

**ОПТИМИЗАЦИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА
ПЛАСТА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С УЧЕТОМ
НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ КОЛЛЕКТОРА**

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

**OPTIMIZATION OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING IN OIL
WELLS CONSIDERING RESERVOIR STRESS STATE**

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

Аннотация. В статье представлены результаты численного исследования распространения многостадийных гидравлических трещин в нефтяных коллекторах с применением решеточно-пружинного метода (LSM). Изучено влияние скорости закачки флюида, расстояния между стадиями и напряженного состояния на морфологию трещин и межстадийное взаимодействие. Установлено, что повышение скорости закачки усиливает эффект экранирования напряжений, приводя к отклонению соседних трещин. Увеличение расстояния между стадиями ГРП снижает этот эффект и способствует формированию более независимых трещин. Предложены рекомендации по выбору параметров многостадийного ГРП в зависимости от напряженного состояния коллектора.

Ключевые слова. многостадийный гидроразрыв пласта, нефтяная скважина, напряженное состояние, экранирование напряжений, решеточно-пружинный метод, оптимизация ГРП

Abstract. This paper presents the results of a numerical study on the propagation of multi-stage hydraulic fractures in oil reservoirs using the lattice-spring method (LSM). The influence of fluid injection rate, stage spacing, and stress state on fracture morphology and inter-stage interaction was investigated. It was found that an increase in injection rate enhances the stress shadowing effect, leading to the deviation of adjacent fractures. Increasing the stage spacing reduces this effect and promotes the formation of more independent fractures. Recommendations for selecting multi-stage hydraulic fracturing parameters depending on the reservoir stress state are proposed.

Keywords. multi-stage hydraulic fracturing, oil well, stress state, stress shadowing, lattice-spring method, fracturing optimization

Многостадийный гидравлический разрыв пласта является стандартной технологией для заканчивания горизонтальных скважин в низкопроницаемых нефтяных коллекторах [1]. При последовательной обработке нескольких интервалов возникает явление экранирования напряжений: созданная на предыдущей стадии трещина изменяет поле напряжений вокруг себя, что отклоняет последующие трещины от заданного направления и снижает их длину [2, 3]. Учет этого эффекта критически важен для оптимизации расстояния между стадиями и режимов закачки.

Решеточно-пружинный метод (Lattice-Spring Method, LSM) позволяет моделировать рост множественных трещин в упругой среде с естественным учетом их взаимодействия через поле напряжений. В отличие от методов, требующих явного задания пути трещины, LSM описывает спонтанное зарождение и ветвление трещин на мезоскопическом уровне [4].

Моделируется горизонтальная скважина протяженностью 200 м с последовательно расположенными зонами ГРП. Количество стадий – 4. Параметры:

- 1 Модуль Юнга породы: 25 ГПа
- 2 Коэффициент Пуассона: 0.22

3 Предел прочности породы на разрыв: 5 МПа

4 Вязкость жидкости разрыва: 50 сП

Исследуемые параметры:

1 Скорость закачки на одну стадию: 0.002, 0.005, 0.010 м³/с

2 Расстояние между стадиями: 15, 25, 35 м

3 Отношение горизонтальных напряжений ($\sigma_{hmin} / \sigma_{hmax}$): 0.6, 0.8, 1.0

Эффект экранирования количественно оценивался через угол отклонения трещины от направления максимального главного напряжения и через относительное снижение длины последующих трещин по сравнению с первой.

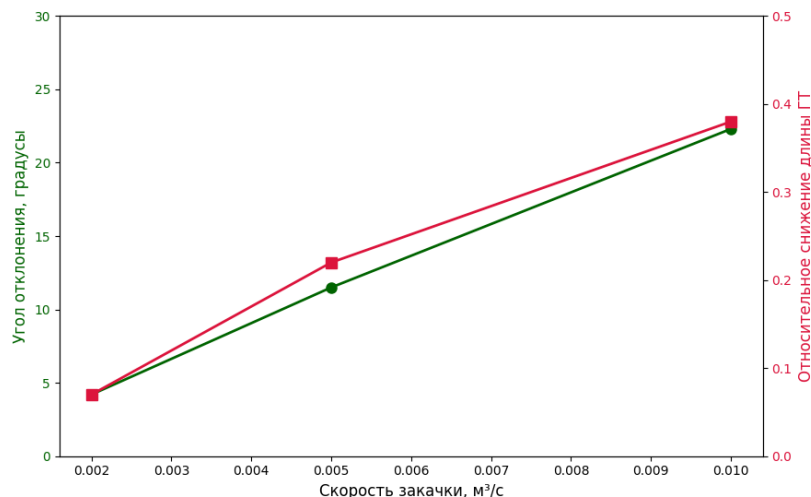


Рисунок 1 – Влияние скорости закачки на экранирование напряжений (многостадийный ГРП)

С увеличением скорости закачки растет создаваемое трещиной давление раскрытия, что усиливает локальную переориентацию поля напряжений. При скорости 0.010 м³/с угол отклонения второй трещины может достигать 18–25°, а ее длина снижается на 35% относительно первой. При скорости 0.002 м³/с отклонение не превышает 5°, а снижение длины – менее 10%.

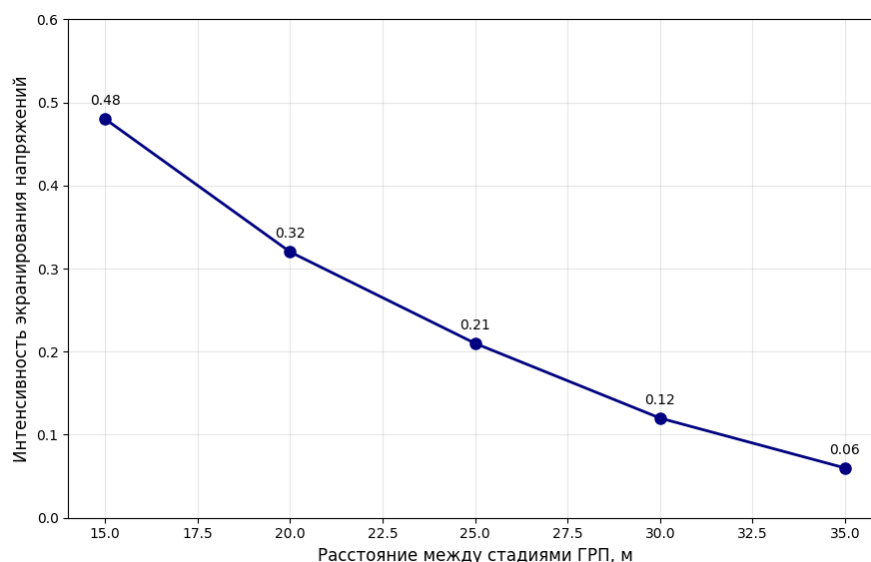


Рисунок 2 – Снижение экранирования при увеличении межстадийного расстояния

Увеличение расстояния между стадиями ожидаемо снижает взаимовлияние трещин. При расстоянии 35 м экранирование становится пренебрежимо малым (отклонение $< 3^\circ$). При 15 м трещины сильно взаимодействуют, что может приводить к преждевременной остановке или слиянию. Оптимальным для данных условий является расстояние 25–30 м.

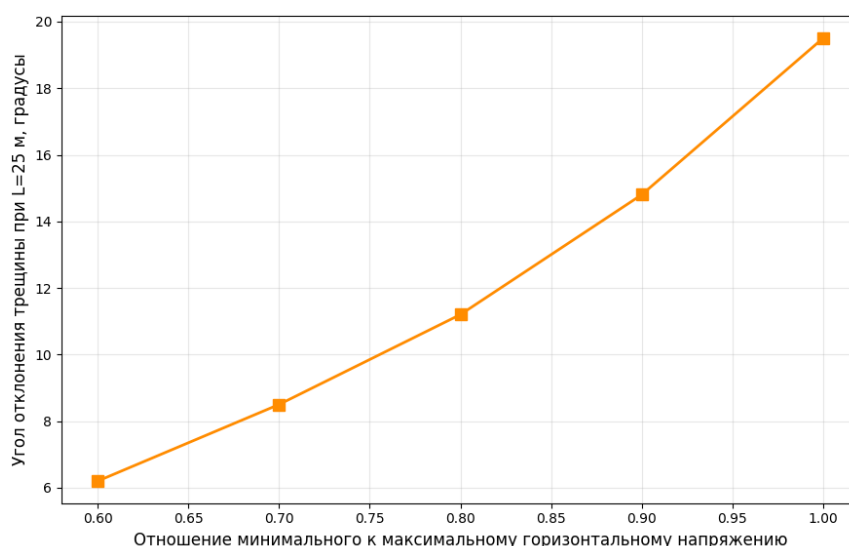


Рисунок 3 – Зависимость экранирования от анизотропии напряжений

При изотропном горизонтальном напряжении ($\sigma_{h_min} / \sigma_{h_max} = 1.0$) экранирование выражено сильнее, так как нет доминирующего направления, «стягивающего» трещину. При сильной анизотропии (отношение 0.6) трещины более устойчивы к отклонению. Это означает, что в тектонически спокойных регионах с близкими горизонтальными напряжениями требуется более консервативный выбор расстояния между стадиями.

На основании проведенного моделирования:

1. Для коллекторов с отношением горизонтальных напряжений менее 0.7 допустимо использовать межстадийные расстояния 20–25 м без существенного экранирования.
2. При отношении напряжений более 0.9 рекомендуется увеличить расстояние до 30–35 м или снизить скорость закачки до 0.003–0.004 м³/с на стадию.
3. При высоких скоростях закачки (>0.008 м³/с) необходимо компенсировать экранирование либо увеличением расстояния, либо изменением очередности стадий (например, использование схемы «каждая вторая»).

Многостадийный гидроразрыв в горизонтальных нефтяных скважинах сопровождается эффектом экранирования напряжений, который:

- усиливается с ростом скорости закачки (угол отклонения возрастает с 4° до 22°);
- ослабевает при увеличении расстояния между стадиями (с 0.48 до 0.06);
- более выражен в условиях изотропного горизонтального напряженного состояния.

Оптимизация многостадийного ГРП требует совместного учета скорости закачки, межстадийного расстояния и исходного поля напряжений коллектора.

Список использованных источников

1. King, G.E. (2010). Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-133456-MS. DOI: 10.2118/133456-MS
2. Roussel, N.P., Sharma, M.M. (2011). Optimizing fracture spacing and sequencing in horizontal-well fracturing. *SPE Production & Operations*, 26(2), 173-184. DOI: 10.2118/127986-PA
3. Bunger, A.P., Zhang, X., Jeffrey, R.G. (2012). Parameters affecting the interaction among closely spaced hydraulic fractures. *SPE Journal*, 17(1), 292-305. DOI: 10.2118/140426-PA
4. Zhao, Q., Lisjak, A., Mahabadi, O.K., Liu, Q., Grasselli, G. (2020). A lattice spring model for hydraulic fracture simulation in naturally fractured rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 128, 104246. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2020.104246
5. Olson, J.E., Dahi-Taleghani, A. (2009). Modeling simultaneous growth of multiple hydraulic fractures and their interaction with natural fractures. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, SPE-119739-MS. DOI: 10.2118/119739-MS
6. Lecampion, B., Desroches, J. (2015). Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 82, 235-258. DOI: 10.1016/j.jmps.2015.05.015
7. Wu, K., Olson, J.E. (2015). Simultaneous hydraulic fracture growth in multiple configurations. *SPE Journal*, 20(5), 1020-1039. DOI: 10.2118/173339-PA
8. Chuprakov, D., Zhubayev, A. (2021). Stress shadow and fracture interference in multi-stage fracturing of horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 108057. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108057