

УДК 622.234.573

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>

Получена: 07.02.2024.

Одобрена: 12.04.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Научный обзор

Опыт разработки карбонатных объектов с гидроразрывом пласта на месторождениях группы компаний «Газпром нефть»

М.Н. Пичугин, А.В. Чураков, А.В. Кряжев, Ю.Н. Дотков

Группа компаний «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия

АННОТАЦИЯ

Разработка карбонатных объектов методом гидроразрыва пласта (далее – ГРП) является весьма интересным и неоднозначным процессом. В отличие от терригенных объектов, стимуляция пласта может выполняться как кислотным, так и проппантным методом, а обилие технологических ответвлений расширяет опции выбора ещё сильнее. Несмотря на то, что существует общая концепция выбора технологии ГРП в зависимости от геолого-физических характеристик объекта, качественный выбор осложняется тем, что решения, которые дают результат на одном объекте, на другом уже не показывают той же эффективности в схожих условиях. По этой причине важно, с точки зрения работы с карбонатами, иметь как можно больший опыт на различных скважинных условиях, чтобы минимизировать производственные риски и издержки, связанные с выбором подхода и технологии стимуляции.

В статье поставлена задача показать технологический обзор эффективных решений в области ГРП для карбонатных объектов, направленный на понимание их особенностей и применимости в зависимости от скважинных и геологических условий. Важное место отводится трансляции опыта применения технологий стимуляции, которые нашли место и зарекомендовали себя на карбонатных объектах в периметре группы компаний «Газпром нефть», показывают риски и ограничения, с которыми можно столкнуться при выборе того или иного решения. Описан опыт в ГРП, многостадийном ГРП, технологии, подходы и их особенности в зависимости от геологических условий карбонатного объекта. Показан фактический опыт применения технологий ГРП на карбонатных объектах, их сравнительная эффективность, наиболее успешные практики. Большое внимание уделено сравнению эффективности технологий кислотного ГРП, кислотно-проппантного ГРП и вариаций кислотного ГРП на загеленных кислотных составах.

Результаты работ дают не только представление о технологическом разнообразии видов стимуляции карбонатных объектов методом ГРП, но и показывают их сравнительную эффективность в определённых геолого-физических условиях залегания коллектора. Отраженный опыт может помочь в выборе более эффективных решений при разработке схожих по строению объектов, снизить риски на ранних этапах подготовки к выполнению ГРП и при определении в выборе технологии стимуляции, тем самым повышая качество и эффективность разработки месторождений.

Ключевые слова: карбонатный объект, гидроразрыв пласта, кислотный гидроразрыв пласта, кислотно-проппантный гидроразрыв пласта, загеленные кислоты, поверхностно-активные вещества.

Как цитировать:

Пичугин М.Н., Чураков А.В., Кряжев А.В., Дотков Ю.Н. Опыт разработки карбонатных объектов с гидроразрывом пласта на месторождениях группы компаний «Газпром нефть» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>.

UDC 622.234.573

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>

Received: 07.02.2024.

Accepted: 12.04.2024.

Published: 30.06.2024.

Review article

Experience in developing carbonate formations with hydraulic fracturing at fields of Gazprom Neft Group

Maksim N. Pichugin, Artyom V. Churakov, Aleksander V. Kryazhev, Yuri N. Dotkov*Gazprom Neft Group, Saint Petersburg, Russia***ABSTRACT**

The development of carbonate formations with hydraulic fracturing is a very interesting and controversial process. In contrast to terrigenous formations, zonal stimulation can be performed by both acid and proppant fracturing methods, and the abundance of process variations expands the options even further. Although there is a general concept of choosing hydraulic fracturing technology depending on the geological and physical characteristics of the formation, the qualitative choice is complicated by the fact that effective solutions for one reservoir could not show the same efficiency in similar conditions at another one. For this reason, from the point of view of working with carbonates, to have as extensive experience as possible in various well conditions in order to minimize production risks and costs associated with the choice of approach and zonal stimulation technology.

The study aims to provide a technological overview of effective fracturing solutions for carbonate formations, seeking to understand their features and applicability depending on well and geological conditions. An important place is given to the communication of experience in the application of stimulation technologies that have proven themselves at carbonate formations of Gazprom Neft and show the risks and limitations that can be encountered when choosing a particular solution. It describes experience in hydraulic and multistage fracturing, technologies, approaches and their features depending on geological conditions of carbonate formations. The study also outlines the actual experience of using hydraulic fracturing technologies at carbonate formations, their comparative effectiveness, and the most successful practices based on the actual experience of the work performed. Much attention is paid to comparing the effectiveness of acid fracturing, acid-proppant fracturing, and variations of fracturing on viscous acid compositions.

The findings not only give an idea of the technological diversity of the types of zonal stimulation, but also highlights their comparative effectiveness in geological and physical conditions of the reservoir. The reflected experience can help to choose more effective solutions in the development of similar formations, reduce risks at early stages of preparation for fracturing and helps in deciding on the choice of stimulation technology, thereby improving the quality and efficiency of fields development.

Keywords: *carbonate formation; hydraulic fracturing; acid hydraulic fracturing; acid-proppant hydraulic fracturing; viscous acids; surfactants.*

To cite this article:

Pichugin MN, Churakov AV, Kryazhev AV, Dotkov YN. Experience in developing carbonate formations with hydraulic fracturing at fields of Gazprom Neft Group *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>.

ӨОЖ 622.234.573

FTAXP 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>

Қабылданды: 07.02.2024.

Мақұлданды: 12.04.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Ғылыми шолу

«Газпром мұнай» компаниялар тобы кен орындарында қабатты сумен жару карбонатты объектілерді игеру тәжірибесі

М.Н. Пичугин, А.В. Чураков, А.В. Кряжев, Ю.Н. Дотков

«Газпром мұнай» компаниялар тобы, Санкт-Петербург қаласы, Ресейн

АННОТАЦИЯ

Қабатты гидравликалық жару (бұдан әрі – ҚГЖ) арқылы карбонатты объектілерді әзірлеу өте қызықты және бір мәнді емес процесс. Терригендік объектілерден айырмашылығы, қабатты ынталандыруды қышқылмен де, проппантты әдіспен де жасауға болады, ал технологиялық тармақтардың көптігі таңдау опцияларын одан әрі кеңейтеді. Объектінің геологиялық және физикалық сипаттамаларына байланысты ҚГЖ технологиясын таңдаудың жалпы тұжырымдамасы болғанына қарамастан, сапалы таңдау күрделене түседі, өйткені бір объектіде нәтиже беретін шешімдер екіншісінде ұқсас жағдайларда бірдей тиімділікті көрсетпейді. Сондықтан, карбонаттармен жұмыс істеу тұрғысынан алғанда, ынталандыру тәсілі мен технологиясын таңдауға байланысты өндірістік тәуекелдер мен шығындарды азайту үшін әртүрлі ұңғымалық жағдайларда мүмкіндігінше көп тәжірибеге ие болу маңызды.

Мақалада ұңғымалық және геологиялық жағдайларға байланысты олардың ерекшеліктері мен қолданылуын түсінуге бағытталған карбонатты объектілерге арналған ҚГЖ саласындағы тиімді шешімдерге технологиялық шолуды көрсету міндеті қойылған. Авторлар «Газпром мұнай» компаниясының периметріндегі карбонатты нысандарда орын тапқан және өзін дәлелдеген ынталандыру технологияларын қолдану тәжірибесін таратуға, белгілі бір шешімді таңдау кезінде кездесетін тәуекелдер мен шектеулерді көрсетуге маңызды орын береді. Карбонатты объектінің геологиялық жағдайларына байланысты ҚГЖ және ҚГЖ-дағы тәжірибе, технологиялар, тәсілдер және олардың ерекшеліктері сипатталған. Жұмыста карбонатты объектілерде ҚГЖ технологияларын қолданудың нақты тәжірибесі, олардың салыстырмалы тиімділігі, орындалған жұмыстың нақты тәжірибесіне сүйене отырып, ең табысты тәжірибелер көрсетілген. Қышқыл ҚГЖ, қышқыл-проппантты ҚГЖ технологияларының тиімділігін және қышқыл құрамындағы қышқыл ҚГЖ вариацияларын салыстыруға көп көңіл бөлінеді.

Жұмыс нәтижелері карбонатты объектілерді ҚГЖ әдісімен ынталандырудың технологиялық әртүрлілігі туралы түсінік беріп қана қоймай, сонымен қатар коллектордың пайда болуының белгілі бір геологиялық-физикалық жағдайында олардың салыстырмалы тиімділігін көрсетеді. Көрсетілген тәжірибе құрылымы жағынан ұқсас объектілерді игеру кезінде тиімдірек шешімдерді таңдауға, ҚГЖ орындауға дайындықтың алғашқы кезеңдерінде тәуекелдерді азайтуға және ынталандыру технологиясын таңдауда анықтауға, сол арқылы кен орындарын игерудің сапасы мен тиімділігін арттыруға көмектеседі.

Негізгі сөздер: карбонатты объект, қабатты гидравликалық жару, қабатты қышқылдық гидравликалық жару, қабатты қышқыл-проппантты гидравликалық жару, тотыққан қышқылдар, беттік-белсенді заттар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Пичугин М.Н., Чураков А.В., Кряжев А.В., Дотков Ю.Н. Газпром мұнай» компаниялар тобы кен орындарында қабатты сумен жару карбонатты объектілерді игеру тәжірибесі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3, 48–58 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>.

Введение

В отличие от терригенных объектов, выбор технологии ГРП при разработке карбонатных коллекторов должен учитывать много факторов, т.к. стимуляция последних может выполняться как кислотным (далее – кГРП), так и проппантным методом. Дополнительно существует целый пласт решений и добавок, которые применяются в тех или иных условиях в зависимости от геологических ограничений и физических свойств коллектора. Чем больше существующий опыт в разработке и стимуляции карбонатных объектов, тем ниже производственные риски и издержки, связанные с выбором технологии интенсификации.

В статье показывается опыт группы компаний «Газпром нефть» (далее – Группа) в разработке карбонатных объектов методом ГРП. Представлен обзор возможных технологий и решений для ГРП на карбонатных коллекторах в условиях проведения работ, кардинально отличающихся между собой как по геологическому строению, так и по физическим свойствам.

Технологический обзор

В данном разделе приведены критерии базового представления о стимуляции карбонатных объектов, а также основные факторы, влияющие на выбор того или иного технологического подхода.

Рассматривая методы интенсификации карбонатного пласта, можно выделить четыре основных направления:

1. Матричная кислотная обработка (рис. 1):

- в базовом варианте используется соляная кислота с комплексом стабилизирующих добавок;
- давление обработки не превышает давление разрыва породы (трещина не создаётся);
- выполняется обработка матрицы коллектора в призабойной зоне скважины и пласта (далее – ПЗП);
- ведёт к улучшению проводимости в призабойной зоне и снятию кольматации.

2. Кислотный ГРП (рис. 2):

- аналогично матричной соляно-кислотной обработке используется соляная кислота с комплексом стабилизирующих добавок;
- давление обработки превышает давление разрыва породы (создаётся трещина ГРП);
- стенки трещины растворяются, происходит их травление и создание проводимых каналов;
- концептуально характеризуется эффективной протравленной длиной трещины и её проводимостью.

3. Проппантный ГРП (закачка стандартного ГРП с проппантом):

- жидкость разрыва – высоковязкий гель (наиболее часто используется гуаро-боратная система);

- давление обработки превышает давление разрыва породы (создаётся трещина ГРП, закрепляемая расклинивающим агентом – проппантом);

- концептуально характеризуется закреплённой проппантом полудлиной и проводимостью трещины.

4. Комбинированный кислотно-проппантный ГРП (далее – кпГРП):

- подход характеризуется комбинацией различных типов кислот с проппантом и чаще всего представлен двумя вариантами исполнения:

а) чередование стадий (кпГРП) [1];

б) на основе загеленных шитых кислот (проппантно-кислотный ГРП, далее – пкГРП), когда расклинивающий агент закачивается непосредственно в «шитой» кислоте (аналогично проппантному ГРП на гуаро-боратной системе жидкости).

Базовые принципы выбора технологии в зависимости от свойств и условий залегания карбонатного объекта

В международной практике и литературе [2, 3] приводятся базовые критерии выбора проппантного или кислотного ГРП в зависимости от геолого-физических характеристик коллектора (табл. 1).

С учетом данных, приведенных в табл. 1, можно выделить следующие основные факторы, влияющие на базовый выбор технологии стимуляции карбонатного объекта:

- растворимость породы в кислоте;
- скорость реакции кислоты с породой;
- строение разреза коллектора (однородный, неоднородный);
- величина напряжения смыкания;
- опыт ранее выполненных работ на объекте или объектах-аналогах;
- экономическая целесообразность (получаемый эффект должен окупать затраты).

Приведённые критерии являются общими, исторически сложившимися выводами, а не аксиомой для всех случаев, поэтому при выборе конкретного технологического решения важно учитывать не только мировой опыт, но и наработку по объектам-аналогам.

При кГРП стоит обратить внимание на такой важный параметр, как температура пласта. От неё во многом может зависеть выбор кислотного состава. Пример логики выбора в пользу той или иной кислотной системы приведен в табл. 2.

На рис. 3 приведен пример выполнения кГРП на одном из объектов Группы с температурой пласта ≈120°С. Стоит обратить особое

внимание на то, что в работе используется не только охлаждающая пачка («пребуфер»), но и различные варианты кислотных составов для увеличения площади травления и достижения лучшего эффекта от стимуляции.

Опыт разработки карбонатных объектов методом ГРП на месторождениях группы компаний «Газпром нефть»

На сегодняшний день на месторождениях Группы выполнено порядка 1370 операций ГРП на карбонатных объектах. Основной тип заканчивания скважин – горизонтальные скважины с МГРП. За весь рассматриваемый период было испытано (и продолжает вне-

даться) большое количество решений для повышения эффективности выработки запасов и роста продуктивности скважин. Есть несколько объектов, на которых выполняется ГРП, основной из которых приведен на рис. 4. Краткая информация представлена в табл. 3.

Основное технологическое развитие ГРП на карбонатах приходится на период с 2017 г. по настоящее время, когда на объектах было испытано большое количество различных подходов и вариаций технологических решений.

Далее в статье рассмотрены основные технологии, нашедшие применение в условиях рассматриваемого объекта, и их эффективность.

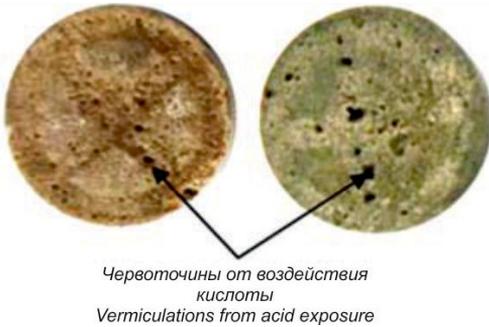


Рисунок 1. Вид ядра после воздействия кислоты при матричной обработке
Figure 1. Core view after acid exposure during matrix acidizing



Рисунок 2. Вид ядра после воздействия кислоты при имитации кГРП
Figure 2. Core view after exposure of acid during imitation of acid fracturing



Рисунок 3. Пример кГРП на высокотемпературном карбонатном объекте
Figure 3. Example of acid fracturing at the high temperature carbonate reservoir

Таблица 1. Общие базовые критерии выбора технологии стимуляции карбонатного коллектора
Table 1. General baseline criteria for the selection of carbonate reservoir stimulation technology

Кислотный ГРП / Acid fracturing	Проппантный ГРП / Proppant fracturing
Неглубокие пласты Shallow formations	Глубокие пласты Deeper formations
Давление смыкания <350 атм Closure pressure <350 atm	Давление смыкания >350 атм Closure pressure >350 atm
Гетерогенный коллектор Heterogeneous reservoir	Гомогенный коллектор Homogeneous reservoir
Преобладание в пласте естественных трещин, высокая трещиноватость Predominance of natural fractures in the formation, high fracturing behaviour	Отсутствие естественной трещиноватости No natural fracturing
Высокая проницаемость коллектора High reservoir permeability	Низкая проницаемость коллектора Low reservoir permeability
Температура пласта <93°C Reservoir temperature <93°C	Температура пласта >93°C Reservoir temperature >93°C
СТОПы, нет возможности размещения достаточной массы проппанта, его неконтролируемый вынос STOPs, no possibility to place sufficient mass of proppant, its uncontrolled removal	Значительная мягкость горных пород (под действием или после контакта с HCl) Significant softness of rocks (under or after contact with HCl)
-	Высокий модуль Юнга High longitudinal elasticity
-	Кислотная растворимость породы менее 65%, низкая скорость реакции с кислотой (доломиты) Acid solubility of rock less than 65%, low rate of reaction with acid (dolomites)

СТОП – осложнение, связанное с преждевременной (внеплановой) остановкой закачки ГРП при достижении максимально допустимого устьевого давления без возможности дальнейшего продолжения работ.

STOP – a complication associated with premature (unscheduled) shutdown of hydraulic fracturing pumping when the maximum allowable wellhead pressure is reached, with no possibility of further continuation of operations.

Таблица 2. Логика выбора кислотной системы жидкости в зависимости от температурных условий объекта
Table 2. Logic in choosing of acid system depending on temperature conditions of the formation

Температура, °C Temperature, °C	Решение / Solution
< 20°C	Стандартный кислотный пакет (до 24%), «разогретая» кислота (кислота, предварительно замешанная на устье с горячей водой) Standard acid package (up to 24%), "heated" acid (acid pre-mixed at the wellhead with hot water)
< 35(40)°C	Стандартный кислотный пакет (возможно применение составов с задержкой реакции в граничных условиях) Standard acid package (delayed reaction compositions with boundary conditions can be used)
35(40)–90°C	Загеленные кислоты и кислотные составы с задержкой реакции Viscous acids and delayed-reaction acid mixtures
90–120°C	Высокотемпературные гелированные кислотные системы и эмульсии High temperature viscous acid systems and emulsions
>120°C	Высокотемпературные кислоты с задержкой реакции + обязательное охлаждение пласта перед закачкой основных стадий (пребуфер) High-temperature acids with delayed reaction + mandatory formation cooling before injection of main stages (pre-buffer)

Кислотный ГРП и загеленные кислоты

В качестве базового решения на рассматриваемом карбонатном объекте наибольшее распространение получил кГРП. В сравнении со стандартным проппантным ГРП он показал значительно лучшие результаты

и был изначально принят как основной, «базовый» способ стимуляции пласта.

В качестве жидкости разрыва при таких закачках используется 15%-ная HCl в объеме 50–100 м³ с пакетом стабилизирующих добавок и понизителем трения, рабочий

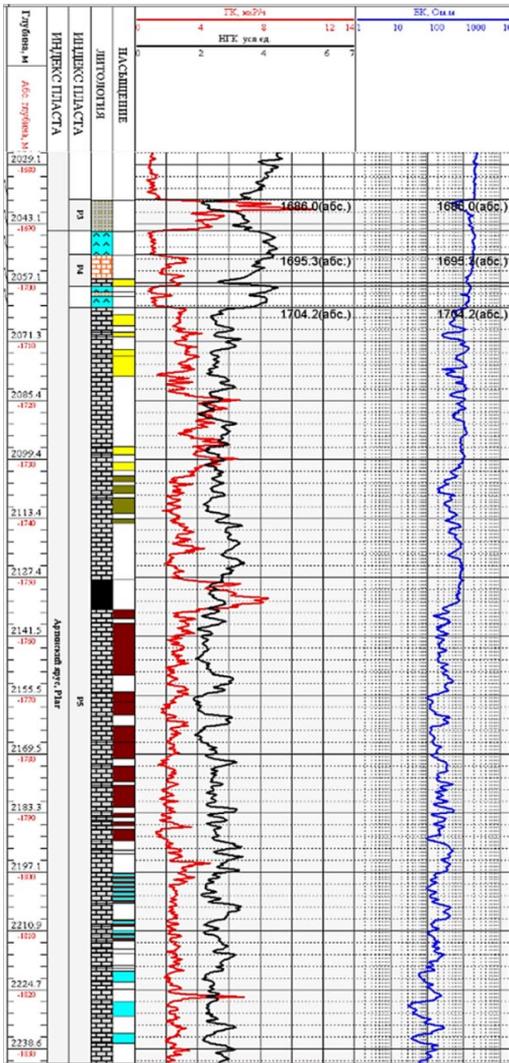


Рисунок 4. Разрез основного карбонатного объекта с разработкой методом ГРП
Figure 4. Section of the main carbonate formation with development by hydraulic fracturing

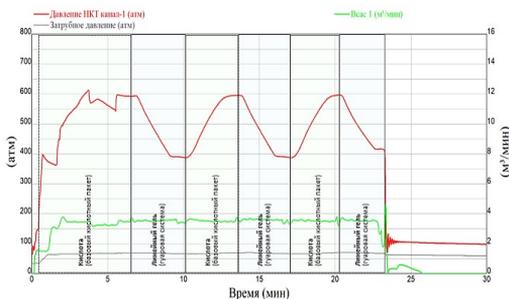


Рисунок 5. Типовой пример кГРП
Figure 5. Typical example of acid fracturing

Таблица 3. Краткая информация по объекту разработки с ГРП
Table 3. Summary on the reservoir development with hydraulic fracturing

Параметры геолого-физических характеристик и ГРП Parameters of geological and physical characteristics and hydraulic fracturing
TVDSS ≈ 1665 м
$H_{общ} \approx 135$ м
$H_{эф} \approx 42$ м
Пористость / Porosity ≈ 12%
$k \approx 0,4$ мД
$P_{пл} \approx 202$ атм
$T_{пл} \approx 37^\circ\text{C}$
Eff ≈ 55 %
$P_{net} \approx 60$ атм
$P_{cl} \approx 300$ атм

TVDSS – абсолютная отметка кровли объекта / True Vertical Depth SubSea.; $H_{общ}$ – общая толщина объекта / total thickness; $H_{эф}$ – эффективная толщина объекта / net thickness; k – средний коэффициент проницаемости / mean permeability coefficient; $P_{пл}$ – пластовое давление (начальное) / formation pressure (initial); $T_{пл}$ – пластовая температура (начальная) / formation temperature (initial); Eff – эффективность жидкости ГРП / fracturing fluid efficiency; P_{net} – «чистое» давление / net pressure; P_{cl} – давление смыкания трещины / closure pressure.

расход составляет 2,5–4,0 м³/мин. Расписание закачки подразумевает несколько этапов, где поочередно закачиваются пачка 15%-ной HCl и линейная (сшитая) гуаровая жидкость (метод «Viscous fingering») [3]. Цель данной операции – повысить охват пласта путём создания объёма трещины инертной вязкой жидкостью с последующей закачкой низковязкой кислоты для формирования «язычков» контраста вязкостей и неравномерного травления стенок трещины (рис. 5).

Недостатками базовой технологии кГРП стали повышенные трения на кислоте и быстрые темпы падения добычи во времени.

Следующим этапом развития технологии стали испытания кГРП на загеленных кислотных системах («Viscous acid fracturing») [3]. В качестве кислотного загустителя использовались катионные ПАВ-системы¹ для скважин с температурой от низкой до умеренной. Использование загеленных (подзагеленных) кислот позволило снизить трения (рис. 6) и работать при необходимости на больших расходах (скоростях закачки), чем при базовых системах жидкости кГРП.

Негативным аспектом применения систем с загеливателем выступает удорожание работ (значительное при использовании загеливателей на ПАВ-основе из-за высоких концентраций добавок) и риск образования эмульсий (в частности, на пластах с граничными температурными условиями).

¹ ПАВ – поверхностно-активные вещества

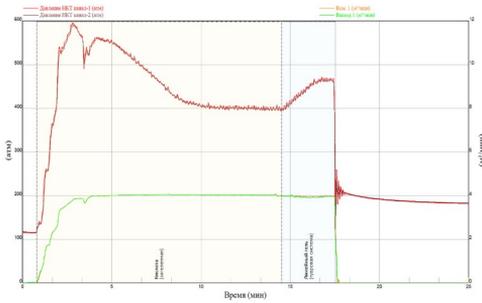


Рисунок 6. Типовой пример кГРП на загеленной системе
Figure 6. Typical example of viscous acid fracturing

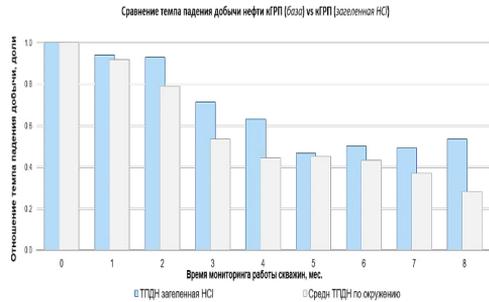


Рисунок 7. Сравнение темпа падения добычи нефти кГРП (база) и кГРП (загеленная HCl)
Figure 7. Comparison of oil production decline rate using acid fracturing vs viscous acid fracturing

Таблица 4. Рейтинг технологий
Table 4. Technology ranking

Параметр / Parameter	кГРП стандартный / standard acid-proppant fracturing	кГРП, загеленная кислота / acid-proppant fracturing, viscous acid	ГРП стандартный / standard hydraulic fracturing	кпГРП acid-proppant fracturing	пкГРП, считая HCl / proppant acid fracturing, viscous HCl
Трения / Frictions	высокие / high	средние / низкие / mean / low	низкие / low	высокие / high	средние / низкие
Риск СТОП / STOP risk	отсутствует / none	отсутствует / none	стандартный / standard	высокий / high	стандартный / standard
Стабильность системы / System stability	высокая / high	средняя / mean	высокая / high	средняя / mean	средняя / mean
Вынос проппанта / Proppant removal	отсутствует / none	отсутствует / none	возможен / possible	возможен / possible	возможен / possible
Риск образования эмульсий / Risk of emulsion formation	низкий / low	средний / mean	низкий / low	низкий / low	средний / mean
Эффективность технологии / Efficiency of technology	средний / mean	средний / высокий / mean / high	низкий / low	средний / высокий / mean / high	высокий / high

Сравнительная оценка темпов падения добычи нефти кГРП на загеленных кислотах показывает лучший эффект в сравнении с базовой рецептурой. Технология с загеленной кислотой дает ожидаемую накопленную добычу нефти выше, чем при базовом кГРП (рис. 7). Эффект в большей степени определяет параметры работы скважин на поздних периодах, чем при запуске.

Кислотно-проппантный и проппантно-кислотный ГРП на загеленной кислоте

Дальнейшим развитием кГРП стало добавление проппантных пачек вместо линейного (сшитого) геля (рис. 8).

В качестве системы разрыва при таких закачках используется комбинация двух несовместимых между собой жидкостей: 15%-ной HCl в объеме 50–100 м³ с пакетом стабилизирующих добавок и понизителем трения и проппантных стадий на стандартной гуаро-боратной системе

жидкости ГРП. Рабочий расход составляет 2,5–4,0 м³/мин. В качестве расклинивающего агента используются мелкие фракции проппанта (20/40) с концентрацией 300–400 кг/м³ и общей массой 10 т на одну операцию.

При таком технологическом исполнении существенно повышается риск получения осложнения в виде СТОП на проппанте, поэтому очень важно не допускать смешивания систем между собой во время выполнения работы.

Следующим этапом развития технологии кГРП с проппантом стало выполнение операций на «сшитой» катионными ПАВ кислоте (рис. 9) [4]. Использование данной системы жидкости позволило работать на более высоких рабочих расходах (4,0–5,5 м³/мин), с существенно меньшими трениями на кислоте, чем при классическом кпГРП.

Важным преимуществом стало то, что вся жидкость, закачиваемая с поверхности в пласт, участвует не только в создании трещи-

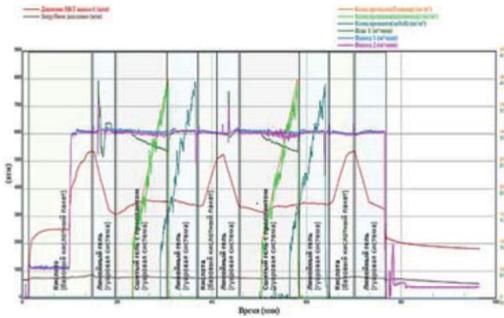


Рисунок 8. Типовой пример кпГРП
Figure 8. Typical example of acid proppant fracturing

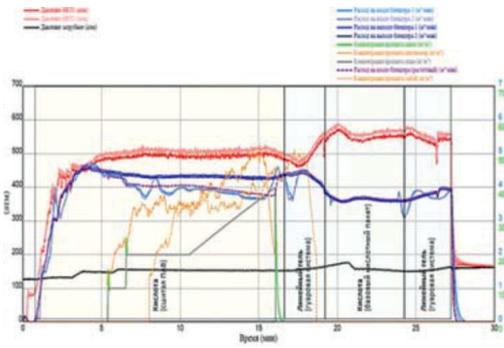


Рисунок 9. Пример кпГРП на загеленной кислоте
Figure 9. Example of a proppant acid fracturing on viscous acid

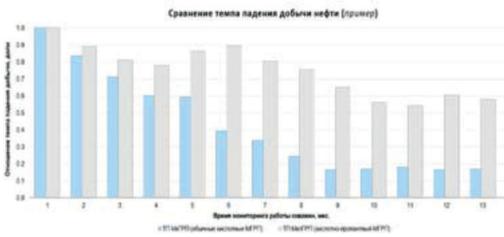
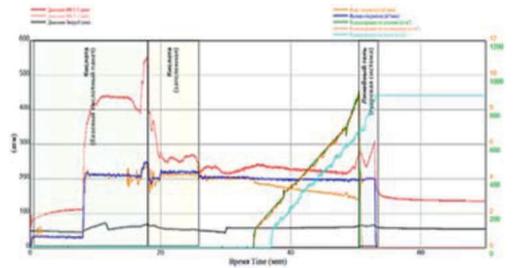
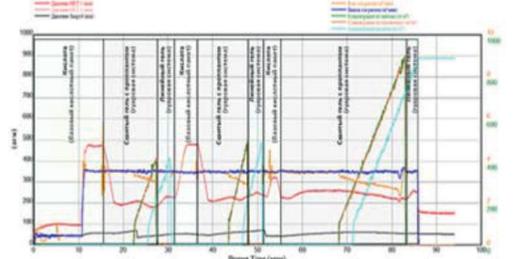


Рисунок 10. Сравнение темпа падения добычи нефти кГРП и кпГРП
Figure 10. Comparison of oil production decline rate using acid fracturing vs acid proppant fracturing

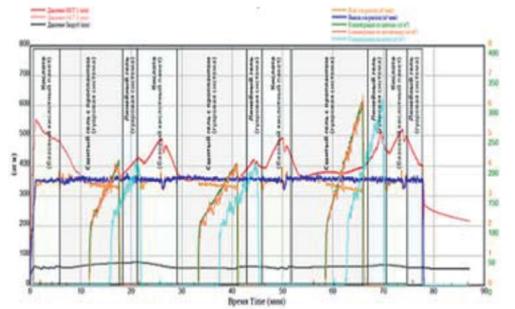
ны, но и в её травлении. К недостаткам данного решения можно отнести ранее описанные аспекты для ПАВ-загеленных систем при кГРП и, дополнительно, риск получения СТОПа и выноса проппанта (особенно при эксплуатации электро-центробежным насосом). Также при подготовке к работам в полевых условиях наблюдались проблемы с приготовлением кислотной композиции (решением стал завод на скважину системы в готовом виде).



а)



б)



в)

Рисунок 11. Пример вариантов исполнения кпГРП
Figure 11. Example of various options in acid proppant fracturing implementation

а) закачка комбинации базового кислотного пакета, загеленной кислоты и стандартного проппантного ГРП / injection of a mixture of basic acid pack, gelled acid and standard proppant fracturing; б) закачка кпГРП с закреплением ПЗП проппантной пачкой / injection of acid-proppant fracturing with proppant pack fixing well bottom zone; в) закачка кпГРП без закрепления ПЗП проппантной пачкой / injection of acid-proppant fracturing with proppant pack fixing well bottom zone

Сравнительная оценка темпов падения добычи нефти кпГРП показывает лучший эффект в сравнении с базовым кГРП (рис. 10) и даёт ожидаемую накопленную добычу нефти выше в долгосрочном периоде.

Особенностью ГРП на карбонатных объектах является возможность использования различных вариантов технологического исполнения как при кГРП, так и при кпГРП, с отслеживанием наиболее эффективных реше-

ний для объекта разработки в технологическом и экономическом направлениях. В качестве примера на рис. 11 приведены варианты кПГРП с различными сценариями исполнения.

Заключение

Опыт работы с карбонатными объектами показывает, что определить лучшее решение для нового объекта – задача весьма сложная: нужно учитывать и свойства самой материнской породы, и условия залегания, и опытно-насосных объектах. Определить наиболее подходящее базовое технологическое решение, становится возможным повышение его эффективности при помощи использования различных добавок и вариаций расписания закачки.

На примере опыта Группы для условий основного разрабатываемого карбонатного объекта выделяются следующие наиболее эффективные решения: кГРП на загеленной кислоте, кПГРП на базовых системах жидкости и кПГРП на сшитой бесполимерной системе. При этом стандартный ГРП с проппантом на гуаровой основе не показал своей эффективности. Основной вклад отмеченных технологий прослеживается на поздних временах (более высокая накопленная добыча). В дополнение к основным выводам на примере рассматриваемого в статье основного карбонатного объекта в табл. 4 приведен рейтинг технологий, составленный на основе полученного опыта.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Пичугин М.Н. – концепция технологий, обработка и обобщение данных, написание рукописи; Чураков А.В. – написание и редактирование рукописи, проверка результатов; Кряжев А.В. – внедрение технологии; сбор, верификация и интерпретация данных; Дотков Ю.Н. – внедрение технологии, сбор и анализ данных, проверка результатов.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Maksim N. Pichugin – technology conception, data processing and synthesis, manuscript writing; Artyom V. Churakov – writing and editing the manuscript, verification of the results; Aleksander V. Kryazhev – technology implementation; data collection, verification and interpretation; Yuri N. Dotkov – technology implementation, data collection and analysis, and validation of results.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Oliveira H.A., Li W., Maxey J.E.* Invent emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing // OTC Brasil; Октябрь 29–31, 2013; Рио-де-Жанейро, Бразилия. Режим доступа: <https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/13OTCB/All-13OTCB/OTC-24332-MS/39717>. Дата обращения: 12.12.2023.
2. *Jeon J., Bashir M.O., Liu J., Wu X.* Fracturing Carbonate Reservoirs: Acidizing Fracturing or Fracturing with Proppants? // SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference; Август 24–26, 2016; Пекин, Китай. Режим доступа: <https://onepetro.org/speaphf/proceedings-abstract/16APHF/2-16APHF/D022S010R042/185206?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 20.12.2023.
3. *Kalfayan L.J.* Fracturing Acidizing: History, Present State and Future // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Январь 29–31, 2007; Техас, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/07HFTC/All-07HFTC/SPE-106371-MS/141702?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 20.12.2023.
4. *Karadkar P., Suzart W., Sabhapondit A., et al.* Novel high viscus acid system for Proppant fracture acidizing // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; Ноябрь 7–10, 2016; Абу-Даби, ОАЭ. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/16ADIP/3-16ADIP/D031S059R005/185570?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 22.12.2023.

REFERENCES

1. Oliveira HA, Li W, Maxey JE. Invent emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing. OTC Brasil; 29–31 Oct 2013; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: <https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/13OTCB/All-13OTCB/OTC-24332-MS/39717>.
2. Jeon J, Bashir MO, Liu J, Wu X. Fracturing Carbonate Reservoirs: Acidizing Fracturing or Fracturing with Proppants? SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference; 24–26 Aug 2016; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/speaphf/proceedings-abstract/16APHF/2-16APHF/D022S010R042/185206?redirectedFrom=PDF>.
3. Kalfayan LJ. Fracturing Acidizing: History, Present State and Future. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; January 29–31, 2007; Texas, U.S.A. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/07HFTC/All-07HFTC/SPE-106371-MS/141702?redirectedFrom=PDF>.
4. Karadkar P, Suzart W, Sabhapondit A, et al. Novel high viscus acid system for Proppant fracture acidizing. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 7–10 Nov 2016; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/16ADIP/3-16ADIP/D031S059R005/185570?redirectedFrom=PDF>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Пичугин Максим Николаевич

ORCID [0009-0007-4913-2820](https://orcid.org/0009-0007-4913-2820)

e-mail: pichugin.mn@gazprom-neft.ru.

Чураков Артем Владимирович

ORCID [0000-0001-6070-9255](https://orcid.org/0000-0001-6070-9255)

e-mail: churakov.av@gazprom-neft.ru.

Кряжев Александр Владимирович

ORCID [0000-0003-4258-975X](https://orcid.org/0000-0003-4258-975X)

e-mail: kryazhev.av@gazprom-neft.ru.

Дотков Юрий Николаевич

ORCID [0009-0002-7401-7318](https://orcid.org/0009-0002-7401-7318)

e-mail: dotkov.yun@gazprom-neft.ru.

AUTHOR'S INFO

*Maksim N. Pichugin

ORCID [0009-0007-4913-2820](https://orcid.org/0009-0007-4913-2820)

e-mail: pichugin.mn@gazprom-neft.ru.

Artyom V. Churakov

ORCID [0000-0001-6070-9255](https://orcid.org/0000-0001-6070-9255)

e-mail: churakov.av@gazprom-neft.ru.

Aleksander V. Kryazhev

ORCID [0000-0003-4258-975X](https://orcid.org/0000-0003-4258-975X)

e-mail: kryazhev.av@gazprom-neft.ru.

Yuri N. Dotkov

ORCID [0009-0002-7401-7318](https://orcid.org/0009-0002-7401-7318)

e-mail: dotkov.yun@gazprom-neft.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author