

Научная статья
УДК 622.279.66
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-63-68>
EDN ELEGCM

Анализ применения кластерного ГРП в низкопроницаемых коллекторах

**Ильмира Растямовна Абуталиева[✉],
Рафаэль Рамильевич Иргалиев, Расулбек Галиевич Рахимов**

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, ilmira171279@mail.ru[✉]*

Аннотация. В статье проводится анализ и сравнение инновационного метода кластерного ГРП с традиционным. Кластерный ГРП представляет собой экономически выгодную альтернативу обычному ГРП. Вместо создания сплошной проппантной пачки, он формирует отдельные кластеры проппанта в трещине, что приводит к образованию дополнительных проводящих каналов и повышению проницаемости. Основное преимущество заключается в существенном снижении затрат: требуется меньше проппанта, жидкости и времени на проведение операции. Технология основана на импульсной закачке жидкости, чередующей чистую жидкость и жидкость с проппантом, что позволяет формировать оптимальную структуру кластеров. В отличие от равномерного распределения проппанта в традиционном ГРП, кластерный ГРП создает «столбы» проппанта, поддерживающие трещину открытой. При проектировании кластерного ГРП необходимо учитывать расстояние между кластерами и плотность проппантных пачек. Для оценки эффективности технологии использовался коэффициент продуктивности, приведенный к эффективной толщине пласта. Коэффициент продуктивности каждой скважины рассчитывался на основе ежедневных данных о добыче с применением корреляции Вогеля (для условий ниже давления насыщения). Результаты демонстрируют, что кластерный ГРП обеспечивает стабильную добычу в течение двух лет, сопоставимую с соседними скважинами. Этот факт в свою очередь подтверждает наличие каналов, поскольку равномерное распределение проппанта обычно приводит к значительным потерям добычи.

Ключевые слова: продуктивность скважины, кластерный ГРП, осложнение, низкопроницаемый коллектор, проппант

Для цитирования: Абуталиева И. Р., Иргалиев Р. Р., Рахимов Р. Г. Анализ применения кластерного ГРП в низкопроницаемых коллекторах // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2025. № 3. С. 63–68. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-63-68>. EDN ELEGCM.

Original article

Analysis of the use of cluster hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs

Ilmira R. Abutaliev[✉], Raphael R. Irgaliev, Rasulbek G. Rahimov

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, ilmira171279@mail.ru[✉]*

Abstract. The article analyzes and compares the innovative method of inflow intensification with the traditional one. Cluster hydraulic fracturing is an economically viable alternative to conventional hydraulic fracturing. Instead of creating a continuous proppant bundle, it forms separate clusters of proppant in the crack, which leads to the formation of additional conductive channels and increased permeability. The main advantage is a significant reduction in costs: less proppant, fluid, and surgery time are required. The technology is based on pulsed liquid injection alternating between pure liquid and liquid with proppant, which allows the formation of an optimal cluster structure. Unlike the uniform distribution of proppant in traditional hydraulic fracturing, cluster hydraulic fracturing creates “pillars” of proppant that keep the crack open. When designing a cluster hydraulic fracturing, it is necessary to take into account the distance between clusters and the density of proppant bundles. To assess the effectiveness of the technology, the produc-

tivity coefficient was used, which was reduced to the effective thickness of the reservoir. The productivity coefficient of each well was calculated based on daily production data using the Vogel correlation (for conditions below saturation pressure). The results demonstrate that the cluster hydraulic fracturing provided stable production for two years, comparable to neighboring wells. This fact, in turn, confirms the presence of channels, since the uniform distribution of proppant usually leads to significant production losses. Based on the analysis and the results obtained, cluster hydraulic fracturing appears to be a promising alternative to traditional hydraulic fracturing. It demonstrates improved performance and ensures more efficient well completion. Its advantages include: reducing the cost of the operation by reducing the volume of proppant used and reducing the number of process stops due to the availability of clean liquid injection intervals.

Keywords: wells productivity, cluster hydraulic, complication, low-permeability reservoirs, proppant

For citation: Abutaliev I. R., Irgaliev R. R., Rahimov R. G. Analysis of the use of cluster hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2025;3:63-68. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-63-68>. EDN ELEGCM.

Введение

В условиях современных реалий, когда с каждым годом природных запасов полезных ископаемых становится все меньше, часто приходится сталкиваться с трудными горно-геологическими условиями, из которых извлечение флюида при использовании традиционных способов нерентабельно. Одним из основных способов увеличения нефтеотдачи является традиционный гидравлический разрыв пласта (ГРП) – задавливание жидкости разрыва в пласт для создания новых проницаемых трещин в последствии заполняемых проппан-

том. Этот метод имеет ряд недостатков, из которых основными являются высокая стоимость и сложность выполнения операции, следствием чего появился усовершенствованный метод – кластерный ГРП. Принципиальное отличие кластерного ГРП от традиционного заключается в нагнетании проппанта в трещину, которое приводит к созданию групп (кластеров) и в свою очередь способствует появлению дополнительных каналов между ними и, как следствие, повышению проницаемости трещины в целом (рис. 1).

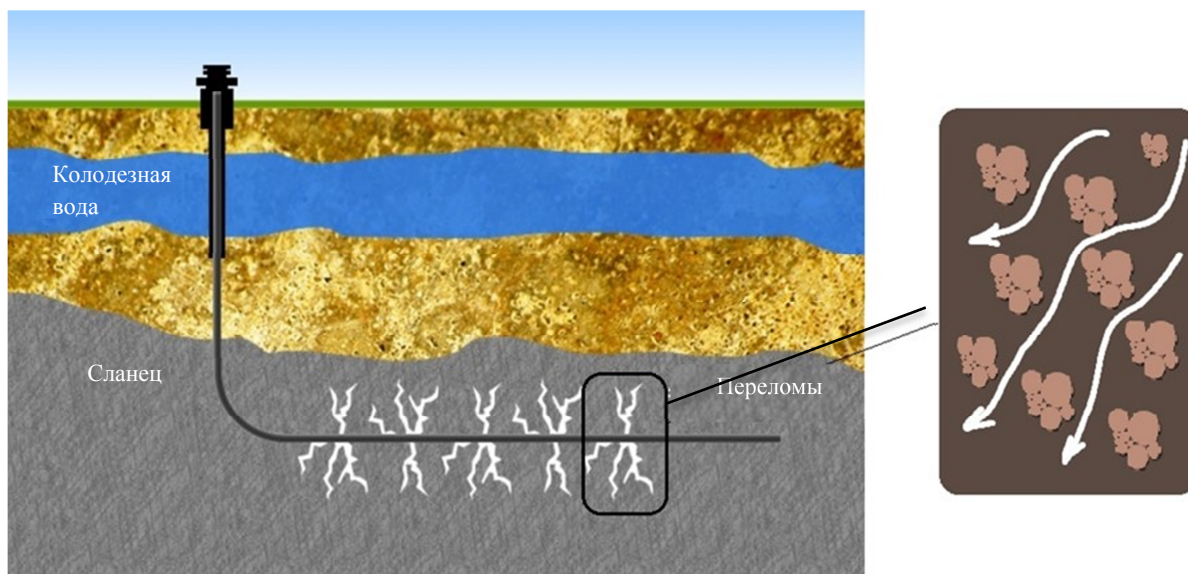


Рис. 1. Схематическое представление каналов

Fig. 1. Schematic representation of channels

Преимуществом метода является значительное удешевление операции за счет понижения количества задавливаемого проппанта (в среднем на 43 % меньше по сравнению с традиционным ГРП), количества жидкости до 20 % и, в результате, сокращение времени, затраченного на операцию, на 25 %.

Технология кластерного ГРП

Для того, чтобы добиться нужного результата, используется целый комплекс технологий, связанных с закачкой жидкости в пласт. В отличие от традиционного ГРП жидкость разрыва подается в пласт импульсно (рис. 2 [1]).

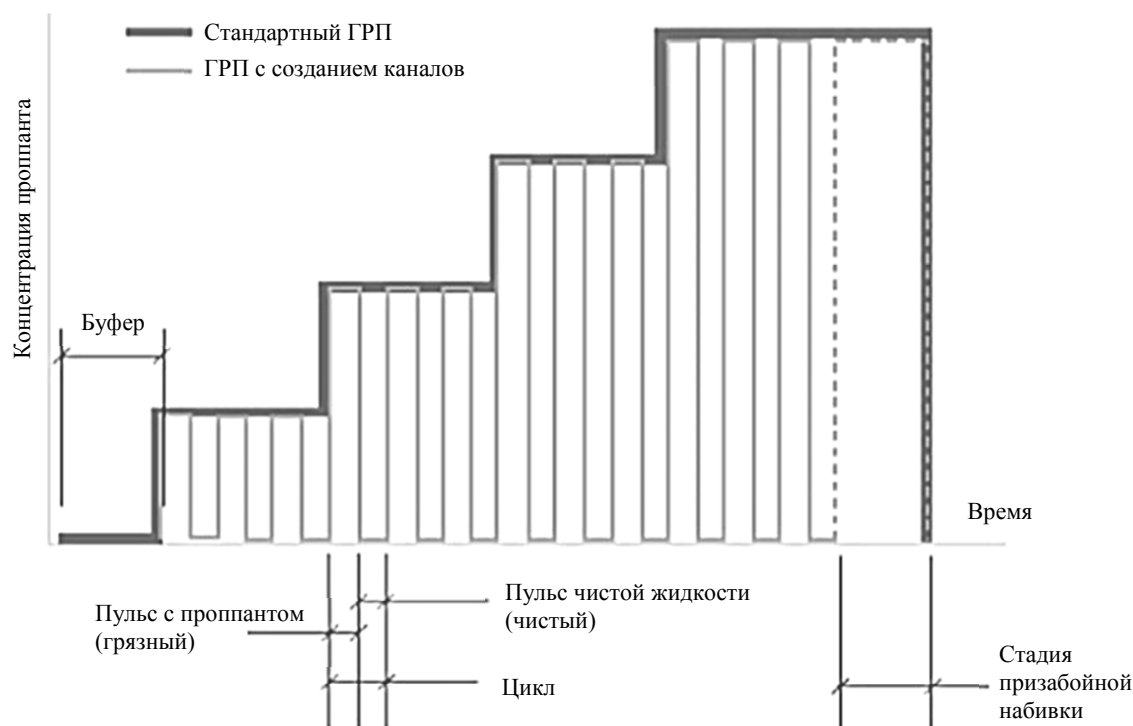


Рис. 2. График закачки при кластерном ГРП

Fig. 2. Injection schedule for cluster hydraulic fracturing

Суть импульсов заключается в чередовании чистой жидкости (каналы в пропантной пачке) и жидкости с пропантом – пропантных прослоек, поддерживающих каналы в открытом состоянии. Однако, как видно из рис. 2, первый и последний этап обработки при гидроразрыве требует непрерывной подачи пропанта в трещину. Смысл такого решения заключается в необходимости создания надежной и равномерной связи трещины и ствола в зоне перфорации. Также важно отметить, что следует предусмотреть последнюю фазу определенной

длительности – достаточно короткой, чтобы не нарушить фильтрационные свойства разрушения, и в то же время достаточной для поддержания трещины раскрытой [1].

Схема распределения пропанта в трещине также отличается от традиционного ГРП – в первом случае размещение происходит, как правило, по всей зоне воздействия, в свою очередь в кластерном формируются «столбы», поддерживающие разрушение открытым и создающие проводящие каналы (рис. 3).

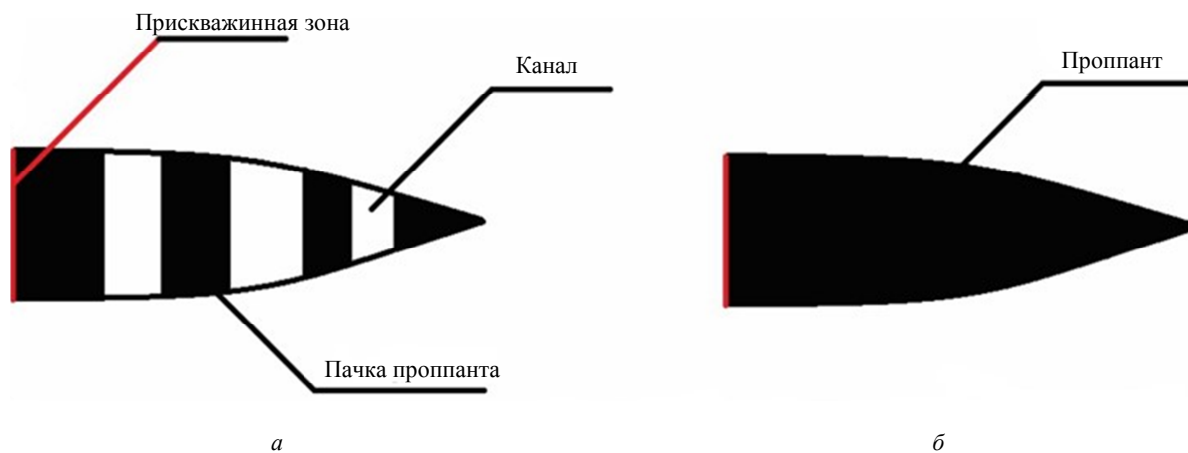


Рис. 3. Схема размещения пропанта: а – кластерный ГРП; б – традиционный ГРП

Fig. 3. Proppant placement scheme: а – cluster hydraulic fracturing; б – traditional hydraulic fracturing

Вследствие такого размещения проппанта нужно учитывать расстояние между группами, а также плотность пачек. Очевидно, что при более плотном распределении материала будет повышаться устойчивость трещины и в то же время уменьшаться проводимость каналов за счет уменьшения расстояния между пачками. Такой же принцип работает и в обратную сторону.

Помимо импульсного нагнетания жидкости в трещину стабильность проппантных кластеров, и соот-

ветственно, каналов, поддерживается за счет определенных добавок: волоконного материала и различных соединений, заполняющих пустоты в пачке (синтетические полимеры, органические материалы). Первые образуют сетку, связывающую проппантную пачку (рис. 4 [2]), которые в свою очередь увеличивают площадь контактов «проппант – проппант» и «проппант – порода», что способствует укреплению кластера.

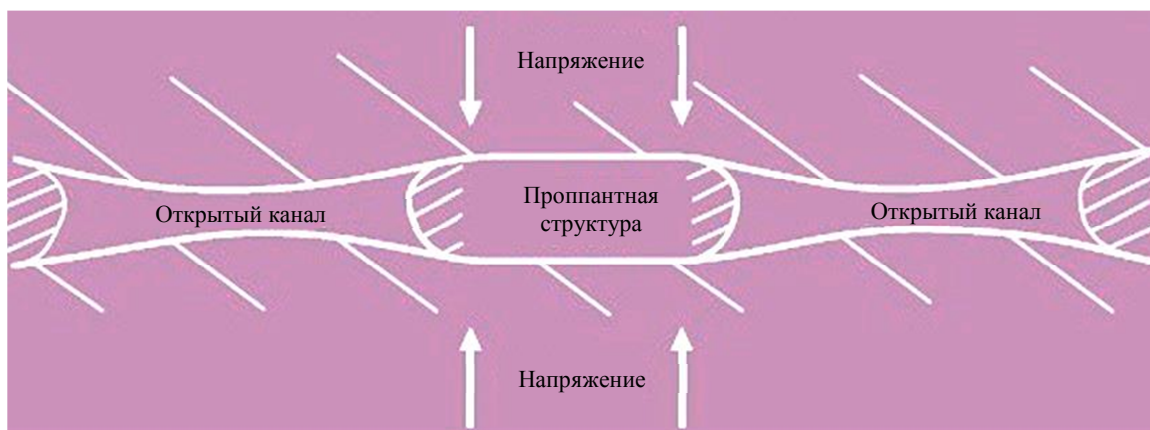


Рис. 4. Визуализация стабилизирующих добавок

Fig. 4. Visualization of stabilizing additives

Практический опыт применения кластерного ГРП на Южно-Приобском месторождении

Анализа эффективности применения основан на вычислении коэффициента продуктивности, приведенного к эффективной толщине пласта. Для этого

для каждой скважины коэффициент продуктивности был рассчитан из данных по ежедневному дебиту с использованием Вогельской корреляции при давлении, ниже давления насыщения. Полная добыча может быть выражена следующим уравнением:

$$Q = Q_b + (Q_{\max} - Q_b) \left(1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right), \quad (1)$$

где P_{wf} – забойное динамическое давление, атм; P_b – давление насыщения, атм; Q_b – дебит скважины при давлении $P_{wf} = P_b$, м³/сут; Q_{\max} – теоретический максимальный дебит при P_{wf} , м³/сут:

$$Q_b = J_d (\bar{P}_r - P_b), \quad (2)$$

$$Q_{\max} = Q_b + \frac{J_d P_b}{1,8}, \quad (3)$$

где P_r – среднее давление в пласте.

Рассчитав формулы (2) и (3), можно выразить уравнение через коэффициент продуктивности:

$$J_d = \frac{1,8 Q}{1,8 (\bar{P}_r - P_b) + P_b \left(1 - 0,2 \frac{P_{wr}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{wr}}{P_b} \right)^2 \right)}.$$

Коэффициент продуктивности J_d – полезный инструмент для сравнения нефтяных скважин, добывающих из пластов с разной проницаемостью и чистой продуктивностью при разных значениях депрессии, что имеет место для большинства

скважин в изучаемых районах из-за неоднородности пластов и искусственного подъема как механизма обеспечения добычи [3].

На рис. 5 представлено сравнение эффективности кластерного и традиционного ГРП [4].

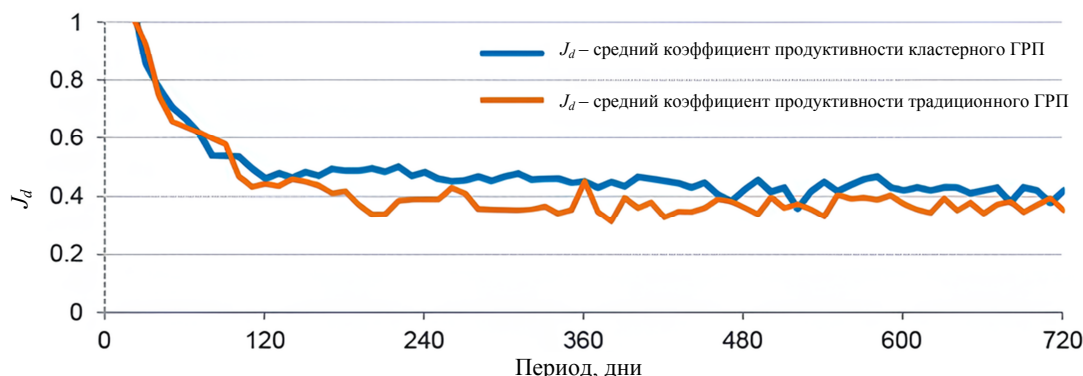


Рис. 5. График безразмерной продуктивности между кластерным и традиционным ГРП

Fig. 5. Graph of dimensionless productivity between cluster and traditional hydraulic fracturing

Из рис. 5 можно сделать вывод, что кластерный ГРП приводит к стабильной работе скважин в течение двух лет. Тенденция добычи очень похожа на динамику ближайших соседних скважин. Этот результат добычи подтвердил наличие каналов, поскольку ожидалось, что равномерное распределение проппанта приведет к значительным, если не общим, потерям добычи. В соседних скважинах применяли проппант 12/18 по обычной технологии, масса которого почти в 2 раза больше по сравнению с кластерным ГРП.

К 2013 г. первые скважины, работающие уже 5

лет, продолжали стабильно добывать нефть благодаря устойчивому каналу и поддержанию давления в пласте.

Закключение

В результате анализа результатов применения кластерного ГРП можно сделать вывод, что кластерный ГРП представляется перспективной альтернативой традиционному ГРП. Он демонстрирует улучшенные показатели и обеспечивает более эффективное завершение скважин.

Список источников

1. Baryshnikov A., Sidorenko V., Tychinski A. et al. Implementation of Real Time Monitoring System for Priobskoye Field // Paper SPE 136375 Presented at the 2010 SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition Held, Moscow, 26–28 October 2010. Moscow, 2010. P. 940–951.
2. Kayumov R., Klyubin A., Enkababian P. et al. First Channel Fracturing Applied in Mature Wells Increases Production from Talinskoe Oilfield in Western Siberia (Russian) // Paper SPE-159347 Presented SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, 16–18 October 2012. Moscow, 2012. P. 213–235.
3. Doctor S., Tolmachev A., Chebykin N. et al. Use of

- Channel Fracturing Technology Increases Production and Reduces Risks in Horizontal Wellbore Completions – First Experience in Russia, South-Priobskoe Oil Field // Paper SPE 171221 Presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, 14–16 October 2014. Moscow, 2014. P. 669–682.
4. Nikurova L., Surtaev V., Yamilov R. et al. Enhancing Well Productivity after Hydraulic Fracturing in the Priobskoe Oilfield // Paper SPE 102194 Presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition Held, Moscow, 3–6 October 2006. Moscow, 2014. P. 424–433.

References

1. Baryshnikov A., Sidorenko V., Tychinski A. et al. Implementation of Real Time Monitoring System for Priobskoye Field. Paper SPE 136375 Presented at the 2010 SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition Held, Moscow, 26–28 October 2010. Moscow, 2010. Pp. 940–951.
2. Kayumov R., Klyubin A., Enkababian P. et al. First Channel Fracturing Applied in Mature Wells Increases Production from Talinskoe Oilfield in Western Siberia (Russian). Paper SPE-159347 Presented SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, 16–18 October 2012. Moscow, 2012. Pp. 213–235.
3. Doctor S., Tolmachev A., Chebykin N. et al. Use of

- Channel Fracturing Technology Increases Production and Reduces Risks in Horizontal Wellbore Completions – First Experience in Russia, South-Priobskoe Oil Field. Paper SPE 171221 Presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, 14–16 October 2014. Moscow, 2014. Pp. 669–682.
4. Nikurova L., Surtaev V., Yamilov R. et al. Enhancing Well Productivity after Hydraulic Fracturing in the Priobskoe Oilfield. Paper SPE 102194 Presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition Held, Moscow, 3–6 October 2006. Moscow, 2014. Pp. 424–433.

Статья поступила в редакцию 25.04.2025; одобрена после рецензирования 29.05.2025; принята к публикации 18.09.2025
 The article was submitted 25.04.2025; approved after reviewing 29.05.2025; accepted for publication 18.09.2025

Информация об авторах / Information about the authors

Ильмина Растямовна Абуталиева – кандидат геолого-минералогических наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; ilmira171279@mail.ru

Рафаэль Рамильевич Иргалиев – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; jabgarkov@gmail.com

Расулбек Галиевич Рахимов – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; djsmkelsk@gmail.com

Ilmira R. Abutalieva – Candidate of Geologo-Mineralogical Sciences; Assistant Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; ilmira171279@mail.ru

Raphael R. Irgaliev – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; jabgarkov@gmail.com

Rasulbek G. Rahimov – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; djsmkelsk@gmail.com

