

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
Plug&Perf МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
НА ХАРАКТЕРИСТИКИ РАБОТЫ
ПЕРФОРАЦИОННЫХ КЛАСТЕРОВ В УСЛОВИЯХ
НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

О. Л. ВОЙТЕХИН, А. В. СЕРЕБРЕННИКОВ, К. В. МИРОНЕНКО

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

Аннотация. Представлены результаты комплексного анализа влияния ряда технологических параметров многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), реализуемого по схеме Plug&Perf на продуктивность и равномерность работы перфорационных кластеров в условиях ультранизкопроницаемых карбонатных коллекторов Речицкого месторождения нефти. Работа основана на статистической обработке данных промыслово-геофизических исследований профиля притока, выполненных на 6 скважинах (всего – 8 исследований, включая повторные исследования на двух скважинах).

Методология включает расчет безразмерного дебита кластеров и коэффициента вариации для оценки равномерности их работы. Проанализированы влияние ряда ключевых параметров: конечной концентрации расклинивающего агента, доли фрак-песка, стратегии вторичного вскрытия, объема закачки кислотных составов, объема замыва оборудования после ГРП (объема вынужденной перепродавки), а также давления останковки закачки перед операцией основного ГРП. Выявлены доминирующие параметры, влияющие на дебит кластеров и его равномерность. На основании анализа предложена оптимальная комбинация технологических параметров, направленная на снижение высокой неоднородности работы кластеров и повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, многостадийный, Plug&Perf, перфорационный кластер, технологические параметры, нетрадиционный коллектор, профиль притока.

Для цитирования. Войтехин, О. Л. Анализ влияния технологических параметров Plug&Perf многостадийного гидроразрыва пласта на характеристики работы перфорационных кластеров в условиях нетрадиционных коллекторов Республики Беларусь / О. Л. Войтехин, А. В. Серебрянников, К. В. Мироненко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 68–82.

**ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF TECHNOLOGICAL
PARAMETERS Plug&Perf OF MULTI-STAGE HYDRAULIC
FRACTURING ON THE PERFORMANCE OF PERFORATION
CLUSTERS IN NON-TRADITIONAL RESERVOIRS
OF THE REPUBLIC OF BELARUS**

O. L. VOITEKHIN, A. V. SEREBRENNIKOV, K. V. MIRONENKO

RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel

Annotation. The results of a comprehensive analysis of the influence of a number of technological parameters of multi-stage hydraulic fracturing (MGRF) implemented under the Plug&Perf scheme on the productivity and uniformity of perforation clusters in ultra-low-permeable carbonate reservoirs of the Rechitsky oil field are presented. The work is based on statistical processing of data from field and geophysical studies of the inflow profile performed at 6 wells (a total of 8 studies, including repeated studies at two wells).

The methodology includes calculating the dimensionless flow rate of clusters and the coefficient of variation to assess the uniformity of their operation. The influence of a number of key parameters is analyzed: the final concentra-

tion of proppant, the fraction of fractum, the strategy of secondary opening, the volume of acid injection, the volume of equipment washing after hydraulic fracturing (forced resale volume), as well as the pressure of stopping injection before the main hydraulic fracturing operation. The dominant parameters affecting the flow rate of clusters and its uniformity are revealed. Based on the analysis, an optimal combination of technological parameters is proposed, aimed at reducing the high heterogeneity of cluster operations and increasing the efficiency of developing hard-to-recover reserves.

Keywords: hydraulic fracturing, multi-stage, Plug&Perf, perforation cluster, technological parameters, unconventional reservoir, inflow profile..

For citation. Voitekhn O. L., Serebrennikov A. V., Mironenko K. V. Analysis of the influence of technological parameters Plug&Perf of multi-stage hydraulic fracturing on the performance of perforation clusters in non-traditional reservoirs of the Republic of Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 68–82 (in Russian).

Введение. В современной мировой нефтегазовой отрасли устойчивым трендом является истощение традиционных, легкоизвлекаемых запасов углеводородов. Эта закономерность в полной мере проявляется и в Республике Беларусь, где доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) в общем балансе запасов неуклонно возрастает. Ключевой вызов для национальной энергетической безопасности заключается в поиске высокоэффективного и экономически рентабельного метода освоения нетрадиционных коллекторов, к которым относятся, в частности, ультранизкопроницаемые трещиноватые глинисто-карбонатные отложения I–III пачек петриковского (D3ptr) горизонта Речицкого месторождения нефти [1]. Низкие фильтрационно-емкостные свойства, а также высокая латеральная изменчивость физико-механических свойств данных пород делают невозможной их разработку традиционными методами, диктуя необходимость применения передовых технологий интенсификации притока [2, 3].

На протяжении последних лет в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» для решения этой задачи была успешно внедрена технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по схеме Plug&Perf (PP), которая на сегодняшний день является промышленным стандартом предприятия. С момента начала ее внедрения на целевых формациях [4, 5] в 2019 г. и по состоянию на конец 2025 г. был накоплен значительный практический опыт – проведено более 50 операций МГРП в условиях ТриЗ Речицкого нефтяного месторождения. При этом эволюция технологии носила итерационный характер: на каждом этапе выполнялась планомерная оптимизация широкого спектра технологических параметров. В их число вошли:

- количество стадий (до 39 стадий в одной операции);
- количество кластеров в стадии (до 96 перфорационных кластеров на скважину);
- расход нагнетания (до 18 м³/мин);
- максимальная концентрация расклинивающих агентов (РА) в смеси (до 800 кг/м³);
- масса расклинивающего материала на кластер (до 60 т на один перфорационный кластер);
- фракционный и компонентный состав расклинивающего материала (от 0 до 96 % кварцевого фрак-песка);
- различные стратегии вторичного вскрытия.

Несмотря на накопленный массив операционных данных, долгое время ключевым ограничением для глубокого анализа эффективности являлся дефицит прямых измерений профиля притока. Это, в свою очередь, затрудняло выявление причинно-следственных связей между параметрами обработки и конечной продуктивностью [6], оставляя процесс оптимизации в значительной степени эмпирическим [7, 8].

На текущий момент в производственный цикл работ по освоению ТриЗ на регулярной основе включены промыслово-геофизические исследования (ПГИ) по определению профиля притока. Было выполнено 8 исследований на 6 скважинах Речицкого месторождения, что позволило сформировать уникальный для белорусского региона

массив данных. Появилась возможность коррелировать конкретные технологические параметры не с общим дебитом скважины, а с двумя принципиально важными показателями эффективности на микроуровне:

- индивидуальный дебит каждого перфорационного кластера;
- равномерность профиля притока между кластерами в пределах стадии и между стадиями в пределах скважины.

Представление является целью данной работы комплексного многофакторного анализа, выполненного на основе детальных результатов ПГИ, а также массива технологических данных по исследованным скважинам. В работе систематизировано влияние ряда технологических параметров РР МГРП на продуктивность и равномерность работы кластеров. Выявлен и проанализирован ряд статистически значимых закономерностей, часть из которых оказалась неочевидной на этапе операционного планирования. Полученные результаты позволяют перейти к целенаправленной оптимизации технологии с целью снижения высокой наблюдаемой неоднородности и достижения максимальной продуктивности каждого элемента многокластерной системы в сложных геологических условиях Республики Беларусь.

Цель работы. На основании имеющихся статистических данных определить влияние различных технологических параметров РР МГРП на ключевые параметры работы стадий и кластеров в условиях отечественных ТриЗ. Выполнить ранжирование параметров по степени влияния на результат освоения. Наметить основные пути по дальнейшей оптимизации подходов к освоению ТриЗ.

Материалы и методика проведения исследований. Ретроспективный статистический анализ выполненных работ по РР МГРП, данные ПГИ скважин Речицкого месторождения в части определения долевого участия работы стадий и кластеров в совокупной добыче отдельно по каждой скважине.

Описание работы. При проведении анализа данных ПГИ по скважинам 488g, 494g, 495g, 496g, 499g и 813g (включая повторные ПГИ по скважинам 494g и 495g) Речицкого нефтяного месторождения метод прямого сравнения долевого участия стадий/кластеров в поскважинном отборе жидкости неприменим в силу разного количества стадий/кластеров на рассматриваемых объектах и соответственно разным фактическом «весе» одного процента для каждого объекта. Для обеспечения возможности прямого сравнения параметров работы стадий/кластеров разных скважин введена безразмерная величина отклонения от «идеального» дебита стадии/кластера, рассчитываемая путем умножения процентного показателя работы стадии/кластера на количество стадий/кластеров для каждой скважины отдельно и последующего деления полученного результата на 100. Интерпретировать полученный результат следует следующим образом: значение, равное 1, показывает, что кластер/стадия имеет теоретический «идеальный» дебит (рассчитывается как отношение совокупного дебита стадий/кластеров к количеству стадий/кластеров в конкретной скважине); отклонение в большую или меньшую сторону пропорционально указывает на превышение либо недостижение теоретического «идеального» дебита.

Для оценки равномерности работы перфорационных кластеров применен коэффициент вариации (CV), также известный как относительное стандартное отклонение – общепринятая статистическая мера дисперсии распределения вероятностей; выражается в безразмерных единицах или процентах (1 ед. = 100 %) и определяется как отношение стандартного отклонения (σ) к среднему арифметическому значению (μ) в рассматриваемой статистической группе. Интерпретировать влияние величины CV на равномерность работы кластеров необходимо следующим образом: значение, равное 0 ед. (0 %), соответствует идеально равномерной работе кластеров; увеличение значения CV говорит о возрастающей неравномерности их работы.

С учетом высокого показателя дисперсии параметров работы кластеров (табл. 1, рис. 1) и наличия аномально высоких единичных выбросов данных для оценки величины влияния технологических параметров на безразмерный дебит будет учитываться не среднее, а медианное значение данного показателя в рассматриваемых группах, так как медианный показатель менее чувствителен к аномально высоким выбросам значений.

Таблица 1. Среднеквадратичное отклонение дебитов кластеров по исследуемым скважинам

Table 1. Root mean square deviation of perforation cluster flow rates for the study wells

Скважина	Среднеквадратичное отклонение дебитов кластеров, %
488g Речицкая	100,25
494g Речицкая	87,84
495g Речицкая	144,5
496g Речицкая	82,16
499g Речицкая	76,23
813g Речицкая	80,76
494g* Речицкая	59,09
495g* Речицкая	144,84

Примечание. Результаты при повторном ПГИ.

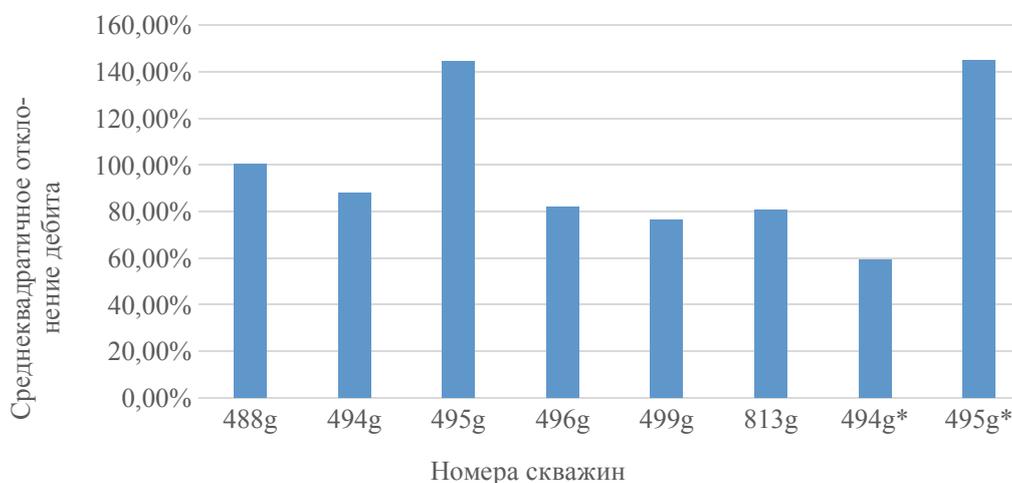


Рис. 1. Среднеквадратичное отклонение дебитов кластеров по исследуемым скважинам

Fig. 1. Standard deviation of cluster flow rates for the wells studied

В ходе исследований выполнен анализ влияния на характеристики работы кластеров следующих технологических параметров:

- конечная концентрация РА в смеси гидроразрыва;
- доля фрак-песка от общей массы РА;
- стратегия вторичного вскрытия;
- объем кислотных составов (КС) на стадию;
- объем замыва пакер-пробки и перфоратора (КНК) после стадии;
- давление остановки закачки до основного ГРП (оГРП).

Максимальная концентрация РА в смеси гидроразрыва (табл. 2): все статистические данные разбиты на 7 групп по показателю конечной концентрации РА в смеси гидроразрыва от 400 до 700 кг/м³ с шагом 50 кг/м³. При анализе данных необходимо учитывать малое количество данных в группах 400 и 700 кг/м³ (по 8 кластеров в каждой группе) что существенно повышает влияние случайных выбросов данных и вероятность статистической ошибки.

Таблица 2. Влияние конечной концентрации РА на параметры работы кластеров

Table 2. Effect of proppant final concentration on perforation cluster performance parameters

Конечная концентрация РА в смеси, кг/м ³	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
400	0,939	1,46	0,92
450	0,755	0,87	0,81
500	0,857	1,09	0,97
550	0,906	0,94	0,75
600	0,946	1,21	0,97
650	0,944	0,95	0,68
700	0,865	0,31	0,18

Анализ влияния конечной концентрации РА в смеси гидроразрыва (рис. 2) на безразмерный показатель работы кластеров позволяет выделить две статистически значимые группы 500 и 600 кг/м³ с повышенными добычными характеристиками. Полученный диапазон положительных экстремумов может говорить о том, что при конечной концентрации 500–600 кг/м³ достигается наилучшее соотношение «жидкость/проппант» для создания оптимальных параметров геометрии и проводимости трещин гидроразрыва. При этом группы 400 и 700 кг/м³ в статистическом анализе не учтены, так как имеют критически малое количество данных (по 8 кластеров в каждой группе из общего массива в 314 кластеров).

При анализе влияния конечной концентрации РА на равномерность профиля притока стоит выделить группу 450 кг/м³ как наиболее равномерную (CV = 0,755 ед.), в остальном диапазоне значений данный показатель минимально варьируется в диапазоне от 0,857 до 0,946 ед., что позволяет сделать вывод о незначительном влиянии рассматриваемого технологического показателя на равномерность профиля притока.

Доля фрак-песка от общей массы РА (табл. 3): все статистические данные разбиты на три группы – 0–40 %, 70 % и 85–95 %.

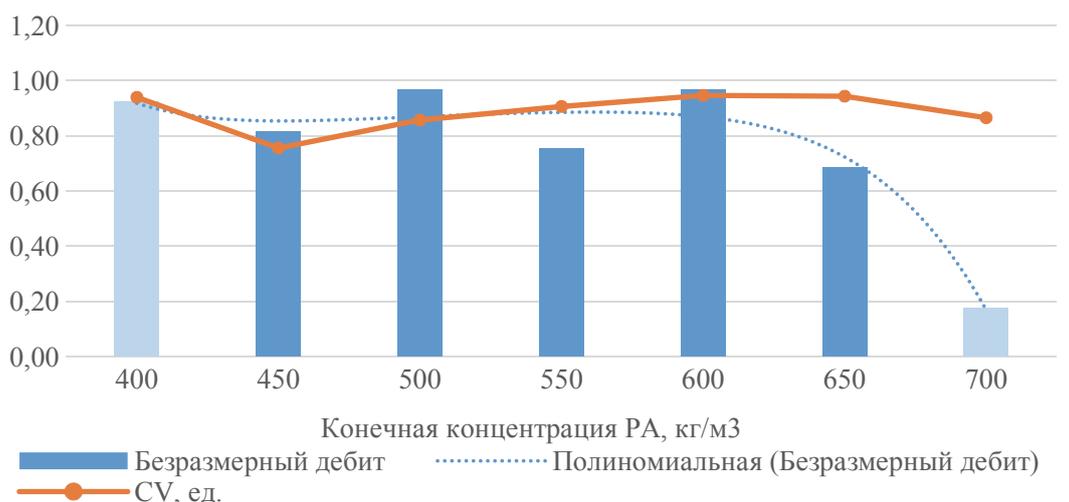


Рис. 2. Влияние конечной концентрации ПА на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 2. Effect of final proppant concentration on dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Таблица 3. Влияние доли фрак-песка от общей массы ПА на параметры работы кластеров

Table 3. Effect of the frac sand share of the total proppant mass on perforation cluster performance parameters

Доля фрак-песка от общей массы ПА, %	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
0–40	1,305	1,14	0,82
70	0,871	1,07	0,84
85–95	0,971	0,97	0,69

В части влияния доли фрак-песка от общей массы ПА на добычные характеристики перфорационных кластеров прослеживается следующая зависимость (рис. 3): в диапазоне значений от 0 до 70 % наблюдается стабильное поведение добычных характеристик, в то время как при увеличении до 85–95 % наблюдается снижение данного показателя. Что касается влияния доли песка на равномерность работы перфорационных кластеров, наилучший показатель приурочен к группе с долей фрак-песка 70 %. Таким образом, на основании имеющихся статистических данных по совокупности эксплуатационных характеристик оптимальной долей фрак-песка от общей массы ПА в условиях ТриЗ Речицкого нефтяного месторождения является значение 70 %.

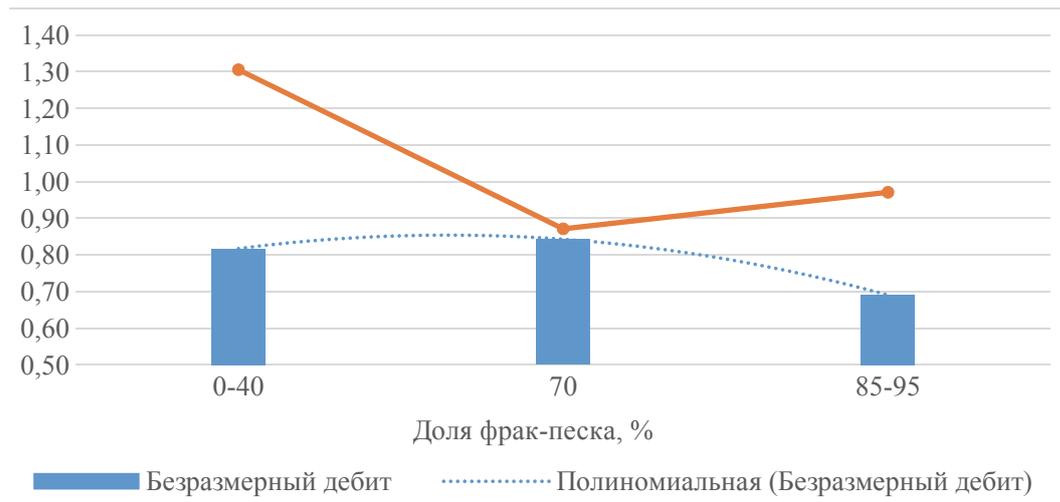


Рис. 3. Влияние доли фрак-песка на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 3. Effect of the frac sand share on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Стратегия вторичного вскрытия (табл. 4): для анализа влияния данного технологического фактора на параметры работы перфорационных кластеров выделено 5 групп – три группы с равномерной перфорацией (6/6, 10/10 и 20/20 отв./п. м) и две группы с неравномерной перфорацией (10/6 и 20/10 отв./п. м).

Таблица 4. Влияние стратегии вторичного вскрытия на параметры работы кластеров

Table 4. Effect of perforation strategy on perforation cluster performance parameters

Формула вторичного вскрытия, отв./п. м	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
20/20	1,097	1,09	0,74
20/10	0,932	1,03	0,83
10/10	0,902	1,15	0,85
10/6	0,545	1,08	1,04
6/6	0,665	0,79	0,65

Стратегия вторичного вскрытия оказывает выраженное влияние как на равномерность работы перфорационных кластеров, так и на показатель безразмерного дебита (рис. 4).

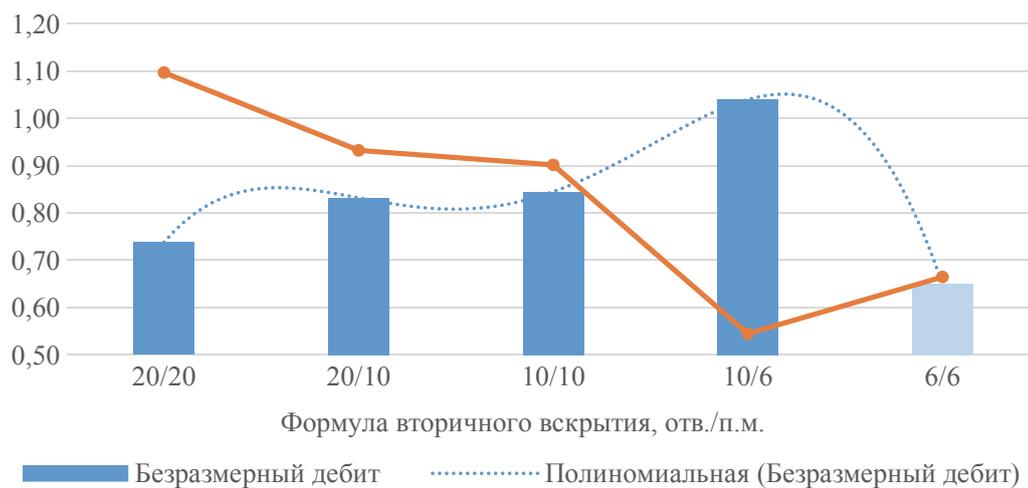


Рис. 4. Влияние стратегии вторичного вскрытия на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 4. The influence of perforation strategy on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Группа кластеров с базовой стратегией вторичного вскрытия (20/20 отв./п. м) демонстрирует наименьшую равномерность работы кластеров ($CV = 1,097$ ед.) при невысоком безразмерном дебите (медианное значение в группе – 0,74). Группы кластеров со стратегией вторичного вскрытия 20/10 и 10/10 отв./п. м демонстрируют сопоставимые параметры как в части равномерности добычных характеристик ($CV = 0,902–0,932$ ед., улучшение относительно базовой стратегии на ~ 20 %), так и в части их величины (медианное значение безразмерного дебита 0,83–0,85, улучшение относительно базовой стратегии на ~ 15 %). Наилучший показатель достигнут в группе кластеров со стратегией вторичного вскрытия 10/6 отв./п. м – получен показатель равномерности добычных характеристик кластеров в группе $CV = 0,545$ ед. (двукратное улучшение относительно базовой стратегии вторичного вскрытия) при абсолютном значении безразмерного дебита 1,04 (улучшение относительно базовой стратегии вторичного вскрытия на 40 %). Ввиду малого количества данных (10 кластеров в группе из 314 кластеров) группа с формулой вторичного вскрытия 6/6 отв./п. м в общей статистике не учитывалась, та как влияние случайных выбросов данных в условиях их малого количества существенно повышает вероятность статистической ошибки.

Объем КС на стадию (табл. 5): для анализа влияния данного технологического фактора на параметры работы перфорационных кластеров выделено 3 сопоставимые по количеству данных группы – 0–3, 5–6 и 8–14 м³ КС на стадию.

Объем закачанного КС на стадию оказывает умеренное влияние как на равномерность работы перфорационных кластеров, так и на показатель безразмерного дебита (рис. 5). На представленном графике необходимо выделить группу с объемом 5–6 м³ КС на стадию как одну из наиболее однородных в части долевого участия кластеров в совокупном отборе флюида ($CV = 0,886$ ед.), так и наилучшую по медианному значению данного показателя (1,14).

Таблица 5. Влияние объема закачанного КС на параметры работы кластеров

Table 5. Effect of injected acid volume on perforation cluster performance parameters

Объем КС на стадию, м ³ /ст.	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
0–3	0,859	0,90	0,78
5–6	0,886	1,14	0,93
8–14	1,046	1,04	0,77

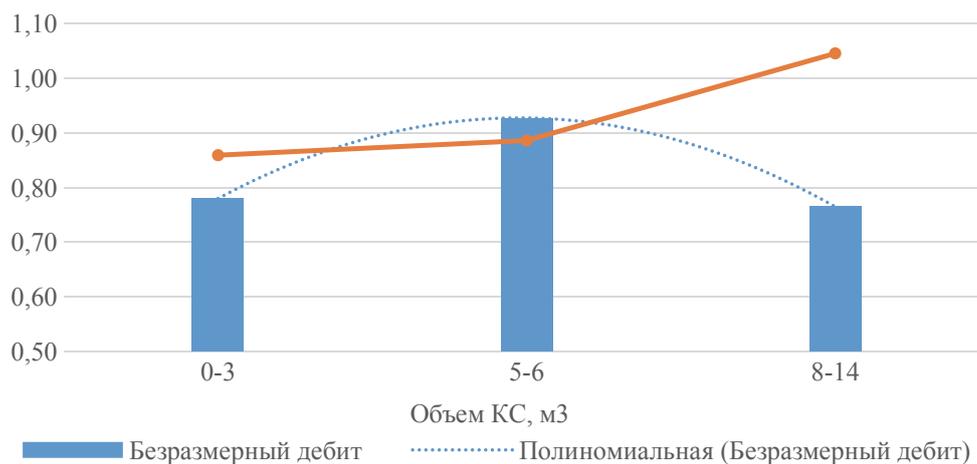


Рис. 5. Влияние объема КС на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 5. Effect of acid volume on dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Таким образом, выделенная группа 5–6 м³/ст. обладает оптимумом рассматриваемых добычных характеристик. Снижение объема КС до 0–3 м³/ст. приводит к уменьшению безразмерного дебита перфорационных кластеров (на 19 %) при сохранении равномерности их работы, а увеличение объема КС до 8–14 м³/ст. ухудшает оба показателя сразу (наблюдается снижение безразмерного дебита на 21 %, равномерности работы кластеров – на 15 %).

Объем замыва КНК после стадии (табл. 6): для анализа влияния данного технологического фактора на параметры работы перфорационных кластеров выделено 4 сопоставимые по количеству данных группы – 0–49, 50–99, 100–150 и более 150 м³ жидкости на стадию (рис. 6).

Таблица 6. Влияние объема замыва КНК на параметры работы кластеров

Table 6. Effect of ВНА displacement volume on perforation cluster performance parameters

Объем замыва КНК, м ³	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
0–49	0,570	0,93	0,85
50–99	0,808	1,09	0,86
100–150	1,208	1,09	0,73
Более 150	1,006	1,03	0,72

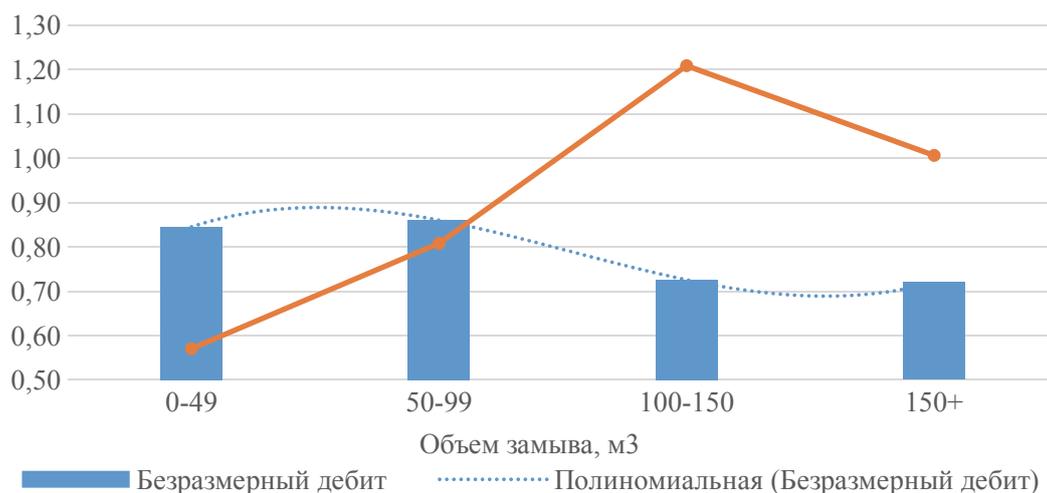


Рис. 6. Влияние объема замыва КНК на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 6. The influence of the downhole tool flush volume on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Аналогично стратегии вторичного вскрытия данный технологический параметр оказывает решающее значение на равномерность работы кластеров. Так, при минимальном объеме замыва (группа 0–49 м³) наблюдается наилучший показатель равномерности работы кластеров ($CV = 0,57$ ед.). Увеличение объема замыва до 50–100 м³ снижает равномерность работы на 42% ($CV = 0,808$ ед.), последующее увеличение объема замыва приводит к более чем двукратному ухудшению показателя равномерности работы перфорационных кластеров ($CV = 1,208$ ед.). При этом увеличению объема замыва КНК сопутствует также снижение показателя безразмерной добычи, однако данное снижение менее выражено: в группах кластеров 0–49 и 50–99 м³ данный показатель практически не меняется и составляет 0,85–0,86, увеличение объема замыва до 100 м³ и более (две группы) приводит к снижению безразмерной добычи с 0,85 до 0,72–0,73 (снижение на ~14 %).

Давление остановки закачки до основного ГРП (табл. 7): данный параметр хоть и не является строго технологическим, должен позволить оценить степень влияния упругопрочностных характеристик целевой формации в точке вскрытия на добычные характеристики кластеров, что может помочь в определении перспективных направлений по оптимизации подходов к освоению отечественных ТрИЗ. Для анализа взяты значения давления остановки, предшествующие проведению операции основного ГРП, чтобы исключить влияние техногенного фактора на абсолютные значения давления остановки. Ввиду минимального различия вертикальных глубин поправочный коэффициент, учитывающий разницу гидростатического давления, не вводился. По данному признаку все кластера разбиты на группы от 220 до 280 атм с шагом 10 атм, всего 7 групп (рис. 7). Ввиду малого количества данных (4 кластера в группе из 314 кластеров) группа со значением давления остановки 280 атм в общей статистике не учитывалась, так как влияние случайных выбросов данных в условиях их малого количества существенно повышает вероятность статистической ошибки.

Таблица 7. Влияние давления остановки закачки на параметры работы кластеров

Table 7. Effect on instantaneous shut-in pressure on perforation cluster performance parameters

Давление остановки, атм	CV работы кластеров в группе, ед.	Безразмерный показатель работы кластеров	
		Среднее значение	Медианное значение
220	0,935	1,02	0,92
230	0,979	1,10	0,80
240	1,007	0,99	0,82
250	0,886	0,77	0,77
260	0,762	1,17	0,86
270	0,789	1,24	1,18
280	1,116	1,87	1,68

Согласно приведенным данным, наблюдается следующее влияние давления остановки на абсолютные значения безразмерного дебита кластеров: в группе кластеров с минимальным значением давления остановки наблюдается умеренно повышенный безразмерный дебит кластера (медианное значение в группе – 0,92), далее в диапазоне значений 230–250 атм наблюдается затухание данного показателя до 0,77 (снижение на 16 %), далее по мере последующего увеличения давления остановки до 260 атм и более происходит изменение тренда поведения безразмерного дебита с падения на рост. Максимальный прирост безразмерного дебита наблюдается в статистически достоверной группе 270 атм, где данный показатель достигает значения 1,18 (прирост относительно начальной точки составляет 28 %).

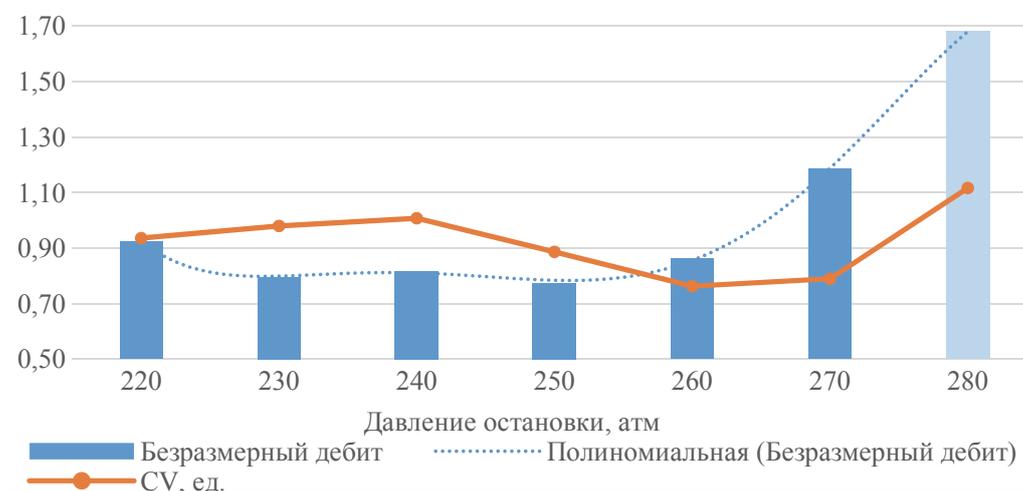


Рис. 7. Влияние давления остановки на безразмерный дебит и CV перфорационных кластеров

Fig. 7. Effect of instantaneous shut-in pressure (ISIP) on the dimensionless flow rate and CV of perforation clusters

Равномерность работы перфорационных кластеров при этом показывает иную картину: оставаясь относительно стабильным в группах 220–240 атм ($CV = 0,935–1,007$ ед.), по мере увеличения давления остановки происходит снижение ($CV = 0,886$ ед. при

давлении 250 атм) и выполаживание ($CV = 0,762-0,789$ ед. при давлении 260–270 атм) данного показателя.

Выявленные закономерности указывают на то, что упругопрочностные свойства целевой формации коррелируются как с абсолютными значениями дебитов перфорационных кластеров, так и с равномерностью их работы. Это может быть связано со сложным строением разреза (наличие большого количества барьерных пропластков), присутствием ниже по разрезу нецелевых флюидонасыщенных формаций IV пачки D3ptg горизонта, прорыв в которые и может привести к получению аномально высоких дебитов, а также предположением о негативном влиянии повышенных стрессов в точке инициации трещины гидроразрыва на величину риска прорыва в нецелевые флюидонасыщенные пропластки.

После анализа рассмотренных технологических параметров целесообразно провести их ранжирование по степени влияния как на показатель величины безразмерного дебита кластера, так и на равномерность дебита в целом. Ранжирование проведено путем расчета среднеквадратичного отклонения (σ) обоих показателей работы в зависимости от каждого технологического параметра в отдельности (табл. 8): величина σ показывает потенциальную степень влияния каждого технологического параметра на оба показателя работы кластеров, и чем выше σ , тем выше влияние технологического параметра.

Таблица 8. Ранжирование технологических параметров по степени влияния на параметры работы кластеров

Table 8. Ranking of technological parameters by the degree of their influence on perforation cluster performance parameters

Технологический параметр	Среднеквадратичное отклонение, %	
	Безразмерный дебит	Равномерность работы
Конечная концентрация РА в смеси	11	7
Доля фрак-песка от общей массы РА	7	19
Стратегия вторичного вскрытия	13	20
Объем КС на стадию	7	8
Объем замыва КНК после стадии	7	23
Давление остановки до основного ГРП	14	9

Согласно данным приведенной таблицы, по величине степени влияния на абсолютные значения дебита кластеров следует выделить три доминирующих фактора: конечная концентрация РА в смеси гидроразрыва, стратегия вторичного вскрытия и давление остановки перед основным ГРП. По степени влияния на равномерность работы кластеров также выделяются три доминирующие группы: доля фрак-песка от общей массы РА, стратегия вторичного вскрытия и объем замыва КНК после стадии. Остальные технологические параметры также влияют на показатели работы кластеров, однако их влияние менее выражено.

Основываясь на результатах выполненного анализа, оптимальным сочетанием будет являться следующая комбинация технологических параметров (табл. 9).

Таблица 9. Оптимальная комбинация технологических параметров

Table 9. Optimal combination of technological parameters

Технологический параметр	Оптимальное значение
Конечная концентрация РА в смеси	500–600 кг/м ³
Доля фрак-песка от общей массы РА	0–70 %
Стратегия вторичного вскрытия	10/6 отв./п. м
Объем КС на стадию	5–6 м ³ /ст.
Объем замыва КНК после стадии	Не более 50 м ³
Давление остановки до основного ГРП	220 атм

Ввиду того, что большая часть ПГИ выполнена через малый временной промежуток работы скважин, отсутствуют данные о влиянии рассмотренных технологических параметров на показатели работы кластеров в долгосрочной перспективе. Кроме того, по мере проведения работ по освоению новых скважины и выполнению в них ПГИ происходит непрерывный процесс накопления новых статистических данных, анализ которых может уточнить полученные на текущий момент закономерности. Таким образом, работы по сбору, обработке и анализу данных будут продолжаться и далее, а сделанные в настоящей статье выводы в перспективе могут быть скорректированы.

Заключение. В ходе проведенного анализа выявлен ключевой осложняющий фактор – высокая неоднородность работы перфорационных кластеров внутри стадий. Это явление приводит, с одной стороны, к субоптимальному дренированию ТрИЗ, когда существенная часть горизонтального ствола не вносит вклада в совокупный дебит, с другой стороны, высокая дисперсия статистических данных может негативно сказаться на достоверности выявленных закономерностей. Таким образом, для повышения эффективности мероприятий по освоению отечественных ТрИЗ необходим ряд взаимосвязанных поступательных шагов, включающий: поиск путей повышения равномерности стимулирующего воздействия методом РР МГРП, уточнение ключевых технологических параметров РР МГРП, влияющих на эффективность ГТМ, оптимизацию подходов к МГРП на основании уточненных закономерностей.

Наиболее актуальной задачей на сегодняшний день становится отработка и усовершенствование технологических параметров, напрямую влияющих на равномерность работы перфорационных кластеров. Одним из наиболее перспективных направлений в данном вопросе является дальнейшее изучение и опробование стратегии вторичного вскрытия для перехода от положительной динамики к созданию высокоэффективного, воспроизводимого и рентабельного метода выравнивания профиля притока в послеоперационный период. Решение данной задачи позволит обеспечить фундамент для дальнейших поступательных шагов по оптимизации технологии освоения и выйти на новый уровень эффективности разработки сложнейшей ресурсной базы ТрИЗ Республики Беларусь.

Литература

1. Кудряшов, А. А. Комплексное изучение нетрадиционных коллекторов на примере отложений I–III пачки Речицкого месторождения / А. А. Кудряшов, П. П. Повжик // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–29 окт. 2020 г. – SPE-201820-RU.
2. Эффективность заканчивания горизонтальных скважин в весьма неоднородных низкопроницаемых пластах с применением МГРП и пути увеличения эффективности работ /

- Н. А. Демяненко, А. В. Серебренников, П. П. Повжик [и др.] // Недропользование XXI век. – 2017. – № 1 (64). – С. 76–85.
3. Развитие технологий ГРП в карбонатных пластах месторождений Беларуси / А. В. Серебренников, А. В. Драбкин, К. В. Мироненко, Д. В. Сальников // Нефтяник Полесья. – 2017. – № 2 (32). – С. 72–77.
 4. Первый опыт освоения нетрадиционных коллекторов с МГРП в Республике Беларусь / К. В. Мироненко, А. В. Драбкин, М. И. Шакуля, А. В. Серебренников // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / Белорус. науч.-исслед. и проектн. ин-т нефти. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 23–35.
 5. Мироненко, К. В. Опыт проведения высокорасходного многостадийного гидроразрыва пласта на петриковском горизонте Припятского прогиба / К. В. Мироненко, О. Л. Войтехин, В. В. Марченко // Восточноевропейская конференция SPE, Киев, 23–24 нояб. 2021 г. – SPE-208516.
 6. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3. – С. 67–79.
 7. Синельников, И. А. Анализ возможных способов повышения эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях / И. А. Синельников // Международный научно-исследовательский журнал. – 2021. – № 7 (109). – С. 102–106.
 8. Окаме Нгонди, Л. Ж. Исследование влияния количества трещин и других операционных параметров на показатели разработки месторождения при проведении гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах / Л. Ж. Окаме Нгонди, В. П. Телков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 8 (404). – С. 35–42.
 9. Жаркова, К. В. Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах / К. В. Жаркова, Н. В. Пупков // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 87–92.

References

1. Kudryashov A. A., Povzhik P. P. Comprehensive Study of Unconventional Reservoirs in the Rechitskoye Field's Package I–III. *Rossiiskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya SPE, 26–29 oktyabrya 2020* [SPE Russian Petroleum technology conference, october 26–29 2020]. SPE-201820-RU (in Russian).
2. Demyanenko N. A., Serebrennikov A. V., Povzhik P. P., Tretyakov D. L., Galai M. I., Khaletsky A. V., Sedach V. G., Pinchuk E. A. Efficiency of horizontal well completion in highly heterogeneous low-permeability formations using multi-stage hydraulic fracturing and ways to increase the efficiency of operations. *Nedropol'zovanie XXI vek = Subsoil Use XXI Century*, 2017, no. 1 (64), pp. 76–85 (in Russian).
3. Serebrennikov A. V., Drabkin A. V., Mironenko K. V., Sal'nikov D. V. Development of hydraulic fracturing technologies in carbonate formations of Belarusian fields. *Neftyanik Poles'ya*, 2017, no. 2 (32), pp. 72–77 (in Russian).
4. Mironenko K. V., Drabkin A. V., Shakulya M. I., Serebrennikov A. V. First experience of developing unconventional reservoirs with multi-stage hydraulic fracturing in the Republic of Belarus. *Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus'*: sb. nauch. trudov [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft'In, 2022, iss. 10, pp. 23–35 (in Russian).
5. Mironenko K. V., Voitekhnin O. L., Marchenko V. V. Experience of high-flow multi-stage hydraulic fracturing at the Petrykivka horizon of the Pripyat Trough *Vostochnoevropayskaya konferentsiya SPE, 23–24 noyabrya 2021* [SPE Eastern European Conference, november 23–24, 2021]. Kyiv, 2021, SPE-208516 (in Russian).

6. Voitekhn O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil field reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
7. Sinel'nikov I. A. Analysis of possible ways to improve the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing in oil fields. *Mezhdunarodnyi nauchno-issledovatel'skii zhurnal = International Research Journal*, 2021, no. 7 (109), pp. 102–106 (in Russian).
8. Okame Ngondi L. Zh., Telkov V. P. A study of the influence of the number of fractures and other operational parameters on the performance of a field during hydraulic fracturing in horizontal wells. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2025, no. 8 (404), pp. 35–42 (in Russian).
9. Zharkova K. V., Pupkov N. V. Search for the optimal proppant mass during multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells. *Ekspozitsiya Neft' Gaz = Oil Gas Expo*, 2022, no. 8, pp. 87–92 (in Russian).

Информация об авторах

Войтехин Олег Леонидович – ведущий инженер-технолог лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

Серебренников Антон Валерьевич – кандидат технических наук, главный инженер – заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Serebrennikov@beloil.by

Мироненко Кирилл Викторович – заведующий лабораторией гидроразрыва пласта. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

Information about the authors

Voitekhn Oleg Leonidovich – leading process engineer of the Laboratory of hydraulic fracturing. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

Serebrennikov Anton Valerievich – candidate of technical sciences, chief engineer – deputy general director. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Serebrennikov@beloil.by

Mironenko Kirill Viktorovich – head of the hydraulic fracturing laboratory. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: K.Mironenko@beloil.by

Поступила в редакцию 19.09.2025