

# ФРАКЦИОННЫЕ ПЕСКИ — НОВЫЕ РЫЧАГИ ОПТИМИЗАЦИИ ГРП

© Коллектив авторов,  
2025



**А.В. Чураков\*, М.Н. Пичугин, Р.Р. Гайнетдинов, Д.А. Старицин, Е.В. Шель,  
Н.А. Шаповаленко, И.Г. Файзуллин, А.В. Ившин, Н.В. Чебыкин, И.С. Самойлов**  
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Введение.** Для поддержания и наращивания добычи нефти в современном мире требуется все большее вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, растут издержки на строительство скважин, а стоимость добываемой продукции находится на достаточно низком уровне. Все это ведет нефтяные компании по пути поиска новых решений и оптимизации затрат. В своей работе авторы показывают одно из направлений оптимизации при выполнении гидроразрыва пласта, где рассматривается потенциал частичной замены доли керамического расклинивающего агента — пропанта, более дешевым вариантом — фракционным песком. Работа показывает весь путь от поиска подходящих материалов и поставщиков, до расчетов в различных симуляторах и выхода на проведение опытных работ.

**Материалы и методы.** В работе описывается вся цепочка следственных связей, от возникновения идеи до реализации на практике. Приведена базовая оценка выбора решения, основанная на горно-геологических условиях залегания объектов разработки, а также оценка свойств расклинивающих агентов, представленных на рынке. Промежуточный результат такой работы позволил выделить граничные критерии для фракционных песков и наметил стратегию по их внедрению. Дополнительным инструментом для выхода на опытные работы стало моделирование в расчетно-аналитическом программном обеспечении и прогноз добычи в гидродинамической модели.

**Результаты.** Оценка результатов исследований фракционного песка позволила определить критерии его применимости, а также сформировать требования к поставщикам продукции. Был разработан оценочный подход, который позволил производить расчеты потенциала замены доли пропанта на песок для любого геологического объекта. Для снижения рисков недостижения накопленной добычи выбрана стратегия поэтапного увеличения доли песка в опытных работах с длительным мониторингом работы скважин и сравнение результатов со скважинами окружения. На части объектов достигнута 30% доля замены керамического расклинивающего агента на фракционный песок без потери накопленной добычи, что стало высоким показателем применимости подхода и состоятельности изначально выдвинутой теории.

**Заключение.** Направление оптимизации стоимости гидроразрыва пласта с использованием фракционных песков стало эффективным решением для компании. При этом авторы отмечают, что кроме качества продукции важным и основополагающим элементом дальнейшего развития решения является её стоимость.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, фракционный песок, керамический пропант

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Чураков А.В., Пичугин М.Н., Гайнетдинов Р.Р., Старицин Д.А., Шель Е.В., Шаповаленко Н.А., Файзуллин И.Г., Ившин А.В., Чебыкин Н.В., Самойлов И.С. Фракционные пески — новые рычаги оптимизации ГРП. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):86–98. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-86-98

*Статья поступила в редакцию 01.09.2025*

*Принята к публикации 08.10.2025*

*Опубликована 26.12.2025*

## FRACTIONAL SANDS — NEW INSTRUMENT FOR HYDRAULIC FRACTURING OPTIMIZATION

**Artem V. Churakov\*, Maksim N. Pichugin, Ruslan R. Gaynetdinov, Dmitry A. Staritsin, Egor V. Shel,  
Nikita A. Shapovalenko, Ildar G. Fayzullin, Anatoliy V. Ivshin, Nikolay V. Chebykin, Ivan S. Samoylov**  
Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Background.** For maintain and increasing oil production, in modern world it is required to development of hard-to-recover reservoirs, at the same time costs of building wells are increasing and barrel price is at a low level. All of that leads oil Companies to find new solutions and optimize costs. In this article, the authors show one of direction for optimization hydraulic fracturing, where they saw the potential for partial replacement ceramic proppant agent to a cheaper option, fractional sand. The work demonstrates the entire process, from finding suitable materials and suppliers to conducting calculations in various simulation tools and launching experimental work.

**Materials and methods.** The paper describes the entire process of investigating relationships, from the initial idea to its implementation in practice. It gives a basic assessment of the choice of a solution based on the geological conditions at the development sites and the properties of available proppant agents. This work allowed identifying boundary criteria for fractional sand and outlining a strategy for its implementation. Computational modeling and analytical software, as well as production forecasting using a hydrodynamic model, became additional tools for experimental work.

**Results.** The evaluation of the results from the fractional sand research has allowed establishing the criteria for its use, as well as formulating requirements for product suppliers. A method for evaluating potential has been developed, which allows for calculating the possibility of replacing proppant with sand in any geological settings. To reduce the risk of failing to achieve the desired production level, a strategy has been chosen to gradually increase the proportion of sand used in experimental work, with long-term monitoring of well performance and comparison with other wells in the area. At some facilities, a 30% replacement of the ceramic proppant agent with fractional sand has been achieved without loss of production, which is a strong indicator of the effectiveness of the approach and validity of the initial theory.

**Conclusion.** The direction of optimizing the cost of hydraulic fracturing using fractional sand has become an effective solution for the company. At the same time, the authors note that, in addition to product quality, an important and fundamental element of further development of this solution is its cost.

**Keywords:** hydraulic fracturing (fracturing), fractional sands, ceramic proppant

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Churakov A.V., Pichugin M.N., Gaynetdinov R.R., Staritsin D.A., Shel E.V., Shapovalenko N.A., Fayzullin I.G., Ivshin A.V., Chebykin N.V., Samoylov I.S. Fractional sands — New instrument for hydraulic fracturing optimization. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):86–98. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-86-98>

*Manuscript received 01.09.2025*

*Accepted 08.10.2025*

*Published 26.12.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день наиболее популярными расклинивающими агентами в России и в мире являются керамические пропанты (гранулированные огнеупорные порошки высокой прочности, предназначенные для «закрепления» создаваемой трещины при гидравлическом разрыве пласта — ГРП). Исключительно важными для формирования качественной трещины ГРП являются свойства, отвечающие за прочность и проводимость формируемой в процессе закачки пропантной упаковки. Обращаясь к истории, стоит отметить, что с момента первого ГРП, выполненного в 1947 году с использованием обычного силикатного песка [1], в качестве расклинивающих агентов опробовано множество вариантов для закрепления трещины (от скорлупы орехов до специальных высокопрочных пропантов, созданных для работы в глубоких скважинах с высокими напряжениями в горных породах). Так, в 1950-х годах применялся песок, полученный на реке Арканзас, «белый» песок из залежи Saint Peter (Оттава, Иллинойс) и «коричневый» песок из залежи Hickory (Брэди, Техас). В 1960-х годах были экспериментальные работы со стеклянными шариками и скорлупой грецких орехов, а в 1970-х — песок с полимерным покрытием, покрываемый перед закачкой на месте проведения работ для предотвращения выноса частиц пропанта. Первый коммерческий ГРП с керамическим пропантом был выполнен в 1979 году. В 1980-х годах появляется песок, покрываемый полимерной оболочкой на производстве для усиления его прочностных свойств. «Упрочнение» позволяло использовать песок на геологических

объектах с более высокими напряжениями. В 1985 году были выполнены работы уже с облегченным керамическим пропантом. Таким образом, начиная с 1980-х годов, можно сказать, началась эра керамических расклинивающих агентов в сфере технологий гидроразрыва пласта. Начиная с 2000-х годов появляются новые веяния в производстве расклинивающих агентов, направленные на расширение функционала пропанта, такие как пропанты для транспортировки ингибитора солеотложений, ультралегкие (ULW — Ultra-light Weight Proppant) расклинивающие агенты [2], цилиндрические изделия и покрытия с различными встроенными в оболочку маркерами. Также повышается качество самой керамики в части прочностных характеристик, формы частиц и прочих характеристик.

**ДЛЯ ПОЛНОЦЕННОГО ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ ТРИЗ С НИЗКИМИ ФЭС, ПОДДЕРЖАНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ И СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ РАБОТ ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО АГЕНТА В ВИДЕ ФРАКЦИОННОГО КВАРЦЕВОГО ПЕСКА ВЗАМЕН КЕРАМИЧЕСКИХ ПРОПАНТОВ.**

Несмотря на развитие индустрии изготовления керамических пропантов, для многих зарубежных компаний песок остается наиболее часто используемым расклинивающим агентом благодаря своим экономическим преимуществам [1]. Стоит отметить, что для целей ГРП используется специально подготовленный и отсортированный

кварцевый песок с высоким содержанием кремния. В свою очередь, в условиях геологических объектов месторождений России наибольшее распространение получили среднепрочные пропанты (ISP — Intermediate Strength Proppant), представляющие собой керамические спекшиеся гранулы с различной, преобладающей основой (алюмосиликатные и магнезиально-кварцевые). В связи с повышением вовлеченности в разработку трудноизвлекаемых запасов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) себестоимость барреля существенно возросла из-за роста затрат на строительство скважин, увеличения количества стадий ГРП и привлекаемого оборудования. Концептуально изменился базовый подход к оценке затрат и получаемого на выходе результата. Для поддержания рентабельности строительства таких скважин инженеры сервисных и добывающих компаний стали искать пути оптимизации процесса, удержания и снижения стоимости на выполняемые работы. Одним из таких направлений в Группе компаний «Газпром нефть» стала работа по оптимизации затрат на расклинивающие агенты (а именно использование фракционного песка), о которой и пойдет речь далее в статье. Результатом представленной работы является концептуальный подход, учитывающий расчетно-теоретическую часть и практические результаты, полученные при опытно-промышленной эксплуатации (ОПИ). Эти данные впоследствии могут помочь другим добывающим компаниям избежать ошибок

и получить качественный результат при работе с альтернативными расклинивающими агентами (фракционным песком) и их комбинацией (пропант + песок).

## ТЕОРИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для того чтобы понять составляющую пропанта в стоимости работ при строительстве скважин необходимо обратиться к **рис. 1**, на котором условно схематически показана диаграмма распределения капитальных затрат. Стоит отметить, что стоимость ГРП в этом цикле составляет порядка 25%, при этом 8% — это затраты на расклинивающий агент. Направление снижения затрат на расклинивающий агент смотрится весьма эффективным рычагом снижения стоимости за счет использования более дешевых альтернативных материалов — фракционных песков.

Несмотря на потенциальное экономическое преимущество при работе с песком, зарубежные исследования [3] показывают, что в диапазоне эффективного напряжения от 6500 до 8000 psi (449 и 552 атм соответственно) керамический пропант демонстрирует в пять раз более высокую проводимость, чем кварцевый песок, и в 2–3 раза — чем полимерно-покрытый песок. Поэтому решение о переходе на фракционный песок в чистом виде является рискованным с точки зрения потери добычи из-за более низкой проводимости трещины ГРП. Кроме того, при раздавливании песок склонен к образованию



Рис. 1. Крупноблочное схематическое изображение затрат на строительства скважины. Составлено авторами  
Fig. 1. Large-block schematic representation of the costs of well construction. Prepared by the authors

мелких частиц «пыли» [4], что также будет способствовать ухудшению проводимости пропантной упаковки из-за закупоривания ими более крупных пор. Эта теория подтверждается данными зарубежных исследований [5], где проводилась оценка зависимости типа расклинивающего агента от эксплуатационных показателей скважин в центральном бассейне формации Баккен, по которым было установлено, что скважины, эксплуатируемые со 100% керамикой, превосходят скважины, использующие 100% песок или комбинацию песок/керамика. Авторы также отмечают, что начальная добыча в скважинах с песком аналогична скважинам с керамикой, но в скважинах с использованием песка средние кривые по дебиту показывают более быстрое падение во времени. Таким образом, для формирования стратегии по внедрению песка на геологических объектах Группы компаний «Газпром нефть» требовалась более детальная проработка рисков и поэтапная оценка эффекта от реализованных мероприятий.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Первоначальная «базовая» оценка мероприятий состояла из нескольких этапов, включающих в себя анализ потенциала применимости по горным геологическим условиям, а также свойствам фракционных песков, представленных (существующих) на рынке РФ. Во-первых, был проведен срез средних напряжений по каждому из основных геологических объектов компании (рис. 2), из которого следует, что большая часть (77%) объектов имеет давление смыкания в диапазоне

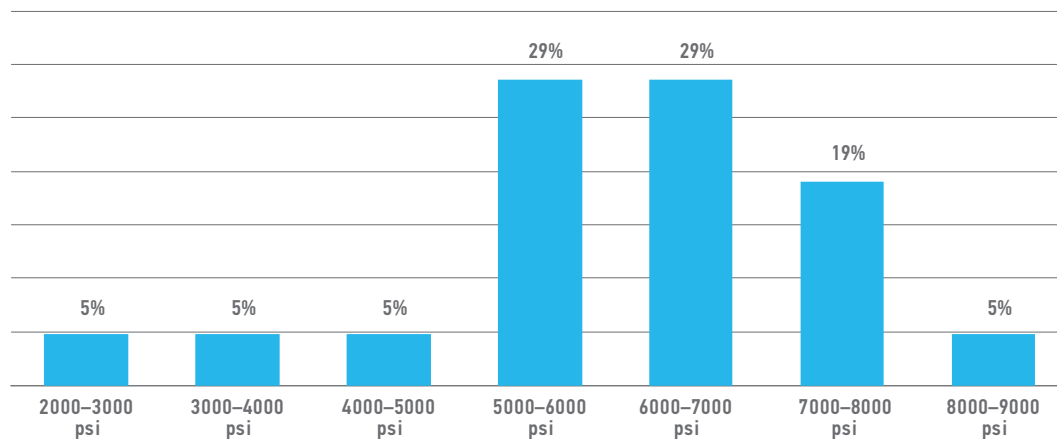
от 5000 до 8000 psi (345 и 552 атм соответственно).

Во-вторых, для оценки разницы свойств расклинивающих агентов были проведены испытания различных фракционных песков в сравнении с существующей керамикой (рис. 3, 4), которые подтвердили ранее описанный опыт зарубежных коллег. Более того, выяснилось, что песок, предлагаемый в РФ, имеет худшие свойства проводимости и сопротивления раздавливанию в сравнении с зарубежными аналогами.

Ещё больше неясности вносил тот факт, что в России нет критериев ГОСТ, регламентирующих свойства фракционных песков для гидроразрыва пласта, так как ранее не существовало такого запроса от бизнеса. Основные сферы применения песка были сосредоточены в лёгкой и тяжёлой промышленности, металлургии, стекольном производстве и строительстве, где критерии (требования) к материалам совершенно отличные от гидроразрыва пласта. Первичный анализ рынка потенциальных поставщиков, которые могли предоставить песок нужных фракций (в основном привезти в РФ) ещё до начала запуска опытных работ оценивался не более 10 компаний, тогда как уже через несколько лет этот список расширился практически до 50 локальных производителей и поставщиков.

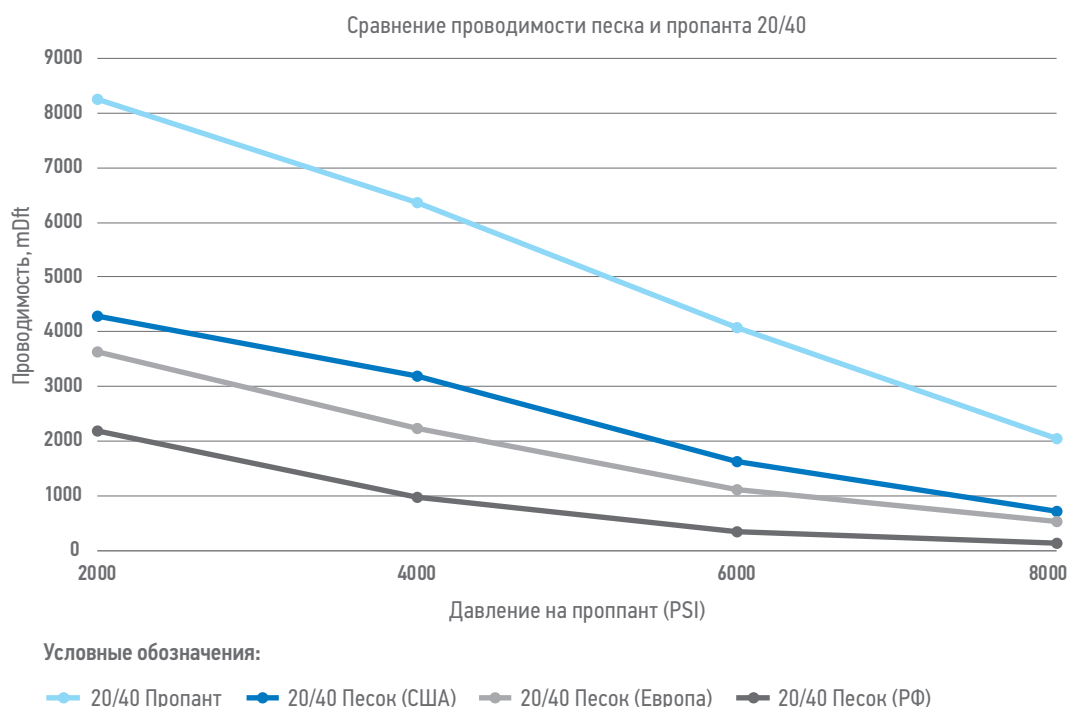
Третьим этапом подготовительных работ являлось моделирование свойств расклинивающих агентов в симуляторе ГРП и оценка полученных данных в ГДМ (гидродинамической модели). На этом этапе также оценивались граничные условия применимости песков для рассматриваемой группы геологических объектов.

Диапазон горных напряжений на месторождениях Группы компаний «Газпром нефть»

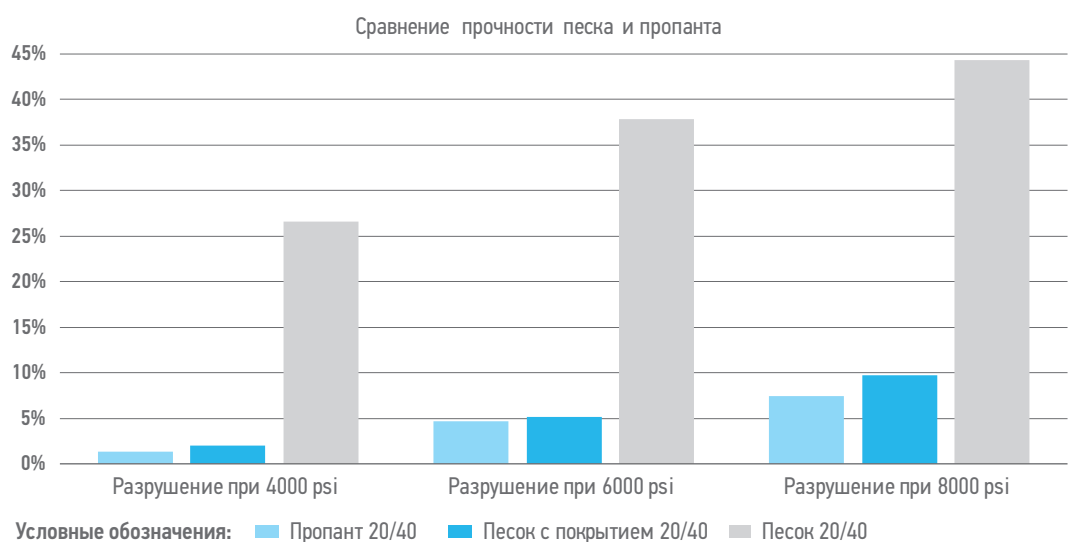


Условные обозначения: ■ Доля месторождений, приходящихся на заданный диапазон напряжений

Рис. 2. Область горных напряжений по основным объектам компании. Составлено авторами  
Fig. 2. Rock stress distribution of the main facilities of the Company. Prepared by the authors



**Рис. 3.** Сравнение проводимости фракционных песков с керамикой фракции 20/40. Составлено авторами  
**Fig. 3.** Comparison of proppant pack conductivity between sands and ceramic for fraction 20/40. Prepared by the authors



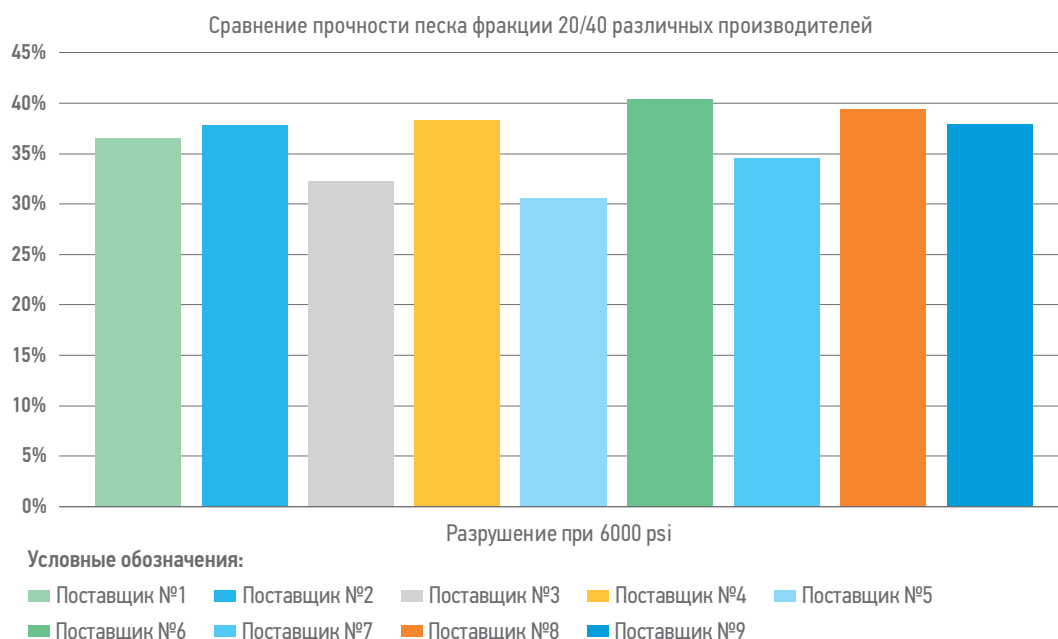
**Рис. 4.** Сравнение прочностных свойств песков с керамикой фракции 20/40. Составлено авторами  
**Fig. 4.** Strength comparison between sands and ceramic proppant for fraction 20/40. Prepared by the authors

## ОПИСАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ И ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

### ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ФРАКЦИОННЫХ ПЕСКОВ ДЛЯ ГРП

Несмотря на рост количества поставщиков кварцевого песка под запросы ГРП, вопросы к качеству продукции остались открыты, т.к. выяснилось, что не только свойства песка отличаются друг от друга, но и ощущается нехватка мощностей карьеров для покрытия растущих запросов рынка в направлении гидроразрыва пласта.

Для оценки потенциальных поставщиков, дальнейшего моделирования условий проведения ГРП и выведения базовых критериев для закупки перед проведением ОПР, был проведен обзор рынка, который включал в себя запрос образцов и проведение дальнейшего исследования песка. В качестве базовых методических документов авторы ориентировались на критерии, обозначенные в ГОСТ 51761 «Пропанты алюмосиликатные», ГОСТ 54571 «Пропанты магнизиально-кварцевые», ISO 13503-2 «Measurement of properties of proppants used in hydraulic

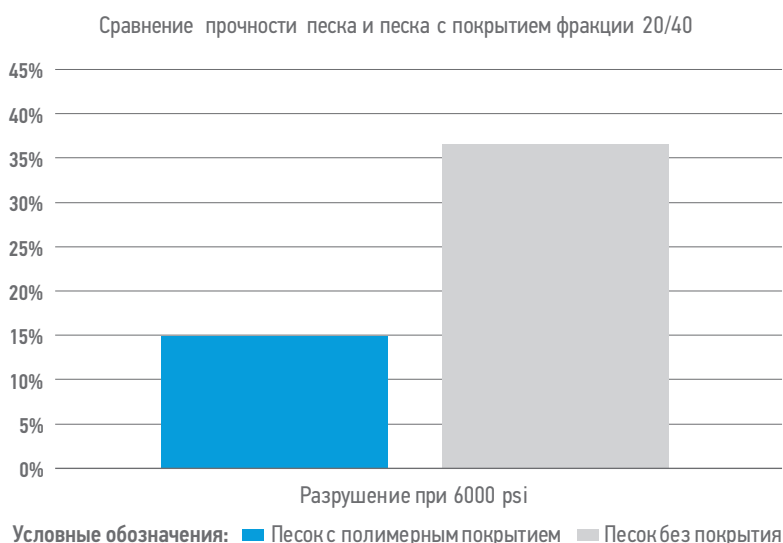


**Рис. 5.** Сравнение прочности песка фракции 20/40 при давлении 6000 psi (414 атм). Составлено авторами  
**Fig. 5.** Strength comparison for sands fraction 20/40 for pressure 6000 psi (414 atm). Prepared by the authors

fracturing and gravel-packing operations» и ISO 13503-5 «Procedures for measuring the long-term conductivity of proppants» и API RP 56 «Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations». Стоит отметить, что рекомендации API сформированы для условий основных поставщиков песка в США и с учетом значительно лучших прочностных свойств зарубежного расклинивающего агента не смогли выступить в качестве запрашиваемых критериев к поставщикам и производителям кварца в РФ.

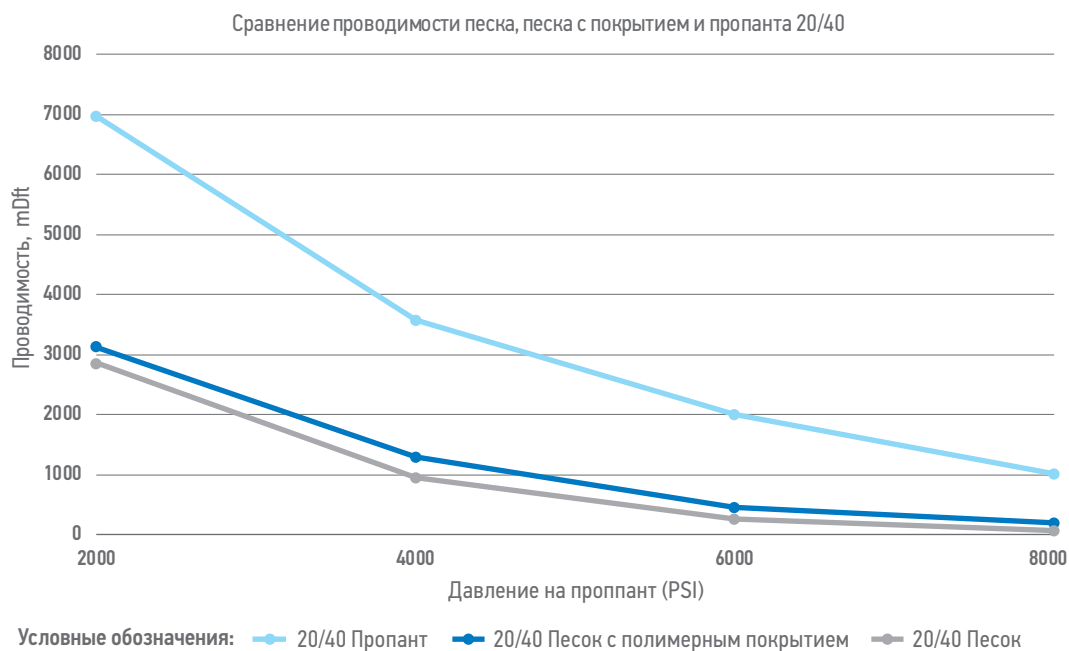
По результатам первичной оценки результатов исследований, проведенных в независимой лаборатории, стало понятно, что к слабым сторонам песка, существующего на рынке РФ, относятся их форма (в некоторых случаях образцы песка имели соотношение округлости и сферичности, близкие к показателю 0,5), прочностные характеристики (рис. 5) и качество фракционирования (в ряде случаев пробы песка 20/40 имели спектр до 20/50 и шире). Приведенный на рис. 5 график показывает, что для фракции песка 20/40 по различным производителям диапазон разрушения частиц при нагрузке 6000 psi (414 атм) находится в пределах от 31% до 40%, в то время как для керамики регламентируемое значение разрушенных частиц при 7500 psi (517 атм) составляет не более 7%. Запрос на исследования разрушения частиц песка при нагрузке 6000 psi (414 атм) связан с тем, что это значение является средним напряжением закрытия для 58% геологических объектов в компании. Ввиду полученных высоких значений разрушения частиц

при давлениях 6000 psi (414 атм) в дальнейшем, данное значение стало граничным критерием при выборе объектов для испытаний и тиражирования технологического решения, а критерием разрушения частиц стала отметка в 35%. В отличие от кварцевого песка, пески с полимерным покрытием показали хорошее значение в сопротивлении раздавливанию (рис. 6) за счет удерживающих свойств полимерной оболочки. Однако проходимость пропантной пачки в сравнении с керамическими расклинивающими агентами (рис. 7) отражает реальную картину, где

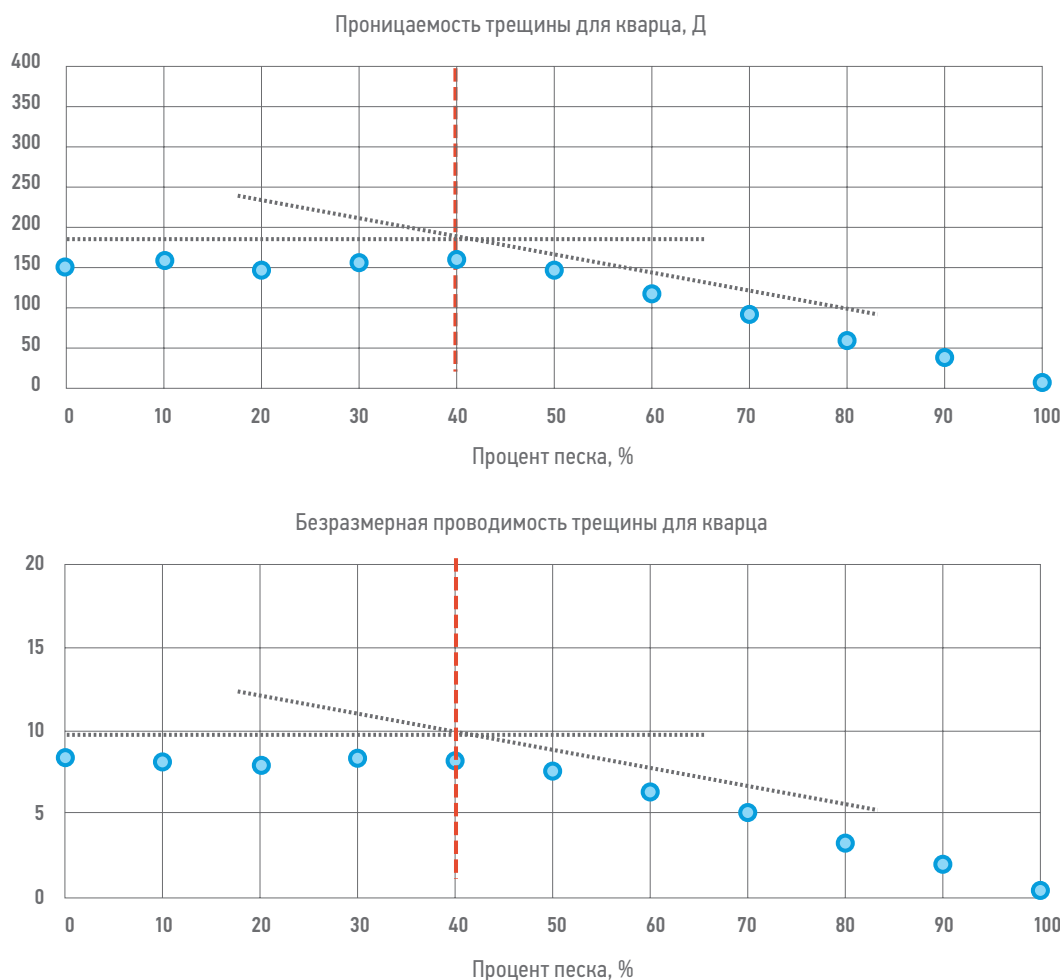


**Рис. 6.** Сравнение прочности песка и песка с полимерным покрытием фракции 20/40 при давлении 6000 psi (414 атм). Составлено авторами

**Fig. 6.** Strength comparison between sand and resin covered sand fraction 20/40 for pressure 6000 psi (414 atm). Prepared by the authors



**Рис. 7.** Сравнение проводимости песка, песка с покрытием и пропанта фракции 20/40. Составлено авторами  
**Fig. 7.** Conductivity comparison between sand, resin covered sand and ceramic proppant fraction 20/40.  
 Prepared by the authors



**Рис. 8.** Оценка проницаемости и безразмерной проводимости трещины для кварцевого песка фракции 20/40.  
 Составлено авторами  
**Fig. 8.** Evaluation of permeability and dimensionless fracture conductivity for quartz sand fraction 20/40. Prepared by the authors

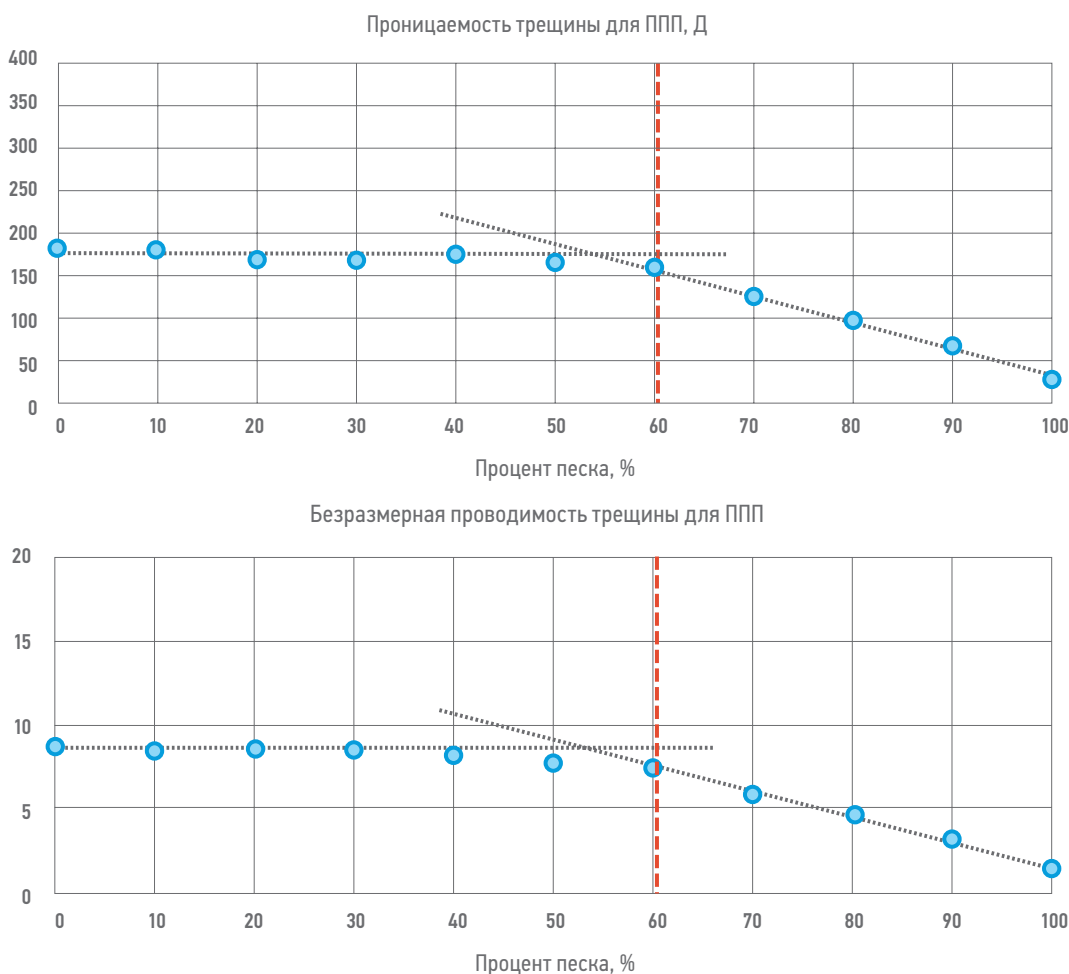
проводящие свойства песка с полимерным покрытием приближены к обычному песку.

### ОЦЕНКА РИСКОВ И ПОТЕНЦИАЛА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕСКА В КАЧЕСТВЕ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО АГЕНТА ПРИ ГРП

Сравнительная оценка свойств фракционного песка и керамического пропанта, представленных в РФ, подтвердила опасения и данные зарубежных исследований [4], связанные с риском недостижения по добыче углеводородов из-за худших характеристик кварца. Таким образом, в основу дальнейшего развития направления легла теория о «комбинированной» закачке песка на ранних этапах основного ГРП и керамики в качестве основной составляющей, формирующей высокопроводимое «тело» трещины. В качестве граничных условий применимости песка без покрытия были выбраны объекты с напряжением смыкания до 6000 psi (414 атм). Расчетно-аналитические решения состояли из двух этапов: а) моделирование в собственном симуляторе «Кибер

ГРП» трещины для каждого типа объекта с оценкой изменения свойств проницаемости и проводимости с увеличением доли песка в общей массе расклинивающего агента от 0 до 100%; б) оценка накопленной добычи для каждого из сценариев.

Реализация первой части оценки потенциала по замещению части керамики на песок и песок с полимерным покрытием (ППП) показала, что для выбранных условий основных геологических объектов усредненная проницаемость и безразмерная проводимость трещины начинает проявлять явную деградацию при достижении доли более 40% кварцевого песка (рис. 8) от общей массы расклинивающего агента на ГРП и порядка 50–60% для песка с покрытием (рис. 9). Разница в полученных результатах, как уже было показано ранее, связана с тем, что песок с полимерным покрытием имеет чуть лучшие показатели проводимости, чем обычный кварцевый. Из-за высокой хрупкости кварцевых частиц обычный песок без покрытия неприменим в классическом



**Рис. 9.** Оценка проницаемости и безразмерной проводимости трещины для песка с полимерным покрытием фракции 20/40. Составлено авторами

**Fig. 9.** Evaluation of permeability and dimensionless fracture conductivity for resin covered sand fraction 20/40. Prepared by the authors



подходе на объектах с АВПД (аномально высоким пластовым давлением). Для песка с полимерным покрытием, ограничивающим фактором могут стать высокие пластовые температуры (свыше 100°С) объектов

с АВПД, из-за потенциала её влияния на свойства оболочки [5]. Оценка накопленной добычи, выполненная в ГДМ для двух сценариев (рис. 10) подтвердила результаты по граничным

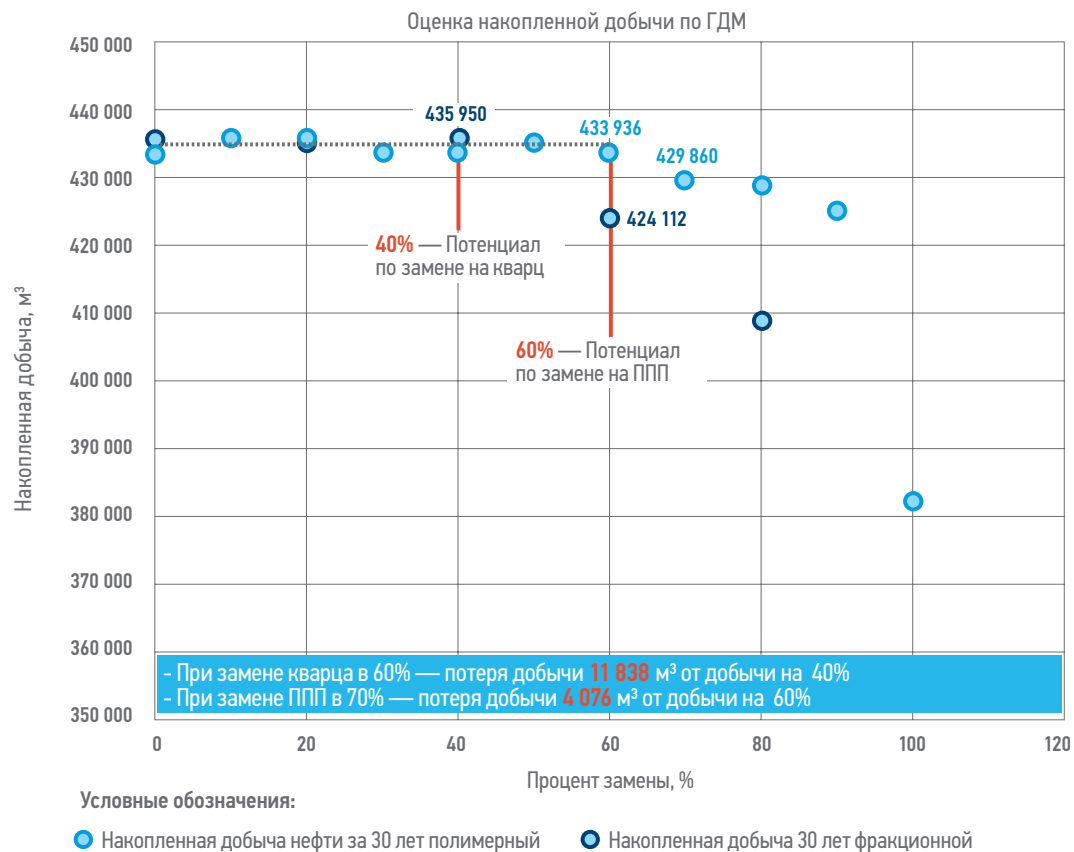


Рис. 10. Оценка накопленной добычи по ГДМ для песка и песка с покрытием. Составлено авторами  
Fig. 10. Estimation of accumulated well production using a hydrodynamic model for sand and resin covered sand. Prepared by the authors

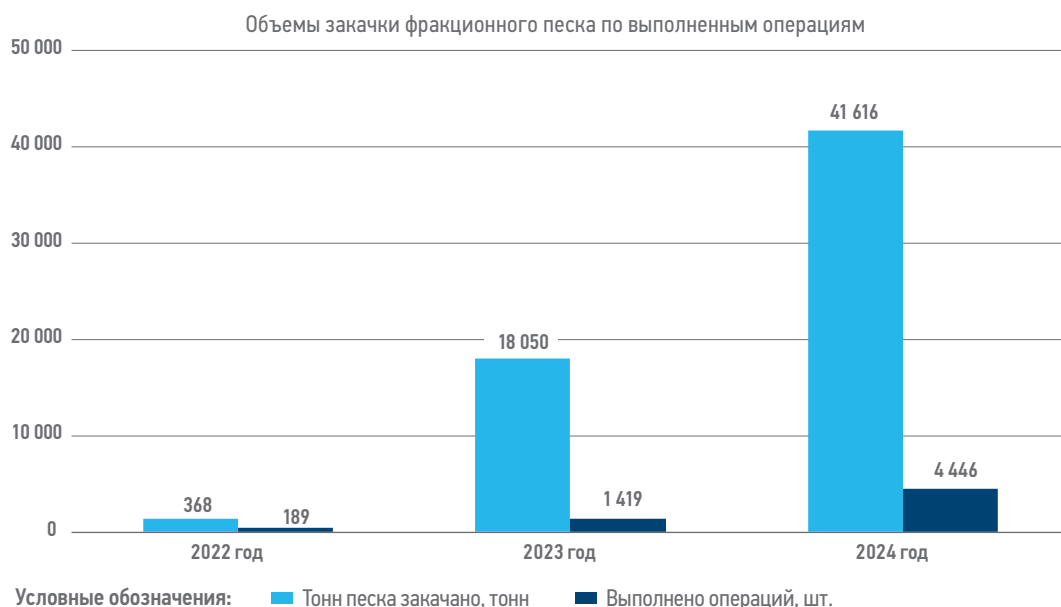


Рис. 11. Объемы закачки фракционного песка по выполненным операциям. Составлено авторами  
Fig. 11. The volume of sand injection by completed operations. Prepared by the authors

критериям, полученные ранее при моделировании. Так, для схемы с использованием обычного песка значительное падение наблюдается уже после его замещения 40% от общей массы керамики при выполнении ГРП, а для песка с покрытием этот показатель оценивается в 60%.

В процессе исследований был выявлен интересный факт, показывающий разницу между песком и песком с покрытием в накопленной добыче. Так, при замене 40% массы керамического пропанта кварцевым песком результат накопленной добычи был эквивалентен замене 60% в сценарии использования песка с полимерным покрытием. Стоит отметить, что сценарий использования в работах обычного песка (без покрытия) с долей замещения в 40% смотрелся более экономически эффективным при текущих сценариях закупки, чем использование ППП с заменой до 60%. Оценочные затраты на каждые 100 тонн массы расклинивающего агента показали снижение до 20% от первоначальной стоимости при реализации сценария замены 40% керамики на кварцевый песок до 10% для сценария замены 60% на песок с полимерным покрытием. Конечно, данный расчет носит только справочный характер, т.к. многое зависит от региона производства работ и предложения на рынке по текущим поставщикам (производителям) и должен быть просчитан для каждого случая индивидуально.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Для минимизации производственных рисков в компании выбрана стратегия поэтапного увеличения доли песка в опытных работах до достижения прогнозных значений с тиражированием подтвержденных (достигнутых) результатов. Дорожная карта включала в себя поэтапную разбивку с шагом замещения в 10% (10–20–30–40–...%) и последующим мониторингом запускных и накопленных параметров добычи скважин с ОПИ (опытно-промышленные испытания) в сравнении с соседними скважинами, выполненными по стандартной технологии. В 2022 году на основании проведенных исследований создан «опросный лист» и осуществлена первая закупка песка фракции 20/40 для проведения ОПИ в двух дочерних обществах компании.

На конец 2024 года количество операций ГРП, где использовался песок фракции 20/40, достигло 4 446 (рис. 11), а тиражируемая доля замещения керамики составила 30%. Сравнительная оценка эффективности работы скважин с фракционным песком (мониторинг запускового дебита и накопленной добычи) в сравнении со скважинами окружения, где использовался только керамический пропант показала, что замещение кварцем до 30% от общей массы расклинивающего агента не оказывает негативного влияния на показатели работы скважин (рис. 12).

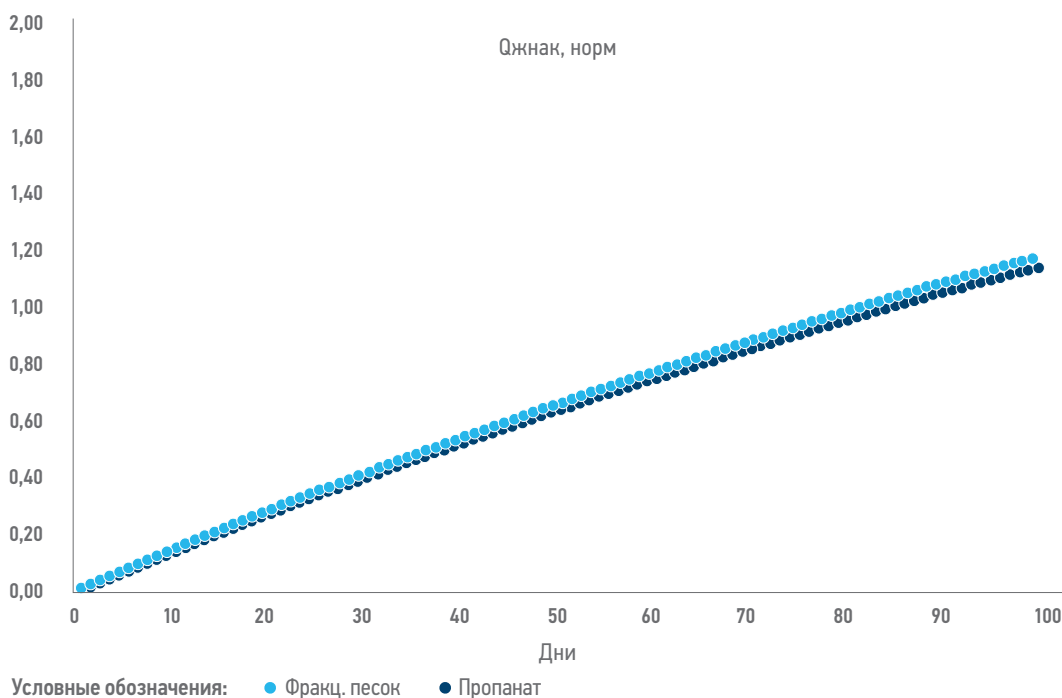


Рис. 12. Результаты мониторинга работы скважин с долей песка 30%. Составлено авторами  
Fig. 12. Monitoring results of wells cumulative production with 30% on sand replacement. Prepared by the authors

## ЗАКЛЮЧЕНИЯ И ВЫВОДЫ

Направление оптимизации стоимости ГРП с использованием фракционных песков стало эффективным решением для компании. Замена керамики до 30% с ростом количества операций дала существенную экономию без видимого влияния на показания накопленной добычи скважин в сравнении со скважинами окружения. Целевым ориентиром остается апробация решения замены керамического пропанта до 40% на объектах с напряжениями смыкания до 6000 psi (414 атм).

Стоит отметить, что с увеличением объемов потребления песка на внутреннем рынке наблюдается тенденция к ухудшению качества продукции (расширение спектра частиц и превышение граничного критерия разрушения), связанное с ограниченными ресурсами поставщиков, изначально заточенных под другие промышленные направления. Поэтому требуется поиск новых поставщиков, карьеров и усиленный контроль качества продукции.

Дополнительным, но важным критерием выбора решения о переходе на кварцевый песок является его стоимость. Как уже ранее было сказано в статье, самым важным и сильным преимуществом песка является его стоимость, т.к. по характеристикам

он все равно значительно уступает керамике. Поэтому важно всегда учитывать этот фактор при планировании работ и закупе материалов.

С точки зрения дальнейшего развития этого направления в компании запланированы ОПИ по технологии «Пульсовый ГРП» [6] на объектах с АВПД (аномально высоким пластовым давлением) и пластах с напряжениями смыкания, находящихся в верхней зоне (от 6000 до 8000 psi, или от 414 до 552 атм соответственно). Также, ввиду существующих ограничений рынка с точки зрения фракционирования частиц, запланированы опытные работы с кварцевым песком 40/70 с последующей оценкой применимости и экономическим эффектом от реализации данного решения.

Конечной целью данных работ авторы видят формирование матрицы применимости фракционного песка, а именно — эффективная (безопасная) доля замещения в зависимости от горно-геологических условий и температуры продуктивного коллектора, а также критериев к качеству продукции, подходящей для использования в этих условиях. Вторым ключом к успеху для достижения наилучшего эффекта остается стоимость песка, от которой в итоге и будет зависеть дальнейшее развитие данного направления.

## Список литературы

1. Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaitan A. Al-Muntasheri, Frank F. Chang, Leiming Li. A comprehensive review on proppant technologies // *Petroleum*. — March 2016. <https://www.sciencedirect.com/journal/petroleum>
2. Чураков А.В., Пичугин М.Н., Хасаншин Р.Н., Кушников И.В., Баркалов С.Ю., Файзуллин И.Г. Облегченные пропанты — перспективы и опыт применения в ГРП // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. — 2022. — Т. 7, № 1 (март). — С. 118–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-118-125>
3. Kurz B, Schmidt D., Cortese P. Investigation of Improved Conductivity and Proppant Application in the Bakken Formation. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference in the Woodlands, Texas, USA 4–6 February 2013. SPE-163849-MS. <https://doi.org/10.2118/163849-MS>
4. Muzzammil Shakeel, Waseem Abdulrazzaq, Osman Abdullatif, Mohammed Benaafi. Detailed Comparison of Processed Sand vs. Unprocessed Sand vs. High-Strength Proppant for Fracturing Applications // SPE-194924-MS. Bahrain, 18–21 March 2019. <https://doi.org/10.2118/194924-MS>
5. Flowers J.R., Guetta D.R., Stephenson C.J., Jeremie P., d'Arco N. A Statistical Study of Proppant Type vs. Well Performance in the Bakken Central Basin. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 4–6, 2014 // SPE-168618-MS. <https://doi.org/10.2118/168618-MS>
6. Hu K., Schmidt A., Barhaug J., Wong J., Tian J., Hall B.E. Sand, Resing-Coated jr Ceramic Proppant? The Effect of Different Proppants on the Long-Term Production of Bakken Shale Wells. Energy and Environmental Services // SPE-174816-MS. Texas, USA, 28–30 September 2015. <https://doi.org/10.2118/174816-MS>
7. Юдин А., Рахматуллин М., Садынова Д., Оленникова О., Федоров А., Миклин Ю., Берняев М., Новозелевский А. Применение локального кварцевого песка для проведения кластерного гидравлического разрыва. Опыт в Юрских коллекторах Уватского региона // SPE-196972-RU. <https://doi.org/10.2118/196972-MS>

## References

1. Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaitan A. Al-Muntasheri, Frank F. Chang, Leiming Li. A comprehensive review on proppant technologies *Petroleum*. March 2016. <https://www.sciencedirect.com/journal/petroleum>
2. Churakov A.V., Pichugin M.N., Khasanshin R.N., Kushnikov I.V., Barkalov S.Y., Fayzullin I.G. Ultra-light weight proppants — perspectives and experience of application in hydraulic fracturing. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2022, vol. 7, no. 1, pp. 118–125. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-118-125>
3. Kurz B, Schmidt D., Cortese P. Investigation of Improved Conductivity and Proppant Application in the Bakken Formation. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference in the Woodlands, Texas, USA 4–6 February 2013. SPE-163849-MS. <https://doi.org/10.2118/163849-MS>
4. Muzzammil Shakeel, Waseem Abdulrazzaq, Osman Abdullatif, Mohammed Benaafi. Detailed Comparison of Processed Sand vs. Unprocessed Sand vs. High-Strength Proppant for Fracturing Applications. SPE-194924-MS. Bahrain, 18–21 March 2019. <https://doi.org/10.2118/194924-MS>

5. Flowers J.R., Guetta D.R., Stephenson C.J., Jeremie P., d'Arco N. A Statistical Study of Proppant Type vs. Well Performance in the Bakken Central Basin. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 4–6, 2014. *SPE168618-MS*. <https://doi.org/10.2118/168618-MS>
6. Hu K., Schmidt A., Barhaug J., Wong J., Tian J., Hall B.E. Sand, Resing-Coated Jr Ceramic Proppant? The Effect of Different Proppants on the Long-Term Production of Bakken Shale Wells. Energy and Environmental Services. *SPE-174816-MS*. Texas, USA, 28–30 September 2015. <https://doi.org/10.2118/174816-MS>
7. Yudin A., Rakhmatullin M., Sadykova D., Olennikova O., Fedorov A., Miklin Y., Bernyaev M., Kovalevskiy A.. Local-Sand-Enabled Channel Fracturing. Case Study from Jurassic Formations in Uvat Region. *SPE196972-RU*. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/196972-MS>

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.В. Чураков** — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**М.Н. Пичугин** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Р.Р. Гайнетдинов** — провел редактирование рукописи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Д.А. Старицин** — провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Е.В. Шель** — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.А. Шаповаленко** — осуществил сбор и анализ данных, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**И.Г. Файзуллин** — разработал концепцию статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы

**А.В. Ившин** — осуществил сбор данных, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Н.В. Чебыкин** — осуществил сбор данных, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**И.С. Самойлов** — осуществил сбор данных, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Artem V. Churakov** — developed the concept of the article, edited the manuscript, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Maksim N. Pichugin** — developed the concept of article, prepared text of article, approved published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of work.

**Ruslan R. Gaynetdinov** — edited the manuscript, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Dmitry A. Staritsin** — edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Egor V. Shel** — developed the concept of the article, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Nikita A. Shapovalenko** — collected and analyzed data, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Ildar G. Fayzullin** — developed the concept of the article, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Anatoliy V. Ivshin** — collected data, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Nikolay V. Chebykin** — collected data, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

**Ivan S. Samoylov** — collected data, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Артём Владимирович Чураков\*** — руководитель центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»  
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Почтамтская, д. 3–5.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Максим Николаевич Пичугин** — руководитель направления центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

**Руслан Рамильевич Гайнетдинов** — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

**Дмитрий Андреевич Старицин** — руководитель программ развития технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

**Егор Владимирович Шель** — руководитель программ цифровизации и IT инструментов ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

**Никита Александрович Шаповаленко** — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

**Ильдар Гаязович Файзуллин** — директор программ по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

**Анатолий Владимирович Ившин** — руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

**Николай Владимирович Чебыкин** — руководитель программы проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

**Иван Сергеевич Самойлов** — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

**Artem V. Churakov\*** — Head of the Fracturing Competence Center, Gazprom нефт company group  
3–5, Pochtamtskaya str., 190121,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Maksim N. Pichugin** — Leader of direction, Gazprom нефт company group

**Ruslan R. Gaynetdinov** — Leader of direction, Gazprom нефт company group

**Dmitry A. Staritsin** — Leader of Hydraulic Fracturing Technology Development Programs, Gazprom нефт company group

**Egor V. Shel** — Head of Digitalization programs and IT Tools for Hydraulic Fracturing, Gazprom нефт company group

**Nikita A. Shapovalenko** — Head specialist, Gazprom нефт company group

**Ildar G. Fayzullin** — Director of Hydraulic Fracturing Technology Development Programs, Gazprom нефт company group

**Anatoliy V. Ivshin** — Project manager, Gazprom нефт company group

**Nikolay V. Chebykin** — Project manager, Gazprom нефт company group

**Ivan S. Samoylov** — Leader of direction, Gazprom нефт company group

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author