

УДК 622.276.66

ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КВАРЦЕВОГО ПЕСКА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА КОЛЛЕКТОРАХ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

В. А. КЛИМОВИЧ¹, В. Д. ПОРОШИН²

¹РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

²«Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Аннотация. В настоящее время основные сложности в нефтяной отрасли большинства нефтегазодобывающих регионов связаны с высокой выработкой ресурсной базы, ростом обводненности продукции, а также с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, связанных с низкопроницаемыми коллекторами. В таких условиях гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из основных методов повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, а также повышения нефтеотдачи пластов. В Республике Беларусь ГРП активно применяется для интенсификации притока пластового флюида на нефтяных залежах с традиционным и нетрадиционным типом коллекторов. При применении данного метода используются дорогостоящие материалы, в том числе расклинивающие агенты, такие как керамические проппанты. С увеличением количества и сложности проводимых ГРП происходит и рост затрат на освоение скважин. Одним из методов снижения стоимости ГРП является замена дорогостоящего проппанта на альтернативный расклинивающий материал – кварцевый песок. В данной статье рассмотрены результаты лабораторных исследований кварцевого песка и приведены результаты моделирования использования различных вариаций соотношения проппант–песок при проведении ГРП на месторождениях Припятского прогиба.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, кварцевый песок, проппант, традиционный коллектор, проводимость трещин.

Для цитирования. Климович, В. А. Оценка целесообразности применения кварцевого песка при проведении гидроразрыва пласта на коллекторах Республики Беларусь / В. А. Климович, В. Д. Порошин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 41–51.

ASSESSMENT OF THE FEASIBILITY OF USING QUARTZ SAND FOR HYDRAULIC FRACTURING IN RESERVOIRS OF THE REPUBLIC OF BELARUS

V. A. KLIMOVICH¹, V. D. POROSHIN²

¹RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel

²Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

Annotation. Currently, the main difficulties in the oil industry in most oil and gas producing regions are related to the high development of the resource base, an increase in the water cut of products, as well as an increase in the share of hard-to-recover reserves associated with low-permeability reservoirs. Under such conditions, hydraulic fracturing is one of the main methods for increasing the productivity of producing and injecting wells, as well as increasing oil recovery. In the Republic of Belarus, hydraulic fracturing is actively used to intensify the flow of reservoir fluid in oil deposits with traditional and non-traditional reservoirs. When applying this method, expensive materials are used, including proppant agents such as ceramic proppants. As the number and complexity of hydraulic fracturing increases, so does the cost of well development. One of the methods to reduce the cost of hydraulic fracturing is to replace expensive proppant with an alternative proppant material-quartz sand. This article reviews the results of laboratory studies of quartz sand and presents the results of modeling the use of various variations in the proppant–sand ratio during hydraulic fracturing in the Pripyat trough deposits.

Keywords: hydraulic fracturing, quartz sand, proppant, traditional reservoir, crack conductivity.

For citation. Klimovich V. A., Poroshin V. D. Assessment of the feasibility of using quartz sand for hydraulic fracturing in reservoirs of the Republic of Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 41–51 (in Russian).

Введение. В условиях роста доли трудноизвлекаемых запасов, преимущественно-го строительства горизонтальных скважин с последующим освоением по технологии многостадийного ГРП происходит существенный рост количества операций по ГРП. В связи с этим остро стоит вопрос об оптимизации затрат на проводимую интенсификацию [1]. Одним из методов сокращения стоимости проведения данного вида работ является замена дорогостоящего керамического проппанта на более дешевый кварцевый песок. В статье Л. Ж. Окаме Нгонди и В. П. Телкова описывается исследование по определению оптимального типа расклинивающего агента при проведении ГРП. По результатам моделирования наилучшей проводимостью обладает проппантная упаковка. Однако проводимость комбинированной упаковки (20 % песка и 80 % проппанта) отличается от проппантной всего на 8,4 %, что делает оптимальным данный вариант для использования в условиях экономических ограничений [2].

В рамках данной статьи сделана попытка научно обоснованно показать возможность замены части проппанта расклинивающим агентом природного происхождения – кварцевым песком, обладающим определенными физико-механическими свойствами. На основании проведенной серии экспериментов по определению долговременной проводимости песчаной упаковки при различных давлениях смыкания выделены геологические критерии применимости предложенного подхода для условий Припятского прогиба. Путем моделирования в программном симуляторе ГРП FracPro определено влияние различного соотношения песок–проппант на потенциальный дебит скважин.

Цель работы. Исследование механических свойств кварцевых песков, анализ потенциального дебита скважин путем моделирования в симуляторе ГРП – FracPro при различных соотношениях песок–проппант для каждой залежи-кандидата для внедрения кварцевых песков.

Материалы и методика проведения исследований. Лабораторное изучение механических свойств кварцевых песков, исследование долговременной проводимости песчаной/проппантной пачки, численное моделирование физических процессов.

Описание работы. Одной из составляющих эффективности выполненных работ по ГРП является качество крепления образовавшейся при гидроразрыве трещины [3]. Расклинивающий агент позволяет трещине не сомкнуться после снятия давления и обеспечивает приток пластового флюида к забою добывающих скважин. Поэтому качество расклинивающего материала играет важную роль в итоговой эффективности работ.

Для определения возможности применения кварцевых песков в качестве альтернативного расклинивающего агента при проведении ГРП были выполнены лабораторные исследования механических свойств кварцевых песков и их сравнение со свойствами керамических проппантов. Стоит отметить, что одной из проблем при проведении ГРП является существенное снижение дебита продукции скважин спустя месяцы работы из-за снижения проводимости проппантной упаковки [4]. В связи с этим наряду с лабораторными исследованиями механических свойств расклинивающих агентов были проведены исследования по определению долговременной проводимости пачек проппанта и кварцевого песка. В качестве лабораторных образцов использовались керамические проппанты зарубежных производителей и кварцевый песок собственного производства ПУ «БелКварц» фракций 20/40 и 30/50, как наиболее часто применяемых при проведении ГРП на месторождениях Республики Беларусь.

Важными механическими свойствами расклинивающих агентов, по которым происходит оценка качества материала, являются массовая доля гранул основной

фракции, сферичность и округлость. По этим характеристикам были проанализированы образцы (табл. 1).

Таблица 1. Основные физико-механические свойства кварцевых песков и керамических пропантов

Table 1. Main physical and mechanical properties of quartz sand and ceramic proppants

Наименование показателей/расклинивающий агент	Песок 20/40	Проппант 20/40	Песок 30/50	Проппант 30/50
Насыпная плотность, г/см ³	1,54	1,58	1,55	1,59
Массовая доля гранул основной фракции, %	94,32	95	91,65	94,86
Сферичность	0,7	0,8	0,7	0,8
Округлость	0,8	0,8	0,8	0,8
Истинная плотность, г/см ³ , не более	2,41	2,82	2,48	3

Как показано в табл. 1, массовая доля основной фракции для кварцевого песка фракции 20/40 составляет 94,32 %, для пропанта аналогичной фракции – 95 %, для кварцевого песка фракции 30/50 – 91,65 %, для керамических пропантов фракции 30/50 – 94,86 %. Сферичность для кварцевых песков составляет 0,7, для пропантов – 0,8. Округлость для всех образцов составляет 0,8. Таким образом, по основным показателям первичной оценки качества кварцевые пески отличаются несущественно от керамических пропантов соответствующих фракций и удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к расклинивающим агентам в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

Следующим важным этапом изучения механических свойств расклинивающих агентов стало исследование на сопротивление раздавливанию (краш-тест). Данные исследования проводили при давлениях 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 68,9 МПа. Полученные результаты приведены на рис. 1.

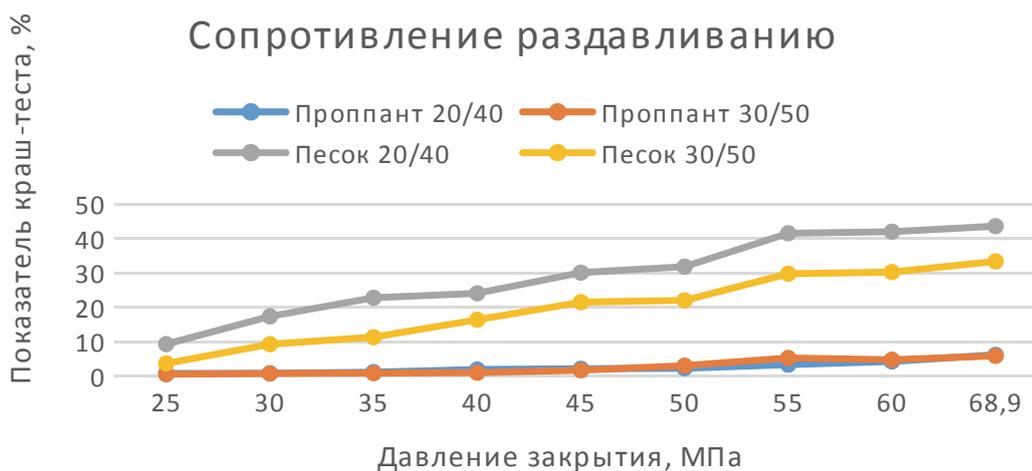


Рис. 1. Оценка сопротивлению раздавливанию керамического пропанта и песка фракций 20/40 и 30/50

Fig. 1. Evaluation of crushing resistance of ceramic proppant and sand of fractions 20/40 and 30/50

Как видно из графиков, значение сопротивления раздавливанию для керамических проппантов на всем интервале исследований растет не более 6 %. Для кварцевых песков при достижении давления в 30 МПа показатель краш-теста достигает 9 % (фракция песка 30/50) и 17 % (фракция 20/40). С ростом давления доля разрушенных частиц резко возрастает и достигает значений ~ 30 % для фракции 30/50 и ~ 40 % для фракции 20/40. Интенсивное разрушение частиц песка более крупной фракции вызвано большим средним размером зерна: чем больше размер зерна, тем меньшее давление может выдержать данное зерно расклинивающего агента при прочих равных условиях [5]. Исходя из вышеизложенного, керамические проппанты являются более устойчивыми к высоким давлениям смыкания, однако при давлениях до 40 МПа доля разрушенных частиц кварцевого песка < 25 %.

Как было описано выше, одна из проблем при проведении ГРП заключается в существенном снижении дебита продукции скважин спустя месяцы работы из-за снижения проводимости проппантной упаковки. В связи с этим далее были выполнены лабораторные исследования по определению долговременной проводимости пачек расклинивающих агентов при давлениях 6,9, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 68,9 МПа. Результаты исследований представлены на рис. 2.

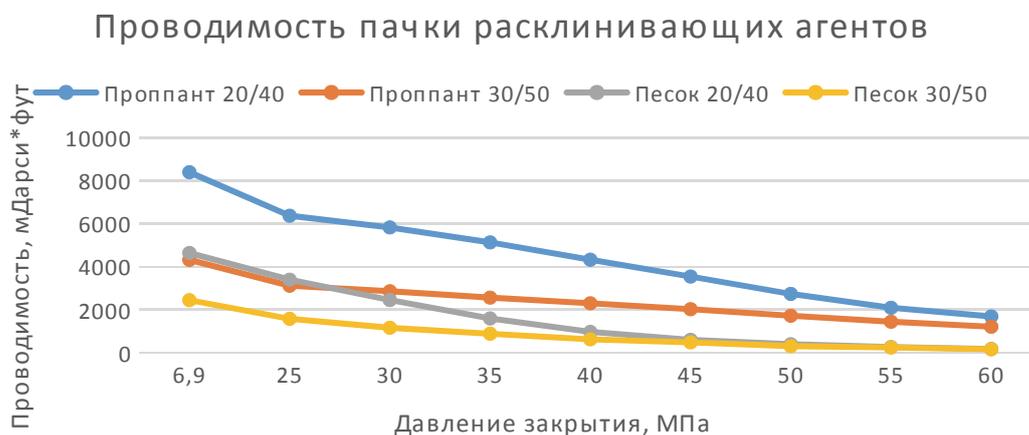


Рис. 2. Оценка проводимости проппантной и песчаной пачки фракций 20/40 и 30/50

Fig. 2. Evaluation of the conductivity of proppant and sand packs of fractions 20/40 and 30/50

Как видно из графика, наилучшей проводимостью обладает проппантная упаковка фракции 20/40. Также до давлений ~ 26 МПа проводимость проппантной упаковки проппанта фракции 30/50 и кварцевого песка 20/40 находится на одном уровне, однако с ростом давления, проводимость упаковки из кварцевого песка существенно снижается по сравнению с проводимостью проппанта 30/50. Наихудшей проводимостью обладает упаковка из кварцевого песка фракции 30/50. Стоит отметить, что при давлениях выше 45 МПа проводимость песчаной упаковки фракций 30/50 и 20/40 практически одинакова. Это говорит о том, что при достижении высоких давлений частицы песка более крупной фракции разрушаются интенсивнее и закупоривают фильтрационные каналы песчаной упаковки, вследствие чего проводимость снижается. Таким образом, исходя из данного графика, можно сделать предположение о возможной замене керамического проппанта фракции 30/50 на кварцевый песок фракции 20/40 при проведении ГРП на месторождениях (залежах), где давление смыкания составляет до 26 МПа. Также не рекомендуется использование кварцевого песка фракции 20/40 при давлении смыкания выше 45 МПа.

Как показали вышеописанные лабораторные исследования расклинивающих материалов, исследования других авторов [6], кварцевые пески обладают более низкими механическими свойствами и более низкой проводимостью песчаной упаковки по сравнению с керамическими проппантами соответствующих фракций. Для более наглядного представления о снижении проводящих параметров трещин рассчитан процент снижения проводимости при замене керамического проппанта на песок соответствующих фракций (табл. 2).

Как видно из табл. 2, при давлении смыкания 25 МПа проводимость песчаной упаковки хуже проппантной на 47 % для фракции 20/40 и на 49 % для фракции 30/50. А при давлении смыкания выше 45 МПа снижение проводимости песчаной упаковки для фракции 20/40 составляет 83 %, для фракции 30/50 – 76 %. Стоит также отметить, что лабораторные исследования не способны в полной мере учитывать фактические пластовые условия залежей, поэтому полученные данные по долговременной проводимости проппантной/песчаной упаковки могут существенно отличаться от фактической проводимости трещины. Также при увеличении матричной проницаемости коллекторов увеличиваются и требования к проницаемости упаковки (должна быть кратно выше, для обеспечения притока пластового флюида к забою добывающей скважины).

Таблица 2. Степень снижения проводимости упаковки трещины при замене проппанта на песок

Table 2. The degree of reduction in fracture packing conductivity when replacing proppant with sand

Давление закрытия, МПа	Песок 20/40, %	Песок 30/50, %
6,9	45	43
25	47	49
30	58	59
35	69	66
40	78	73
45	83	76
50	86	83
55	88	83
60	90	87

Поэтому для внедрения кварцевых песков в качестве альтернативных расклинивающих агентов при ГРП необходимо путем моделирования определить оптимальное соотношение проппант–песок, при котором добычные параметры скважины будут изменяться незначительно для залежей традиционного типа Припятского прогиба и будет достигнута рентабельность за счет экономии на закупке проппанта.

Так, на начальном этапе внедрения кварцевых песков для ГРП было принято решение об использовании его при освоении низкопроницаемых коллекторов I–III пачек петриковского горизонта Речицкого месторождения [7]. Для данной залежи характерны средние давления смыкания около 30–35 МПа. Эту залежь активно разрабатывают бурением горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного ГРП (количество стадий 25–34). Фактическая доля кварцевого песка в общей массе расклинивающих материалов при ГРП достигает 80 % (рис. 3).

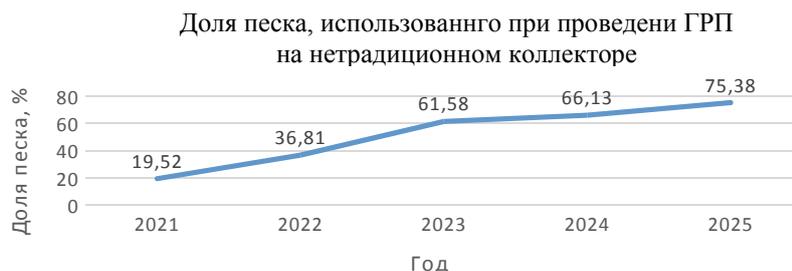


Рис. 3. Динамика использования кварцевого песка при проведении ГРП на белорусских залежах с нетрадиционными коллекторами

Fig. 3. Dynamics of quartz sand use in hydraulic fracturing at Belarusian deposits with unconventional reservoirs

Положительный опыт применения кварцевых песков при проведении ГРП на скважинах I–III пачек петриковского горизонта Речицкого месторождения привел к постепенному внедрению кварцевых песков при проведении ГРП на коллекторах с другими пластовыми условиями. Данные залежи характеризуются более высокими значениями давления смыкания (табл. 3).

Таблица 3. Пластовые условия залежей коллекторов традиционного типа

Table 3. Reservoir conditions of traditional reservoir deposits

Месторождение	Пласт	Среднее давление смыкания, МПа	Пористость, %	Вязкость пластового флюида, мПа·с	Температура пласта, °С	Пластовое давление, МПа
Вишанское	el-zd_Iб	32,6	8,6	21,21	56	33,7
Вишанскон	el-zd_IIб	38,2	9	8,56	56	32,2
С-Домановичское	zd	36,3	6,7	2,547	53	31,27
Речицкое	zd_IVп	32,3	9,2	5,244	55,8	26,8
Речицкое	zd_VII–IXп	29,7	9,7	3,98	56,9	27,6
Речицкое	vr	48,2	6,6	1,282	64	27,9
Мармовичское	el	48,1	7,5	2,7	59	33,9

Среднее давление смыкания получено по результатам анализа мини-ГРП при проведении ГРП на скважинах, соответствующих этим залежам.

Как описывалось выше, основными проблемами применения кварцевого песка при проведении ГРП являются его низкие показатели сопротивления раздавливанию и проводимости песчаной упаковки по сравнению с проппантом соответствующих фракций. Поэтому оптимальным решением для оптимизации затрат на проведение ГРП будет замена только части проппанта на кварцевый песок. Доля кварцевого песка от суммарной массы расклинивающего материала будет различной для каждой залежи в зависимости от ее пластовых условий. Фактическая доля использования песка при проведении ГРП на залежах с традиционным типом коллектора колеблется от 10 до 50 %. Для определения оптимального соотношения проппант–песок для конкретных горно-геологических условий необходимо проанализировать работу скважин в послеоперационный период (дебит скважин по жидкости/по нефти, накопленная добыча жидкости/нефти за шесть месяцев работы после ГРП). Данных по скважинам,

где доля кварцевых песков при проведении ГРП составляет > 30 %, пока недостаточно для детального анализа работы в силу ограниченной выборки: по отдельным залежам выполнено менее 3-х скважин с различным соотношением проппант–песок, а по залежам, где выборка составляет более 3-х скважин, длительность работы составляет менее шести месяцев. Получение дополнительной информации по работе этих объектов в дальнейшем может стать основой более глубокого исследования.

Поэтому на данном этапе для определения оптимального соотношения проппант–песок будет выполнено моделирование в программном симуляторе FracPro для пластовых условий каждой залежи, на которой происходит внедрение песка с использованием физико-механических данных расклинивающих агентов, полученных при лабораторных испытаниях.

Для каждой залежи был подобран дизайн-проект с фактическими данными после проведения ГРП (откалиброванная модель). Затем в него внесли данные лабораторных исследований керамических проппантов и кварцевых песков. Для каждого опыта создан одинаковый типичный график закачки с одной фракцией расклинивающего агента, где изменялось только соотношение проппант–песок (0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100 % песка). Далее через программный модуль FracPro «Анализ добычи» получены модельные параметры работы скважин в течение 180 дней. Итоговым параметром для сравнения работы скважин стало процентное изменение накопленной добычи по сравнению с базовым (чисто проппантным) графиком закачки.

Результаты моделирования приведены в табл. 4.

Таблица 4. Снижение накопленной добычи нефти, %, от применения песка в качестве ПА по результатам моделирования

Table 4. Reduction in cumulative oil production, %, from the use of sand as a PA based on modeling results

Доля песка, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
el-zd_I блок, Вишанское н. м.											
20/40	0	0	0	0	0	1	2	3	4	7	10
30/50	0	0	0	0	1	2	3	5	8	14	25
el-zd_II блок, Вишанское н. м.											
20/40	0	0	0	0	0	0	1	1	3	6	11
30/50	0	0	0	0	0	1	1	3	6	13	45
zd, С-Домановичское н. м.											
20/40	0	0	0	0	0	0	0	1	2	5	10
30/50	0	0	0	0	1	3	5	7	12	18	28
zd_IV пачка, Речицкое н. м.											
20/40	0	0	0	1	1	2	3	5	7	10	15
30/50	0	0	0	1	2	4	6	10	15	21	30
zd_VII-IX пачка, Речицкое н. м.											
20/40	0	0	0	1	1	2	3	4	6	9	12
30/50	0	0	0	1	2	3	5	8	13	19	28
vr, Речицкое н. м.											
20/40	0	1	2	3	6	9	13	19	27	37	50
30/50	0	0	0	1	3	5	9	15	23	34	49
el, Мармовичское н. м.											
20/40	0	0	0	1	2	4	8	13	20	30	46
30/50	0	0	1	2	4	6	11	16	25	37	53

Как видно из табл. 4, снижение накопленной добычи при различных соотношениях проппант–песок для каждой залежи происходит по-разному, так как на этот параметр влияют давление смыкания, пористость, вязкость пластового флюида и т. д.

Для большинства залежей при 100%-ной замене проппанта на песок соответствующей фракции более существенное снижение накопленной добычи происходит при замене фракции 30/50. Это может быть связано с тем, что упаковка фракции 20/40 обладает лучшими фильтрационными свойствами и песчаная упаковка обеспечивает необходимую проводимость трещины для условий данных залежей.

Однако для залежей, где давление смыкания выше 45 МПа (воронежская залежь Речицкого месторождения и елецкая залежь Мармовичского месторождения), наблюдается практически одинаковая потеря накопленной добычи при полной замене проппанта на песок фракций 30/50 и 20/40. Это может быть связано с тем, что при высоких давлениях смыкания крупные частицы подвержены большему разрушению, чем более мелкие. Как уже отмечалось выше, разрушенные частицы песка закупоривают фильтрационные каналы и проводимость трещин снижается. Полученные данные моделирования подтверждают проведенные лабораторные исследования (рис. 2).

Стоит также отметить, что при увеличении давления смыкания снижение накопленной добычи при 100%-ной замене проппанта на кварцевый песок также возрастает (рис. 4).

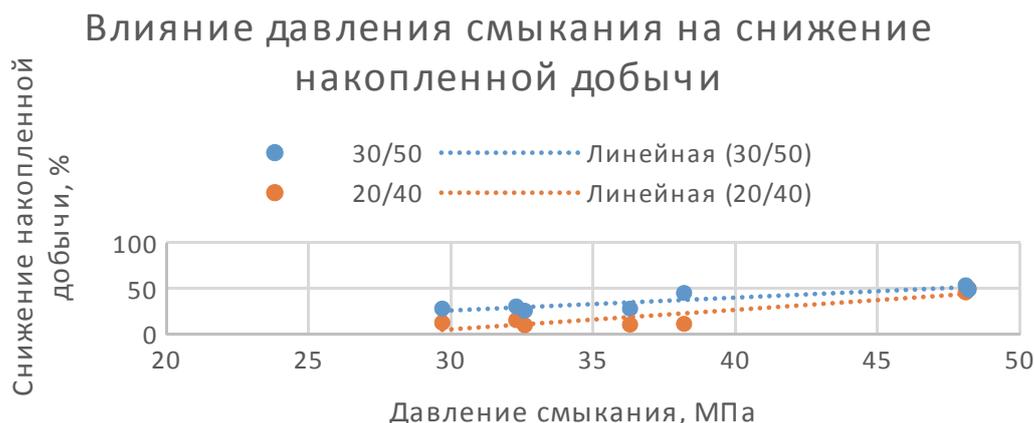


Рис. 4. Влияние давления смыкания на изменение накопленной добычи при полной замене проппанта на песок

Fig. 4. The influence of closing pressure on the change in cumulative production with complete replacement of proppant with sand

Следует отметить, что на данном графике выделяются две точки при давлении смыкания 36,3 и 38,2 для песка фракции 20/40, где значение накопленной добычи выделяется на фоне общего тренда. Это может быть связано с тем, что проводящих характеристик песка достаточно для условий данных залежей (задонская залежь С-Домановичского месторождения, елецкая залежь II блока Вишанского месторождения). Однако при последующем увеличении давления смыкания происходит резкое снижение накопленной добычи. В дальнейшем после уточнения полученных моделей необходимо провести моделирование для залежей с давлением смыкания выше 38, для определения возможной точки перегиба.

Значение доли песка в общей массе расклинивающих агентов при увеличении давления смыкания оказывает большее влияние. Так, для фракции 30/50 при давлении смыкания 33 МПа накопленная добыча начинает снижаться при доле песка 40 %,

а при давлении смыкания 48,1 МПа – при доле песка 20 %. Для фракции 20/40 при давлении смыкания 29,7 МПа накопленная добыча начинает снижаться при доле песка 30 %, при давлении смыкания 48,1 МПа – при доле песка 20 % (рис. 5).



Рис. 5. Влияние давления смыкания на соотношение проппант–песок, при котором начинается снижение накопленной добычи

Fig. 5. The effect of closing pressure on the proppant-to-sand ratio at which cumulative production begins to decline

Таким образом, согласно данным моделирования, для елецко-задонской залежи Вишанского месторождения доля песка, при которой начинается снижение накопленной добычи, составляет 40–50 % для фракций 30/50 и 20/40. Наиболее критичным является доля кварцевого песка выше 80 % для фракции 30/50, когда происходит резкое снижение накопленной добычи.

Для задонской залежи С-Домановичского месторождения характерно медленное снижение накопленной добычи при увеличении доли кварцевого песка фракции 20/40 и достигает 10 % при полной замене керамического проппанта. При замене фракции 30/50 влияние песчаной упаковки на добычные параметры скважины происходит при использовании 40 % кварцевого песка и достигает 28 % при полной замене.

Для IV и VII–IX пачек задонского горизонта Речицкого месторождения снижение накопленной добычи происходит при доле кварцевого песка, равной 30 %, и достигает 15–12 % для фракции 20/40 и 30–28 % для фракции 30/50.

Для воронежской залежи Речицкого месторождения и елецкой залежи Мармовичского месторождения замена керамического проппанта на кварцевый песок оказывает наибольшее влияние на накопленную добычу. При полной замене проппанта снижение накопленной добычи достигает 50 %. Это может быть связано с более высокими значениями давления смыкания по сравнению с другими объектами исследования. Снижение добычных параметров скважин происходит при доле песка выше 10 %.

Необходимо отметить, что модель FracPro не учитывает параметр разрушения проппантной/песчаной упаковки со временем, поэтому для дальнейшего использования модельных данных при проектировании ГРП и принятии решения об увеличении доли песка в общей массе расклинивающих материалов, необходимо проанализировать работу скважин с разным соотношением проппант–песок на каждой исследуемой залежи и подтвердить или опровергнуть полученные данные. После изучения работы скважин возможно уточнение полученной модели добычи. В дальнейшем планируется определение значения критического снижения накопленной добычи, при котором замена керамического проппанта на кварцевый песок будет нецелесообразна, и при помощи уточненной модели определение оптимального соотношения проппант–песок для определенных условий каждой залежи.

Заключение. В условиях экономических ограничений и высокой стоимости проппанта в ряде нефтяных компаний и нефтедобывающих регионов существует необходимость замены проппанта на более дешевый вариант расклинивающего агента – кварцевый песок. Основными проблемами применения песков в качестве расклинивающих агентов при ГРП, как показали проведенные лабораторные исследования, являются их высокая степень разрушения при воздействии высоких давлений и низкая проводимость песчаной пачки. Исходя из зарубежного опыта, наиболее оптимальным решением рассматриваемой задачи будет замена части проппанта песком. Для определения возможного соотношения проппант–песок был проведен анализ работы скважин в программном симуляторе ГРП FracPro. В целом полученные данные подтверждают выполненные лабораторные исследования, однако программа не учитывает разрушение частиц песка/проппанта с течением времени, что может критично сказаться на долгосрочной работе объектов. Поэтому для принятия решения об увеличении доли песка в общей массе расклинивающих агентов необходимо провести анализ фактической работы скважин после ГРП с разным соотношением проппант–песок на каждой залежи.

Литература

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Михайлов, С. А. Исследование долгосрочной проводимости пропантов различных производителей : науч.-техн. отчет о выполнении НИР. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. – 89 с.
5. Панькович, И. В. Перспектива применения проппанта малых фракций как метода оптимизации процесса многостадийного гидроразрыва пласта / И. В. Панькович, А. А. Усенко, М. Ю. Савастын // Международный журнал прикладных наук и технологий «Integral». – 2022. – № 5. – С. 1499–1508.
6. Перспективы применения отечественных песков в качестве расклинивающих материалов ГРП / А. Л. Богданов, М. В. Казак, А. В. Мельгуй [и др.] // Нефтяник Полесья. – 2023. – № 2 (43). – С. 86–93.
7. 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.

References

1. 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).
2. Okame Ngondi L. Zh. 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. *Ge-*

ologiya, 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).

3. Zharkova K. V. Search for the optimal proppant mass during multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2022, no. 8, pp. 87–92 (in Russian).
4. Mikhailov S. A., Magadov V. R. *Study of long-term conductivity of proppants from different manufacturers*. Moscow, RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina, 2011. 89 p. (in Russian).
5. Pan'kovich I. V., Usenko A. A., Savast'in M. Yu. Prospects for the use of small-fraction proppant as a method for optimizing the process of multi-stage hydraulic fracturing. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh nauk i tekhnologii «Integral» = International Journal of Applied Sciences and Technologies «Integral»*, 2022, no. 5, pp. 1499–1508 (in Russian).
6. Bogdanov A. L., Kazak M. V., Mel'gui A. V., Rakutko A. G., Tkachev D. V. Prospects for the use of domestic sands as wedging materials of hydraulic fracturing. *Neftyanik Poles'ya*, 2023, no. 2 (43), pp. 86–93 (in Russian).
7. Voitekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil field reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).

Информация об авторах

Климович Виктория Александровна – инженер-технолог лаборатории гидроразрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: v.a.klimovich@beloil.by

Порошин Валерий Дмитриевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin-52@mail.ru

Information about the authors

Klimovich Viktoryia Alexandrovna – engineer-technologist of the hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: v.a.klimovich@beloil.by

Poroshin Valery Dmitrievich – DSc, Professor of the Department of Oil and Gas Exploration and Hydropneumatics. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, October Ave., 246029, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin-52@mail.ru

Поступила в редакцию 28.04.2025