z., Bungler, A.P., Zhang, X., Jeffrey, R.G. (2015). Cohesive zone modeling of hydraulic fracture interaction with natural fractures. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(5), 1913-1931. DOI: 10.1007/s00603-014-0694-1
7. Sesetty, V., Ghassemi, A. (2018). A numerical study of sequential and simultaneous hydraulic fracturing in single and multi-layered formations. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 51(7), 2179-2201. DOI: 10.1007/s00603-018-1446-4