

Развитие технологий ГРП для карбонатных отложений каширского и подольского горизонтов Арланского нефтяного месторождения

Я.Р. Исламов¹, Э.Р. Нурлыгаянова¹, А.М. Вагизов^{1*}, С.Р. Нуров¹, Р.Ф. Якупов^{2,3}, А.К. Зарипов²,
М.Р. Мухаметшин², М.В. Салимов²

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²ООО «Баинефть-Добыча», Уфа, Россия

³Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

В статье рассмотрена эволюция технологий гидроразрыва пласта (ГРП) для карбонатных отложений каширского и подольского горизонтов Арланского нефтяного месторождения (Республика Башкортостан, Удмуртская Республика) в условиях изменения текущего состояния разработки, выработки запасов, уточнения геологического строения, а также научно-технического развития. Представлен обзор основных технологий первичного и повторного ГРП, которые в настоящее время активно применяются и/или находятся на стадии внедрения в промышленных масштабах. Для горизонтальных скважин – это проведение ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП). Такая технология позволяет вовлечь в разработку ранее не вскрытые или стимулировать слабо работающие участки ствола за счет проведения селективной закачки кислоты и проппанта в определенный интервал. Стадии ГПП и ГРП выполняются за одну спуско-подъемную операцию без привлечения флота гибких насосно-компрессорных труб. На наклонно-направленных скважинах перспективным технологическим решением является проведение высокотоннажных ГРП с увеличением массы проппанта до 40–50 т. Такой подход предусматривает возможность повышения запускных приростов за счет увеличения коэффициента охвата и, тем самым, вовлечения слабодренлируемых и не охваченных ранее разработкой выше- и нижележащих пластов. В статье обобщен практический опыт применения технологий ГРП и их модификаций, проведен анализ их эффективности, выявлены особенности проведения ГРП на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, разработан алгоритм выбора технологии ГРП для условий карбонатного коллектора.

Ключевые слова: Арланское нефтяное месторождение, каширо-подольские отложения, горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта, масса проппанта, высокотоннажный гидроразрыв, гидropескоструйная перфорация, секторный гидроразрыв

Для цитирования: Исламов Я.Р., Нурлыгаянова Э.Р., Вагизов А.М., Нуров С.Р., Якупов Р.Ф., Зарипов А.К., Мухаметшин М.Р., Салимов М.В. (2024). Развитие технологий ГРП для карбонатных отложений каширского и подольского горизонтов Арланского нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 26(4), с. 200–208. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.21>

Введение

Арланское нефтяное месторождение расположено на северо-западе Республики Башкортостан и частично на юго-востоке Удмуртской Республики. Месторождение разрабатывается с 1958 г. и является уникальным по величине запасов нефти. Геологическое строение месторождения сложное, отличается неоднородностью распределения запасов по продуктивному разрезу (Лозин, 2012).

Выделяется два основных продуктивных комплекса: C1rd-bb-tl (терригенные толщи нижнего карбона – ТТНК) и C2ks-2pd (каширо-подольские отложения – КПО), представленный пластами C2pd.3, C2ks.1, C2ks.2, C2ks.3. Основной по запасам и добыче объект ТТНК, имеющий лучшие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), характеризуется высокой степенью выработки запасов. С целью увеличения добычи нефти по месторождению с 2015 г. отмечается активное вовлечение в разработку среднепроницаемых карбонатных отложений объекта КПО (преимущественно пласта C2ks.1 с наилучшими ФЕС) путем перехода с нижележащего объекта ТТНК с проведением гидроразрыва пласта (ГРП), что обеспечило рост доли объекта в общей добыче по месторождению до 45%. Разрез толщи объекта КПО представлен

* Ответственный автор: А.М. Вагизов
e-mail: VagizovAM@bnipti.rosneft.ru

© 2024 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

чередованием известняков и доломитов. Характерной его особенностью является переслаивание нефтенасыщенных и водонасыщенных пропластков со средней проницаемостью от 0,01 до 0,03 мкм² (Лозин, 2012; Гареев и др., 2023).

С 2017 г. объект КПО начинает активно разбурироваться горизонтальными скважинами (ГС) с проведением многостадийного ГРП (МГРП), ежегодно растет количество ГРП как на действующем, так и на переходящем фонде.

На сегодняшний день для объекта КПО Арланского месторождения ГРП является основным видом геолого-технических мероприятий (ГТМ) по дополнительной добыче нефти, обеспечивает восстановление продуктивности скважин и позволяет вовлекать в разработку слабодренлируемые запасы нефти. Поэтому выбор эффективной технологии ГРП является актуальной задачей (Грищенко и др., 2018).

Целью исследований является обоснование применения технологий ГРП на наклонно-направленных (ННС) и горизонтальных скважинах, эксплуатирующих карбонатные отложения объекта КПО Арланского месторождения.

Для достижения цели поставлен ряд задач: проанализировать хронологию развития технологий ГРП, выявить особенности проведения гидроразрыва на ННС и ГС, разработать алгоритм выбора технологии для условий карбонатного коллектора с использованием геолого-промыслового анализа.

История внедрения технологий ГРП на объекте КПО

История развития ГРП на объекте КПО Арланского месторождения началась с 2013 г. Всего за последние 10 лет проведено более 800 скв.-операций. За данный период технологии ГРП постоянно эволюционировали, адаптируясь к изменяющимся условиям разработки объекта, апробированы различные их модификации.

Хронология развития технологий ГРП представлена на рис. 1.

Историю проведения ГРП на объекте КПО можно разделить на три этапа.

Этап I (2013–2015 гг.) – проведение ГРП на единичных наклонно-направленных скважинах. В качестве рабочей жидкости используется только кислота (НСI с концентрацией от 12 до 21%), без закрепления трещины проппантом. Технология кислотного ГРП позволяет протравливать стенки трещины и создавать высокопроводящие каналы, характеризуется простотой выполнения и минимальными затратами времени и средств. Основные недостатки – высокие утечки в породе, малая вероятность разрыва задолomitизированных перемычек и неравномерность распределения проводимости трещины по длине (Бильданов, 2024). В связи с высокими темпами падения дебитов скважин после проведения кислотных ГРП, в 2015 г. начаты опытно-промышленные испытания (ОПИ) по закачке кислоты с закреплением трещины проппантом. Выполнены две пробные операции с небольшим тоннажом (менее 2 т проппанта). Полученные положительные результаты стали основой для дальнейшего тиражирования технологии кислотно-проппантного ГРП.

Этап II (2016–2019 гг.) – массовое внедрение технологии кислотно-проппантного ГРП на ННС (закачка 5–6 т проппанта на скважину) для получения более высоких запускных приростов и снижения темпов падения, чем при кислотных ГРП. Технология кислотно-проппантного ГРП (КПГРП) позволяет выполнить разрыв задолomitизированных перемычек и увеличить геометрию трещины за счет повышенной вязкости рабочей жидкости. К недостаткам технологии можно отнести несовместимость рабочих жидкостей (мгновенное разрушение геля кислотой), слабопрогнозируемая геометрия трещины, необходимость закачки больших объемов жидкости для продавки проппанта (Бильданов, 2024). Также на втором этапе начинается активное разбуривание объекта горизонтальными скважинами с проведением МГРП по типу кислотно-проппантных.

Этап III (2020–2023 гг.) – активное внедрение технологии ГРП с гидropескоструйной перфорацией на ГС, проведение повторных КПГРП на ННС, обусловленное необходимостью восстановления продуктивности скважин.

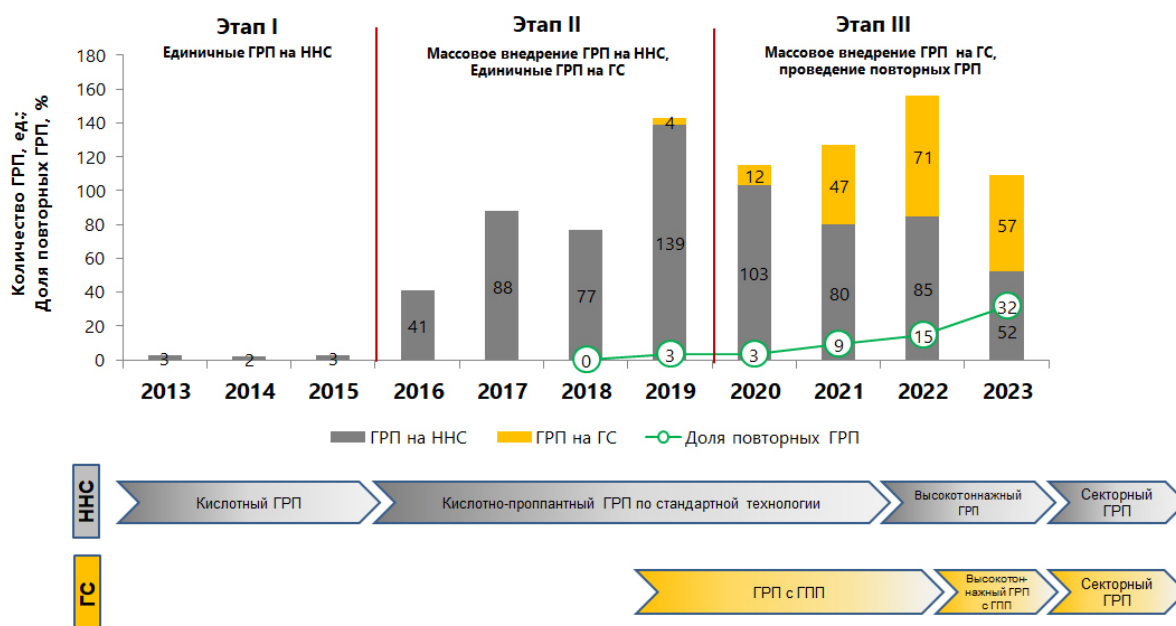


Рис. 1. Хронология развития технологий ГРП и их модификаций

В течение третьего этапа доля ГРП, приходящаяся на ГС, выросла до 52%. Кроме того, данный период характеризуется началом внедрения новых технологий, направленных на повышение степени вовлеченности запасов нефти по разрезу, устранение недостатков предыдущих модификаций, снижение затрат при отсутствии негативного влияния на продуктивность скважины. С 2024 г. началось апробирование технологии секторного ГРП (СГРП), которая является модификацией уже существующей технологии кислотно-проппантного ГРП.

Обобщение результатов практического опыта применения ГРП за рассмотренный период показало, что внедрение таких технологий происходило поэтапно, по мере расширения представлений о карбонатном разрезе рассматриваемых каширо-подольских отложений и адаптации технологий гидроразрыва к изменяющимся условиям разработки объекта.

ГРП на наклонно-направленных скважинах

В настоящее время ГРП проведен более чем на 85% фонда скважин, которые находились в эксплуатации по объекту КПО. Всего за последние 10 лет выполнено более 640 операций гидроразрыва как на действующем, так и на переходящем фонде с целью повышения степени выработки запасов нефти и восстановления продуктивности скважин. ГРП преимущественно проводился по технологии кислотно-проппантного гидроразрыва, при которой в среднем на скважину закачивается 5 т проппанта и 40 м³ кислоты HCl с концентрацией 15%.

Ввиду ухудшения структуры запасов и, соответственно, качества скважин-кандидатов на первичные ГРП, а также роста доли повторных ГРП в период 2020–2023 гг., средний запускной прирост дебита нефти снизился на 27% (до 5,8 т/сут).

Наиболее вовлечены в разработку и более выработаны пласты C2pd.3, C2ks.1. Свыше половины остаточных извлекаемых запасов категории АВ1 и категории В2 сосредоточено в нефтенасыщенных толщинах менее двух метров (Гареев и др., 2023). Нижележащие пласты C2ks.2, C2ks.3 имеют меньшую распространенность по площади, более низкие ФЕС и большую расчлененность. Для увеличения степени выработки запасов по разрезу возникла необходимость в поиске новых технологических решений, которые позволили бы повысить эффективность ГРП и его модификаций. С целью вовлечения в разработку слабодренлируемых запасов пластов C2ks.2, C2ks.3 в конце 2022 г. были проведены ОПИ по высокотоннажному ГРП (ВТГРП) на двух скважинах Арланского месторождения (скв. XXX10, XX74). Данная технология предусматривает увеличение массы закачиваемого в пласт проппанта до 10 раз по сравнению со стандартными ГРП (от 4–5 т до 40–50 т) и создание трещины, характеризующейся большей высотой и полудлиной (рис. 2), тем самым обеспечивая увеличение коэффициента охвата пласта и получение более высоких результатов на запуске.

Результаты ОПИ представлены на рис. 3. На скв. XXX10 высокотоннажный ГРП (40 т проппанта) выполнен при переходе с нижележащего объекта ТТНК; получен запускной прирост 16,5 т/сут нефти. На скв. XX74 проведен высокотоннажный повторный ГРП с приростом 11,9 т/сут нефти; темп падения за год составил 48%.

Полученные приросты, а также дополнительная добыча нефти по опытным скважинам превысили средние показатели по стандартным ГРП в 2–2,5 раза, тем самым показав эффективность технологии ВТГРП. Продолжительность эффекта составила более полутора лет.

На основании полученного положительного опыта проведения ОПИ на скв. XXX10 и XX74 (получены запускные приросты дебита нефти 16,5 и 11,9 т/сут соответственно), технология ВТГРП проведена в 2023 г. на 23 скважинах. Сформированы основные критерии выбора успешных скважин-кандидатов на ВТГРП:

- скважина работает по пласту C2ks.1;
- отмечается снижение продуктивности скважины по жидкости;
- отсутствуют риски прорыва трещины ГРП к фронту нагнетания воды (ФНВ);
- нижележащие пласты нефтенасыщенные.

Сравнение эффективности ВТГРП (приростов и темпов падения дебита нефти) со стандартными кислотно-проппантными ГРП приведено на рис. 4.

Как видно из рис. 4, по ВТГРП получены более высокие средние запускные приросты дебита нефти, темпы падения снизились. В частности, по повторным ГРП переход на ВТГРП позволил увеличить средний запускной прирост от 4,1 до 6,0 т/сут, повысив тем самым их эффективность.

Высокотоннажные повторные ГРП проводились в двух вариантах: с закачкой кислоты (6 скважин) и без закачки кислоты, только на водном геле (8 скважин). Типовой ВТГРП с кислотой выполняется в три стадии и включает в себя последовательную закачку соляной кислоты, буферной жидкости (линейный гель, сшитый гель), проппанта с последующей продавкой кислотой. Технология ВТГРП без применения кислоты на водном геле выполняется в одну стадию (табл. 1).

Типовой разрез по скважине с ГРП

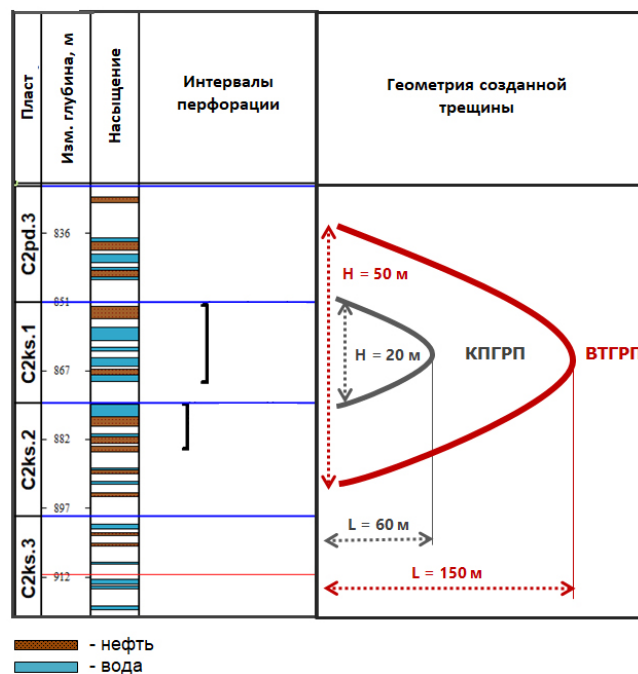


Рис. 2. Типовой разрез скважины в интервале КПО и геометрия создаваемых трещин по технологиям ГРП

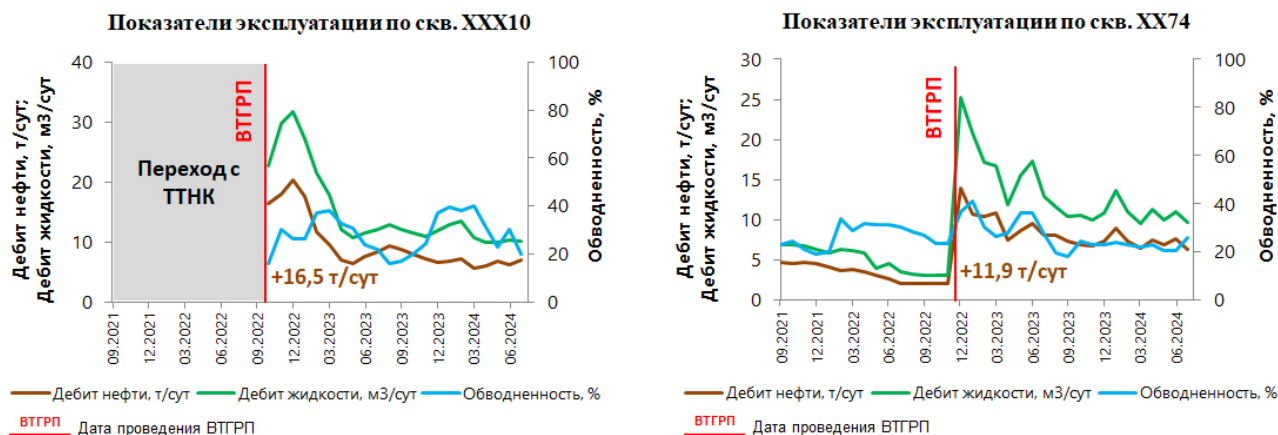


Рис. 3. Результаты проведения ВТГРП на опытных скважинах

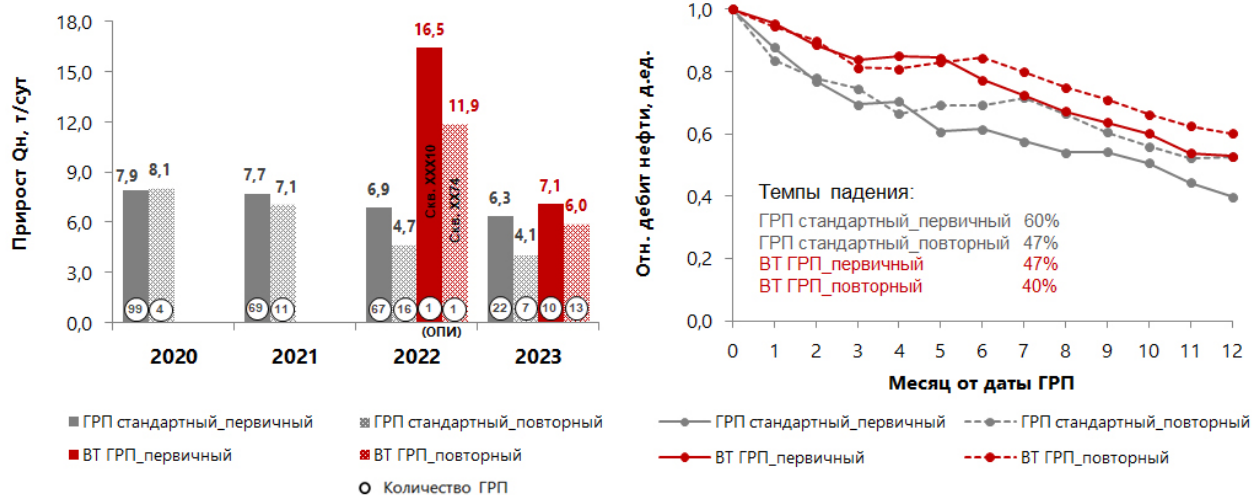


Рис. 4. Сравнение эффективности ГРП на ННС по технологиям

Повторные ГРП, проведенные по технологии ВТГРП на водном геле, показали большую эффективность, чем высокотоннажные повторные ГРП с закачкой кислоты. Средние запускные приросты составили 8,0 и 4,2 т/сут соответственно.

Таким образом, технология ВТГРП показала свою эффективность в качестве как первичного, так и повторного ГРП в условиях КПО Арланского месторождения. Для минимизации рисков прорыва в водонасыщенные пласты по скважинам с неопределенностью в насыщении

и ФЕС нижележащих пропластков проводится их предварительное опробование, и корректируется дизайн ГРП.

ГРП на горизонтальных скважинах

Первый опыт проведения ГРП на ГС с целью восстановления продуктивности, а также вовлечения в разработку ранее не дренируемых интервалов приурочен к 2019 г. В качестве основного метода воздействия была применена технология ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП) (Гапонов, 2023), суть которой состоит в проведении

Стадии	I стадия				II стадия				III стадия			
Рабочий агент	Кислота	Буферная жидкость	Проппант	Продавочная жидкость	Кислота	Буферная жидкость	Проппант	Продавочная жидкость	Кислота	Буферная жидкость	Проппант	Продавочная жидкость
ВТГРП с кислотой	10 м ³ HCl	линейный гель, сшитый гель	8 т (фракция 20/40)	10 м ³ HCl	10 м ³ HCl	линейный гель, сшитый гель	12 т (фракции 20/40, 16/20)	линейный гель	10 м ³ HCl	линейный гель, сшитый гель	20 т (фракции 16/20, 12/18)	линейный гель
ВТГРП на водном геле	-	линейный гель, сшитый гель	40 т (фракции 16/20, 12/18)	линейный гель	-	-	-	-	-	-	-	-

Табл. 1. Последовательность проведения типового высокотоннажного повторного ГРП с кислотой и на водном геле

гидропескоструйной перфорации и последующего ГРП между существующими портами МГРП за одну спуско-подъемную операцию (рис. 5).

Один из первых ГРП с ГПП на объекте КПО проведен на скв. XXX57Г в сентябре 2019 г. Обработка выполнялась в две стадии с закачкой 3 т проппанта и 40 м³ кислоты 15% HCl на каждую стадию. Получен запускной прирост по нефти 15,4 т/сут с темпом падения дебита нефти 47% за первый год работы. Длительность эффекта составила более одного года. Участок проведения ОПИ на скв. XXX57Г, а также показатели эксплуатации до и после ГРП с ГПП приведены на рис. 6.

Опираясь на полученный положительный опыт проведения ОПИ на скв. XXX57Г (получен запускной прирост дебита нефти 15,4 т/сут), с 2020 г. началось массовое внедрение данной технологии на месторождении. На сегодняшний день выполнено около 200 операций с закачкой в среднем 4 т проппанта и 40 м³ кислоты 15% HCl на стадию. После ГРП с ГПП скважины запущены со средним дебитом нефти 13 т/сут, что составляет 54% от начального запускного дебита при вводе новой скважины (ВНС) в добычу. Средний темп падения дебита нефти после ГРП составил 37%, что значительно ниже темпов падения в первый год работы ГС (65%). Высокие темпы падения дебитов проектных скважин после ввода по фонду обусловлены остановкой окружающих нагнетательных скважин на период бурения куста и соответствующим снижением пластового давления. Для проведения ГРП

с ГПП выбираются участки, по которым система ППД уже сформирована и находится в работе.

За период активного проведения ГРП с ГПП (2020–2023 гг.) отмечается снижение среднего запускного прироста по нефти на 37% (от 10,3 до 6,5 т/сут) в связи с ухудшением структуры кандидатов на первичные ГРП (рис. 7). Снижение качества кандидатов обусловлено постепенным переходом к разработке более «сложных» запасов – краевые зоны с рисками по нефтенасыщенности, ухудшенные ФЕС, а также районы уплотняющего бурения с пониженным пластовым давлением.

В связи с необходимостью восстановления продуктивности скважин в процессе эксплуатации с 2022 г. начинается проведение повторных ГРП с ГПП, в т.ч. с приобщением новых невоскрывших интервалов. К 2023 г. доля повторных операций выросла до 26%, средний прирост по нефти составил 6,3 т/сут.

В настоящее время с целью повышения эффективности ГРП на ГС ведется поиск способов оптимизации применяемой технологии ГРП с ГПП, в частности, ведутся работы по опробованию высокотоннажных ГРП с ГПП.

Перспективы развития и выбор оптимальной технологии ГРП для условий карбонатного коллектора

Одной из особенностей применения ГРП в карбонатных коллекторах является сочетание разрыва пласта и применения кислотных составов с целью химического воздействия на матрицу пласта и создания каналов.

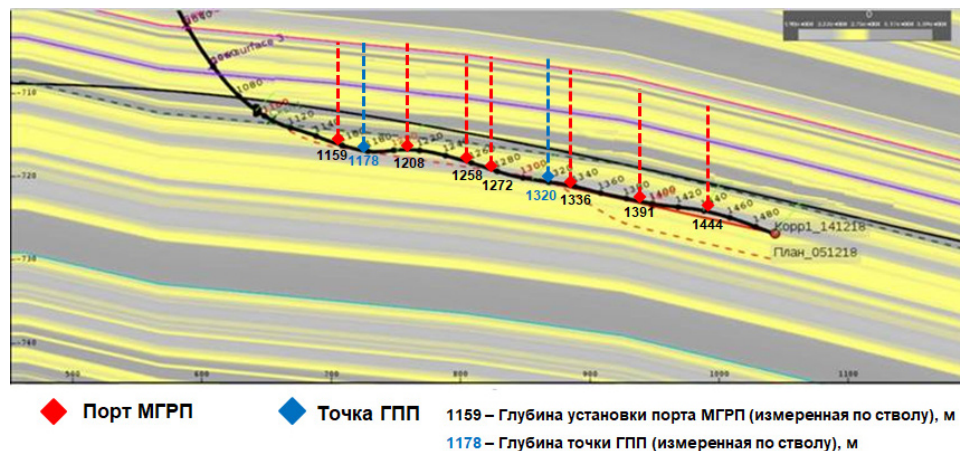


Рис. 5. Пример расположения портов МГРП и интервалов ГПП на ГС

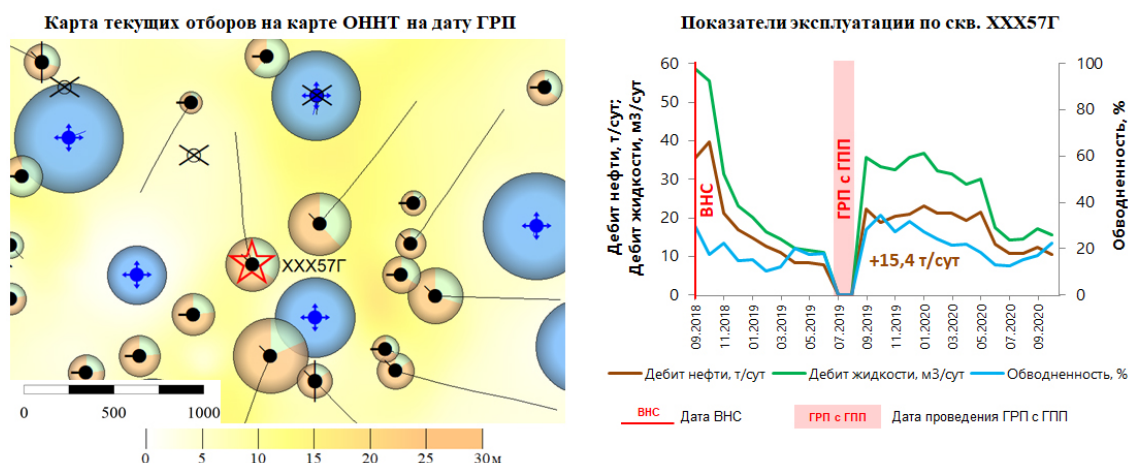


Рис. 6. Результаты проведения ГРП с ГПП на скв. XXX57Г



Рис. 7. Динамика запусковых приростов по технологии ГРП с ГПП на ГС

Этим условиям соответствуют технологии КГРП и КПГРП. Но применение классического ГРП, в том числе вторичного с применением ГПП, и высокотоннажного ГРП, также позволяет интенсифицировать дебит скважин, эксплуатирующих карбонаты.

Применение ГРП на терригенном коллекторе ограничено двумя технологиями из перечисленных – ВТГРП и ГРП с ГПП – по причине низкой эффективности применения кислотных растворов в песчаниках.

Обобщая вышеизложенное, можно выделить четыре технологии ГРП, которые были внедрены на скважинах объекта КПО Арланского месторождения за последние 10 лет: для ННС – кислотный, кислотно-проппантный, высокотоннажный ГРП; для ГС – ГРП с ГПП. Основным критерием оценки эффективности технологий ГРП является изменение коэффициента продуктивности $K_{\text{прод}}$ скважины после применения ГРП – параметра, определяющего добычные возможности скважины и характеризующегося как отношение дебита скважины к перепаду давления между пластовым и забойным. Сравнение эффективности рассматриваемых технологий приведено в табл. 2.

Как видно из табл. 2, применяемые на сегодняшний день технологии ГРП эффективны с точки зрения восстановления продуктивности скважины. Но, в связи с увеличением степени выработки запасов основного пласта C2ks.1 и низкой степенью вовлеченности транзитных пластов (C2pd.3, C2ks.2, C2ks.3) с худшими ФЕС, возникает необходимость оптимизации уже применяемых технологий ГРП (изменения расхода, типа рабочей жидкости, массы проппанта и кислоты и т.д.).

Так, в 2024 г. началось апробирование технологии секторного ГРП, которая является модификацией уже существующей технологии кислотно-проппантного ГРП и направлена на исключение недостатков стандартного КПГРП. При секторном ГРП проппантные стадии разделены на части с минимально возможными объемами (операционно) жидкости между ними, кислотная стадия

Технология	$K_{\text{прод}}$ до ГРП, м ³ /сут/МПа	$K_{\text{прод}}$ после ГРП, м ³ /сут/МПа	Прирост $K_{\text{прод}}$, м ³ /сут/МПа
КГРП	6,4	8,6	2,2
КПГРП	5,5	10,4	4,9
ГРП с ГПП	2,9	10,0	7,1
ВТГРП	3,2	11,6	8,4

Табл. 2. Сравнение коэффициента продуктивности ($K_{\text{прод}}$) до и после ГРП по технологиям

присутствует только в конце закачки. В конечном счете, для охвата трещиной целевой мощности пласта требуется в 2–2,5 раза меньше массы проппанта и в 4 раза меньше объема кислоты (Бильданов, 2024).

Технология секторного ГРП обеспечивает следующее:

- отсутствует несовместимость рабочих жидкостей, так как сшитый гель не контактирует с кислотой;
- геометрия трещины становится более прогнозируемой, так как вязкость рабочей жидкости постоянна;
- отсутствует необходимость в дополнительных объемах жидкости для стадий-разделителей.

На сегодняшний день выполнено несколько операций секторного ГРП на опытных участках как на ННС, так и на ГС, расчетные запусковые приросты достигнуты при меньших (до 25%) затратах на ГТМ. По результатам мониторинга эффективности по дополнительной добыче нефти и окупаемости мероприятий технология будет тиражироваться на всё месторождение с целью повышения эффективности ГРП.

На основе обобщения полученного опыта проведения ГРП по различным технологиям для потенциальных скважин-кандидатов разработан алгоритм выбора технологий ГРП для условий каширо-подольских отложений Арланского месторождения, который может быть тиражирован на остальные месторождения со схожим геологическим строением (рис. 8).

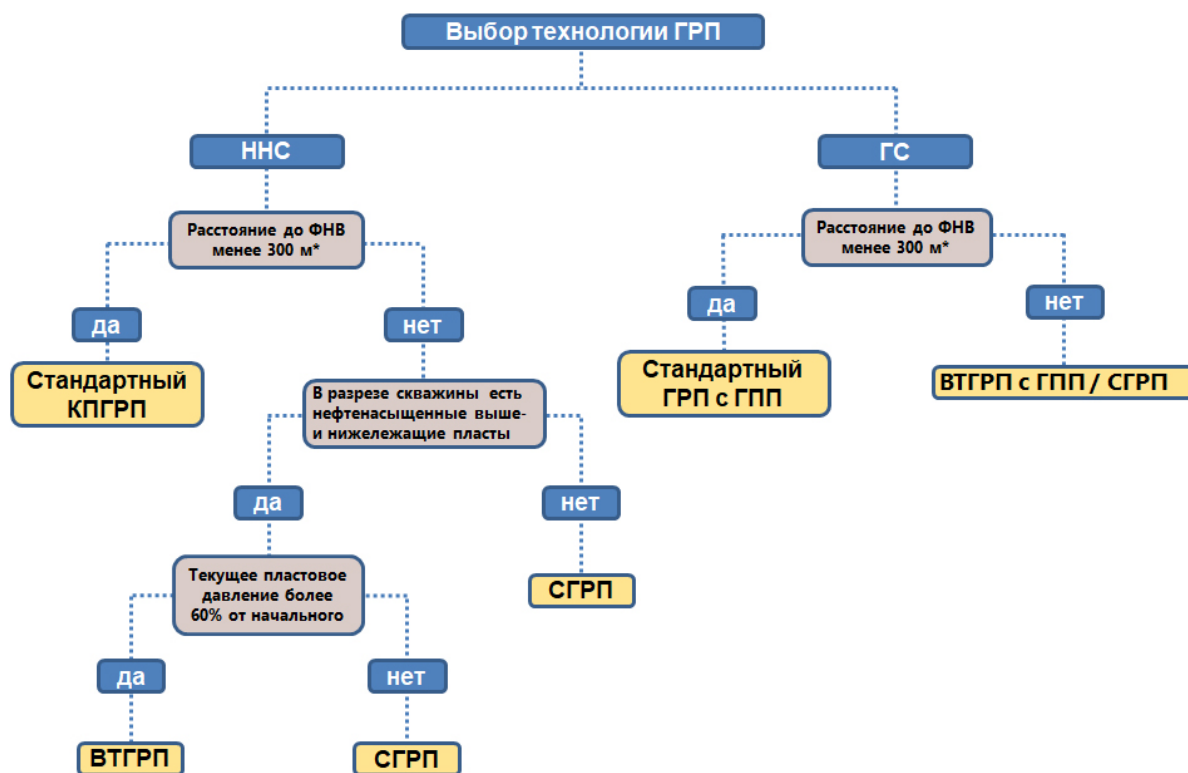
Определены следующие критерии применимости разработанного алгоритма (Лозин, 2012; Грищенко, 2018):

- карбонатный коллектор;
- наличие плотной перемычки (толщина не менее 3–4 м плотного известняка или доломита);
- тип коллектора (порово-кавернозный, кавернозно-трещиноватый);
- текущая обводненность по скважинам окружения – не более 70%;
- проницаемость коллектора – более 0,025 мкм²;
- средняя нефтенасыщенная мощность коллектора – более 2 м при расчлененности 3 ед.;
- плотность остаточных извлекаемых запасов нефти по участку – не менее 0,15 т/м² (определяется по результатам построения секторных геолого-гидродинамических моделей);
- наличие действующей системы ППД.

Выводы

На основе анализа статистической информации по ГРП, проведенным за период 2013–2023 гг., представлена эволюция технологий гидроразрыва и их модификаций в условиях изменения текущего состояния разработки месторождения, выработки запасов, уточнения геологического строения, а также развития геолого-технологических мероприятий. Проведен обзор применяемых технологий ГРП и оценка их эффективности с точки зрения достижения запусковых приростов и темпов падения дебитов нефти.

Результаты анализа подтверждают эффективность и перспективы применяемых на сегодняшний день технологий гидроразрыва на объекте КПО Арланского месторождения – проведение высокотоннажного ГРП на ННС и ГРП с гидропескоструйной перфорацией на ГС.



* Закономерность выявлена по ОПИ

Рис. 8. Алгоритм выбора технологий ГРП для каширо-подольских отложений

В настоящее время технология ВТГРП тиражируется на аналогичные участки месторождения с подтвержденным насыщением нижележащих пластов C2ks.2, C2ks.3 по результатам предварительного опробования, а в перспективе – на новые участки по результатам доизучения пластов. По скважинам с горизонтальным окончанием ведется поиск путей совершенствования технологии ГРП с ГПП в связи со снижением эффективности ввиду ухудшения структуры кандидатов, обусловленное постепенным переходом к разработке более «сложных» запасов. В частности, в производственном режиме начаты работы по опробованию технологии высокотоннажных ГРП с ГПП. Внедряется технология секторного ГРП как на ННС, так и на скважинах с горизонтальным окончанием. На текущий момент проводится мониторинг длительности эффекта ввиду относительно небольшого времени отработки скважин после проведенных мероприятий.

Разработанный авторами алгоритм выбора технологии ГРП в перспективе возможно тиражировать на карбонатные отложения московского яруса других месторождений Волго-Уральского региона.

Литература

Бильданов В.Ф. (2024). ПАО АНК «Башнефть». Секторный ГРП. II Всероссийский саммит по гидроразрыву пласта: От вызовов к эффективным решениям. Тюмень.

Гапонов М.А. (2023). ПАО АНК «Башнефть». ГРП в горизонтальных скважинах на фильтрах и открытых стволах по технологии гидропейско-струйная перфорация + ГРП. Всероссийский саммит по гидроразрыву пласта: Вызовы и перспективы. Тюмень.

Гареев А.Т., Нуров С.Р., Фаизов И.А., Зубик А.О., Имашева Э.В., Якупов Р.Ф. (2023). Особенности и концепция дальнейшей разработки уникального Арланского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 40–45.

Грищенко В.А., Баширов И.Р., Мухаметшин М.Р., Бильданов В.Ф. (2018). Особенности применения проппантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 120–122.

Лозин Е.В. (2012). Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. Уфа: БашНИПИнефть, 704 с.

Сведения об авторах

Я.Р. Исламов – начальник отдела разработки и мониторинга месторождений, Управление по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

Э.Р. Нурлыгаянова – главный специалист сектора мониторинга и разработки, отдел разработки и мониторинга месторождений, Управление по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

А.М. Вагизов – начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС, Управление по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

e-mail: VagizovAM@bnipt.rosneft.ru

С.Р. Нуров – заместитель начальника управления по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

Р.Ф. Якунов – кандидат тех. наук, доцент, кафедра «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском; заместитель начальника управления, Управление по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 450511, Республика Башкортостан, деревня Мударисово, Уфимский район, Курасково промзона, д. 1, к. 5

А.К. Зарипов – руководитель сектора анализа и планирования ГТМ Арланской группы месторождений, отдел интенсификации добычи, Управление повышения производительности резервуаров и ГТМ, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 452684, Нефтекамск, ул. Социалистическая, д. 57

М.Р. Мухаметшин – начальник управления повышения производительности резервуаров и ГТМ, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 450511, Республика Башкортостан, деревня Мударисово, Уфимский район, Курасково промзона, д. 1, к. 5

М.В. Салимов – начальник отдела интенсификации добычи, Управление повышения производительности резервуаров и ГТМ, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 450511, Республика Башкортостан, деревня Мударисово, Уфимский район, Курасково промзона, д. 1, к. 5

Статья поступила в редакцию 09.11.2024;

Принята к публикации 04.12.2024;

Опубликована 20.12.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The Evolution of Hydraulic Fracturing Technologies for the Carbonate Sediments of the Kashirsky and Podolsky Horizons of the Arlanskoe Oilfield

Ya.R. Islamov¹, E.R. Nurlygayanova¹, A.M. Vagizov^{1}, S.R. Nurov¹, R.F. Yakupov^{2,3}, A.K. Zaripov², M.R. Mukhametshin², M.V. Salimov²*

¹RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

²Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russian Federation

³Ufa State Petroleum Technological University, Branch in the City of Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russian Federation

*Corresponding author: Azat M. Vagizov, e-mail: VagizovAM@bnipi.rosneft.ru

Abstract. This article reviews the evolution of hydraulic fracturing (HF) technologies for the carbonate sediments of the kashirsky and podolsky horizons of the Arlanskoe oilfield (the Republic of Bashkortostan and the Udmurt Republic) by the influence of changes in current development conditions, reserve depletion, clarification of the geological structure, and scientific and technical advancements. It presents an overview of the main technologies of primary hydraulic fracturing and re-fracturing actively used today and/or are being introduced on the industrial scale. For horizontal wells, hydraulic fracturing with hydraulic jet perforation (HJP) is employed. This technology enables the development of previously untapped or underperforming sections of the wellbore by allowing selective acid and proppant injection into specific intervals, offering high controllability and predictability. Both HJP and HF stages are completed in a single tripping operation without the need for a coiled tubing fleet. For directional wells, high-tonnage hydraulic fracturing with increased proppant mass up to 40–50 tons is a promising technological solution. This approach enhances to increase starting oil flow rates by improving coverage ratio due to involving poorly drained and previously undeveloped overlying and underlying layers. The article consolidates practical experience with hydraulic fracturing technologies, analyzes their effectiveness, identifies the features of hydraulic fracturing in directional and horizontal wells, and develops an algorithm for the selection of hydraulic fracturing technology for the conditions of a carbonate reservoir.

Keywords: Arlanskoe oilfield, kashirsky and podolsky sediments, horizontal wells, hydraulic fracturing, proppant mass, high mass proppant hydraulic fracturing, hydraulic jet perforation, sectoral hydraulic fracturing

Recommended citation: Islamov Ya.R., Nurlygayanova E.R., Vagizov A.M., Nurov S.R., Yakupov R.F., Zaripov A.K., Mukhametshin M.R., Salimov M.V. (2024). The Evolution of Hydraulic Fracturing Technologies for the Carbonate Sediments of the Kashirsky and Podolsky Horizons of the Arlanskoe Oilfield. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 200–208. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.21>

References

- Bildanov V.F. (2024). PJSC ANK Bashneft. Sector hydraulic fracturing. *II All-Russian summit on hydraulic fracturing: From challenges to effective solutions*. Tyumen. (In Russ.)
- Gaponov M.A. (2023). PJSC ANK Bashneft. Hydraulic fracturing in horizontal wells on filters and open holes using hydrojet perforation + hydraulic fracturing technology. *All-Russian summit on hydraulic fracturing: From challenges to effective solutions*. Tyumen. (In Russ.)
- Gareev A.T., Nurov S.R., Faizov I.A., Zubik A.O., Imasheva E.V., Yakupov R.F. (2023). Features and concept of further development of the unique Arlanskoe field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 4, pp. 40–45. (In Russ.)
- Grishchenko V.A., Bashirov I.R., Mukhametshin M.R., Bil'danov V.F. (2018). Features of the application of proppant-acid hydraulic fracturing in oil fields of the Republic of Bashkortostan. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 12, pp. 120–122. (In Russ.)
- Lozin E.V. (2012). Development of the unique Arlanskoe oil field in the east of the Russian plate. Ufa: BashNIPIneft, 704 p. (In Russ.)

About the Authors

Yanis R. Islamov – Head of the Field Development and Monitoring Department, Management for Geology and Development of the Arlanskoe Field, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation

Elina R. Nurlygayanova – Chief specialist of the Field Development and Monitoring Sector, Management for Geology and Development of the Arlanskoe Field, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation

Azat M. Vagizov – Head of the Drilling and Sidetracking Support Department, Management for Geology and Development of the Arlanskoe Field, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation
e-mail: VagizovAM@bnipi.rosneft.ru

Salavat R. Nurov – Deputy Head of the Management for Geology and Development of the Arlanskoe Field, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation

Rustem F. Yakupov – Cand. Sci. (Technical Sciences), Associate Professor, Department for the Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Branch in the City of Oktyabrsky; Deputy Head of the Field Development Management, Bashneft-Dobycha LLC

Build 5, 1, Kuraskovo industrial zone, Mudarisovo village, Ufa district, the Republic of Bashkortostan, 450511, Russian Federation

Azat K. Zaripov – Head of the Sector for Analysis and Planning Geological and Technical measures of Arlan group of fields, Production Intensification Department, Management for the Reservoir Performance Improvement and Geological and Technical Measures, Bashneft-Dobycha LLC
57 Socialist st., Neftekamsk, 452684, Russian Federation

Marat R. Mukhametshin – Head of the Management for the Reservoir Performance Improvement and Geological and Technical Measures, Bashneft-Dobycha LLC
Build 5, 1, Kuraskovo industrial zone, Mudarisovo village, Ufa district, the Republic of Bashkortostan, 450511, Russian Federation

Marat V. Salimov – Head of the Production Intensification Department, Management for the Reservoir Performance Improvement and Geological and Technical Measures, Bashneft-Dobycha LLC
Build 5, 1, Kuraskovo industrial zone, Mudarisovo village, Ufa district, the Republic of Bashkortostan, 450511, Russian Federation

Manuscript received 9 November 2024;

Accepted 4 December 2024;

Published 20 December 2024

© 2024 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)