

Опыт и перспективы применения низковязких жидкостей при гидроразрыве пласта в зонах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и близким водо-нефтяным контактом

Садыков А.М.¹, Ерастов С.А.¹, Федоров А.Э.¹, Сирбаев Р.И.¹, Лескин Ф.Ю.², Сахипова И.А.², Зоркальцев Н.М.², Агзамов И.Ф.²,
¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Приведены результаты работы и извлеченные уроки из проведенных опытно-промышленных испытаний ГРП с использованием низковязких жидкостей в наклонно-направленных скважинах. Реализация данных ГРП позволила оптимизировать массу пропанта и локализовать трещину в продуктивном интервале, что, в свою очередь, способствовало получению большей полудлины трещины в продуктивном пласте, меньшей обводненности и достижению запланированных параметров. Рекомендации и накопленный опыт, приведенные в данной работе, могут повысить результативность ГРП с применением низковязких жидкостей.

Материалы и методы:

Лабораторные испытания по оценке влияния жидкостей ГРП на остаточную проницаемость пропантной пачки, построение уточнённой геомеханической модели по данным ГИС и исследованиям керна, моделирование операций ГРП с использованием низковязких жидкостей, инженерное

сопровождение операций ГРП, анализ вывода скважины на режим и последующих темпов падения.

Ключевые слова

ОПИ ГРП, низковязкие жидкости ГРП, ухудшенные ФЕС, близкий водонефтяной контакт, лабораторные испытания жидкостей ГРП, моделирование дизайнов ГРП, оптимизация массы пропанта.

Для цитирования

Садыков А.М., Ерастов С.А., Федоров А.Э., Сирбаев Р.И., Лескин Ф.Ю., Сахипова И.А., Зоркальцев Н.М., Агзамов И.Ф. Опыт и перспективы применения низковязких жидкостей при гидроразрыве пласта в зонах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и близким водонефтяным контактом // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 72–77. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-72-77

Поступила в редакцию: 24.10.22

OIL PRODUCTION

UDC 67.03 | Original Paper

Experience and prospects for the use of low-viscosity fluids during hydraulic fracturing in zones with poor reservoir quality and vicinity of water-oil contact

Sadykov A.M.¹, Erastov S.A.¹, Fedorov A.E.¹, Sirbaev R.I.¹, Leskin F.Yu.², Sahipova I.A.², Zorkalcev N.M.², Agzamov I.F.²
¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“NK “Kondanefit” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Abstract

This article summarizes the results and lessons learned from the pilot work carried out using low-viscosity fluids in directional wells. The implementation of these designs made it possible to optimize the mass of the proppant and localize the fracture in the zone of interest, which, in turn, contributed to obtaining a longer half-length of the fracture in the productive formation, less water production and achieving the planned parameters. The recommendations and accumulated experience given in this paper can increase the effectiveness of hydraulic fracturing with the use of low-viscosity fluids.

Materials and methods

Laboratory testing of fracture conductivity damage by fracturing fluids, geomechanical modeling using well logs and core data, hydraulic fracturing simulation using low-viscosity fluids, engineers support of fracturing operations, well productivity analyses.

Keywords

frac pilot testing, low-viscosity fluids, low permeability reservoirs, water-oil contact, frac fluid laboratory testing, hydraulic fracture design and modeling, proppant mass optimization

For citation

Sadykov A.M., Erastov S.A., Fedorov A.E., Sirbaev R.I., Leskin F.Yu., Sahipova I.A., Zorkalcev N.M., Agzamov I.F. Experience and prospects for the use of low-viscosity fluids during hydraulic fracturing in zones with poor reservoir quality and vicinity of water-oil contact. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 72–77. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-72-77

Received: 24.10.22

Введение

Задача повышения эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов для поддержания и увеличения уровней добычи нефти требует непрерывного поиска и развития технологий заканчивания скважин. Помимо модификации конструкции скважины и схемы заканчивания, необходимы альтернативные технологии и дизайны гидравлического разрыва пласта (ГРП). Целью работы является описание опыта применения низковязких жидкостей ГРП в терригенных коллекторах для контроля роста трещины в высоту и увеличения полудлины трещины.

Российские нефтегазодобывающие компании активно применяют бурение горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). В условиях ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) зачастую используются стандартные технологии ГРП, а именно — сшитый гель. Моделирование в симуляторе ГРП по уточненной геомеханической модели показало, что переход к низковязким жидкостям ГРП способствует увеличению полудлины трещины — основного параметра, определяющего продуктивность скважины в низкопроницаемых коллекторах. При составлении дизайнов были применены сляговые пакчи с учетом транспорта пропанта посредством дюнообразования. Для сравнения альтернативных жидкостей ГРП со стандартными технологиями были проведены лабораторные исследования на остаточную проводимость пропантной пакчи. Результаты моделирования и лабораторных испытаний позволили перейти к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) с применением альтернативных жидкостей ГРП.

В АО «НК «Конданефть» впервые были успешно реализованы ГРП с применением 100 % линейного геля в наклонно-направленных скважинах (ННС). Для ННС в краевой зоне с пониженными ФЕС получен большой безразмерный коэффициент продуктивности по сравнению с окружением. Для ННС с близостью ВНК изначально были запланированы подходы с проведением стандартного большеобъемного ГРП на сшитом геле с массой пропанта до 100 т для приобщения всего интервала коллектора. В связи с рисками прорыва трещины в нижележащие водонасыщенные пропластки, была применена альтернативная технология ГРП с низковязкими жидкостями. Несмотря на меньшую массу пропанта, больший или же соизмеримый объем жидкости из-за низкой концентрации пропанта по сравнению со стандартным ГРП, были достигнуты запланированные параметры добычи скважины с меньшей обводненностью.

Кондинское месторождение — нефтяное месторождение, эксплуатируемое АО «НК «Конданефть». В основном, нефтяная залежь представлена песчано-алевритовым пластом АС-10 (средняя эффективная нефтенасыщенная мощность 8,4 м), средняя проницаемость по оценке ГИС и проведенных ГДИС 1,4 мД. При этом следует отметить ухудшение ФЕС к краевым частям залежи.

Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), представленных на месторождении, ведется с применением горизонтального бурения с МГРП. На текущий момент, целевая длина горизонтального участка достигает 1 000 м в нецементируемом хвостовике со сдвиговыми шаровыми муфтами ГРП (10 стадий МГРП).

Одним из методов увеличения нефтеотдачи пласта в низкопроницаемых коллекторах с пониженными ФЕС является увеличение эффективной полудлины трещины ГРП или же создание разветвленной сети трещин при ГРП [7]. В мировой практике активно используется опыт разработки месторождений сланцевых нефти и газа, в которых успешно нашли свое применение низковязкие жидкости ГРП [3, 6]. Данные жидкости, благодаря своей низкой вязкости, способствуют созданию разветвленной сети трещин. Низкая вязкость позволяет уменьшить чистое давление в трещине и рост трещины в высоту, а также определяет улучшенную степень очистки трещины от жидкости ГРП, что способствует увеличению эффективной полудлины трещины [2, 5].

В связи с отсутствием опыта проведения работ ГРП с низковязкой жидкостью на месторождениях АО «НК «Конданефть», первоначально были запланированы опытно-промышленные испытания с гибридным дизайном ГРП, предполагающим комбинацию линейного геля и сшитого геля. На основании успешных результатов с гибридным дизайном, были запланированы работы по ГРП полностью на линейном геле.

Апробация ГРП с низковязкими жидкостями имеет большое значение не только в условиях близости водонефтяного контакта (ВНК), но также и в условиях ухудшения ФЕС. Применение низковязких жидкостей в вертикальных скважинах решало вопрос, как получения большей полудлины трещины, так и недопущения прорыва в нижележащие водонасыщенные пропластки. В данных работах были успешно опробованы различные методики, которые применяются в низкопроницаемых коллекторах Северной Америки [3].

На следующем этапе планируется применение низковязких жидкостей при МГРП и замена линейного геля синтетической жидкостью.

Особенности ГРП с низковязкой жидкостью

Применение опыта Северной Америки предполагало использование низковязких жидкостей с пропантом. Отличительной особенностью использования данных жидкостей является ограничение максимальной концентрации пропанта из-за низкой песконесущей способности жидкости, а также необходимость проведения закачки с высоким расходом.

Большое количество как теоретических, так и экспериментальных исследований посвящено поведению потока низковязкой жидкости с пропантом в трещине. Л.Н. Керн и его коллеги в 1959 г. одними из первых провели исследование в щелевой модели трещины, используя воду и прозрачные пластины для стенок трещины в лаборатории. Одним из заключений было то, что пропант мгновенно осаждается внутри модели трещины. Осаждаемый пропант формирует дюну, которая увеличивается со временем, пока не достигнет постоянной высоты, когда весь пропант транспортируется дальше. Пропант, закачиваемый раньше, осаждается вблизи перфораций (входа) в трещину [4].

Один из примеров экспериментов приведен в источнике [6], где на рисунке 1 показан пример эксперимента в щелевой установке с образованием «дюны» на небольшом расстоянии от «перфораций» практически сразу же после начала закачки. Эта дюна

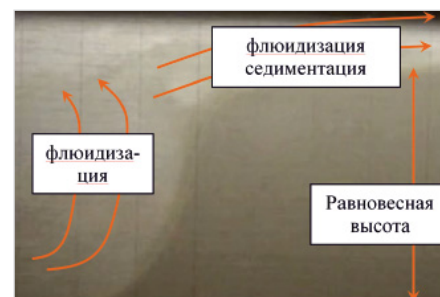


Рис. 1. Моментальный снимок примерно после 45 секунд эксперимента в щелевой модели трещины при расходе 45.5 л/мин с использованием жидкости с вязкостью 1 сП и концентрацией песка 120 кг/м³. После достижения равновесной высоты перенос происходит посредством сочетания флюидизации и седиментации [6]

Fig. 1. Snapshot after about 45 seconds of the experiment in a slot fracture model at a flow rate of 45.5 l/min using a liquid with a viscosity of 1 cP and a sand concentration of 120 kg/m³. After reaching the equilibrium height, the transfer occurs through a combination of fluidization and sedimentation [6]

растет и достигает такого уровня, при котором высота дюны становится стабильной. Как только эта равновесная высота достигнута, транспортировка пропанта в щелевой модели трещины в основном регулируется флюидизацией (разжижением) и седиментацией (осаждением). Флюидизация (или подъем) части пропанта происходит по мере того, как турбулентность жидкости «поднимает» частицы с неподвижного слоя, в то время как осаждение происходит по мере того, как эти взвешенные частицы транспортируются через верх дюны. Таким образом, транспортировка пропанта значительно отличается для жидкости с низкой вязкостью по сравнению со сшитыми жидкостями.

Аль-Отайби и Мискиминс в 2015 г. провели схожие эксперименты и выделили несколько этапов образования дюн [1]:

1 этап: 0–10 % от равновесной высоты. На первом этапе, при высоте от 0 до 10% от равновесной высоты, скорость в данном канале невысока и происходит большей частью осаждение пропанта, т.е. его транспортировка происходит за счет осаждения из движущейся жидкости.

2 этап: 10–75 % от равновесной высоты. На данном этапе характеризуется перекрытие части канала, что способствует возрастанию скорости смеси в этой зоне. На этой стадии зерна пропанта перекачиваются вперед, причем они продолжают движение до момента превышения сил гравитации и трения.

3 этап: 75–97 % от равновесной высоты. Этот этап характеризуется при достижении дюной 75 % от уровня равновесной высоты, при этом через канал прокачивается более концентрированная смесь с более высокой скоростью. В связи с сужением канала, в верхней части образуется турбулентный режим течения жидкости, который взвешивает часть пропанта из дюны в вихревом потоке. Даже если часть пропанта возвращается обратно в дюну, часть дюны размывается из-за высокой скорости, гранулы пропанта в большей степени транспортируются во взвеси и за счет прокатывания.

4 этап: 97–100 % от равновесной высоты. На данном этапе характеризуется небольшой канал и самые высокие скорости потока над

дьюной, гранулы пропанта транспортируются за счет прокатывания и сальтации.

Опыты, проведенные в щелевых моделях трещины ГРП, позволяют понять основные особенности транспорта пропанта с низковязкими жидкостями. Характерно постепенное заполнение трещины ГРП пропантом вблизи ствола скважины с самого начала работы. Следует отметить, что по мере образования дюны, над дюной формируется канал с высокой скоростью течения жидкости и возможна закачка пропанта в значительных объемах через данный канал. Следует отметить, что перечисленное описание справедливо для экспериментов, в которых высота трещины остается постоянной в процессе закачки. В реальных условиях высота трещины может расти и поведение может отличаться, в то же время для низковязких жидкостей возможно установление постоянной высоты в условиях достаточных барьеров в связи с контролем роста трещины по высоте.

Геомеханическая модель АС-10 и скважины-кандидаты для проведения ГРП

Построение корректной геомеханической модели, как для решения задач бурения скважины, так и целей моделирования и планирования ГРП является одним из направлений научно-технического развития ПАО «НК «Роснефть».

На основе результатов, проведенных геомеханических исследований ядра АС-10 были построены корреляционные зависимости между динамическими и статическими параметрами упругих свойств и уточнена геомеханическая модель пласта АС-10, использованная при моделировании ГРП с низковязкими жидкостями.

Одной из отличительных особенностей дизайна ГРП являлась необходимость ограничения роста трещины в высоту и недопущение приобщения нижележащих пропластков, на что, в свою очередь, влияет контраст напряжений между щелевым пластом и нижележащими барьерами.

Скважины-кандидаты для проведения ГРП подбирались на новом фонде скважин, где одним из основных критериев была возможность сравнения со стандартными работами. Также ввиду закачки низковязкой жидкости в вертикальных скважинах, угол наклона в интервале перфораций должен был составить менее 30°.

Лабораторные испытания и моделирование трещины ГРП

До проведения опытно-промышленных испытаний, ООО «РН-БашНИПнефть» совместно с АО «НК «Конданефть» провела испытания жидкостей ГРП на остаточную проводимость пропантной пачки. Были испытаны синтетический полимер и сшитый гель. Выполненные лабораторные исследования остаточной проводимости пропантной пачки подтвердили высокие значения остаточной проводимости жидкости на основе синтетического полимера. Остаточная проводимость пропантной пачки с использованием пропанта 16/20 и с жидкостью на основе гуара составила 49 % в сравнении с 90 % для жидкости на основе синтетического полимера.

На основании лабораторных исследований было принято решение о планировании ОПИ с низковязкими жидкостями. Для первоначальных работ использовался линейный гель с загрузкой 3.6 кг/м³, с целью

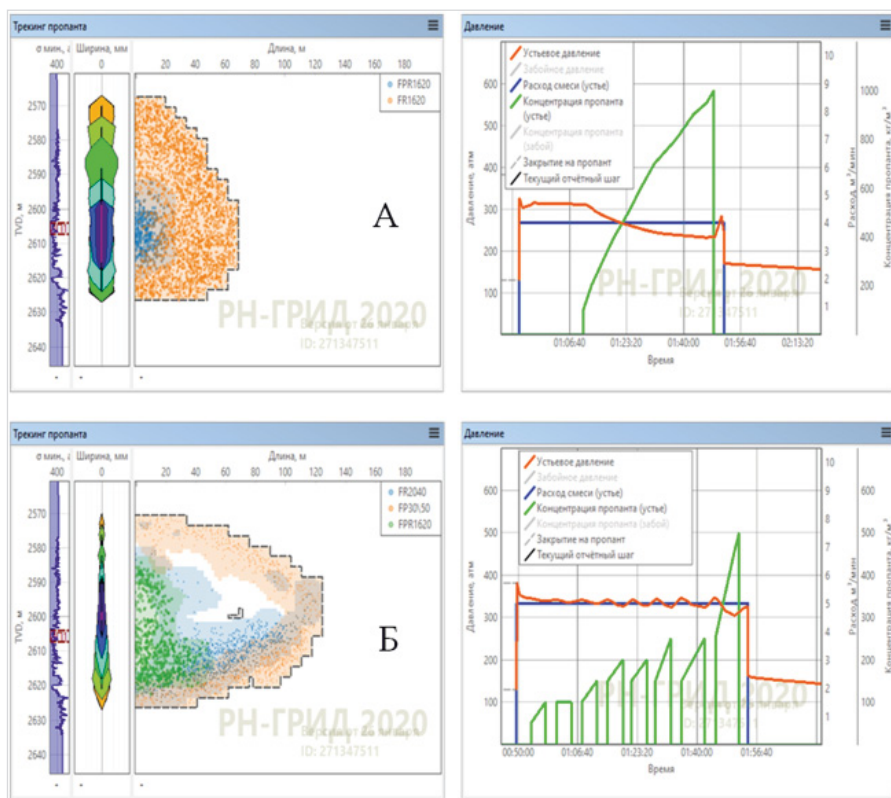


Рис. 2. Сопоставление геометрии трещин для стандартного ГРП $M_{\text{пропант}} = 75 \text{ т}$ (а), ГРП на линейном геле $M_{\text{пропант}} = 35 \text{ т}$ (б).

Fig. 2. Comparison of fracture geometry for standard hydraulic fracturing $M_{\text{proppant}} = 75 \text{ t}$ (a), hydraulic fracturing with linear gel $M_{\text{proppant}} = 35 \text{ t}$ (b).

дальнейшего перехода на жидкость на основе синтетического полимера.

Были проведены реологические испытания жидкостей ГРП на основе синтетического полимера и линейного геля при комнатной температуре и скорости сдвига 170 сек⁻¹. Вязкость синтетического геля с концентрацией активного материала 4.0 л/м³ соответствует загрузке геланта 3.6 кг/м³. В то же время, с синтетической жидкостью ГРП возможно использование меньших концентраций полимера и меньшей вязкости по сравнению с линейным гелем за счет вязкоэластичных свойств жидкости, способствующих транспортировке пропанта. На сланцевых месторождениях синтетический полимер используется в минимальном количестве в основном для снижения потерь давления на трение при обеспечении высоких расходов при ГРП.

На рисунке 2 и в таблице 1 приводится сравнение моделирования геометрии трещины в корпоративном симуляторе гидроразрыва пласта [10, 11] для стандартного ГРП и ГРП на низковязкой жидкости на основе построенной геомеханической модели. В сравнении со стандартным дизайном, предлагаемый дизайн при меньших массах пропанта и объемах жидкости характеризуется значительным увеличением полудлины трещины, со снижением ширины трещины, что не является критическим параметром для низкопроницаемых коллекторов.

ОПИ в краевой зоне с ухудшенными ФЕС

Первая работа с линейным гелем была закачена на скважине №1 Кондинского месторождения, в краевой зоне с ухудшенными ФЕС (рис. 3). Коллектор в данной скважине

Табл. 1. Сопоставление параметров трещины для стандартного ГРП и ГРП на линейном геле

Tab. 1. Comparison of fracture parameters for standard hydraulic fracturing and hydraulic fracturing with linear gel

Параметры трещины	75 т стандартный	75 т низковязкая жидкость
Масса пропанта, т	75	75
Объем жидкости, м ³	420	700
Расход смеси, м ³	4	5
Закрепленная высота (у ствола), м	43	40
Закрепленная полудлина (max), м	68	124
Закрепленная ширина – средняя по площади, мм	7,4	1,9

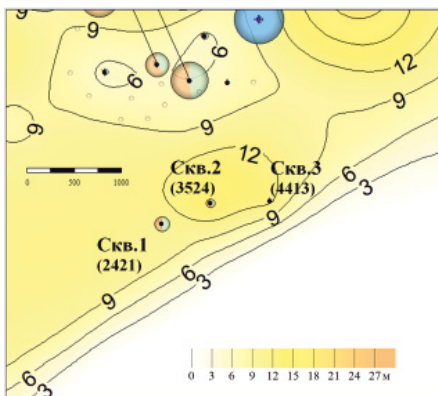


Рис. 3. Карта с краевым расположением скважины №1 Кондинского месторождения
Fig. 3. Map with the location of well No. 1 of the Kondinskoe field

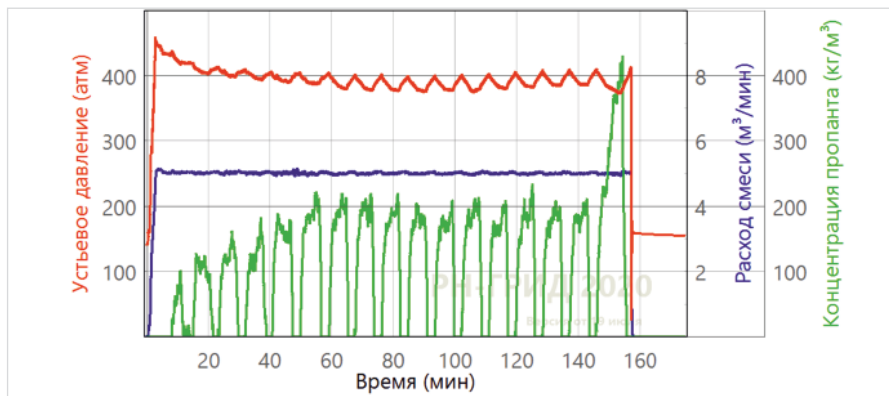


Рисунок 4 – График закачки для скважины №1 со сляговыми пачками
Figure 4 – Pressure-rate-concentration (PRC) plot for well No.1 with slugs

представлен песчаником с глинистыми пропластками. Общая мощность пласта 34 м, при этом ГРП был проведен только на нижний интервал с общей мощностью 11 м и эффективной мощностью 8,1 м, проницаемостью 1,3 мД.

При составлении дизайна использовались сляговые пачки с учетом транспорта пропанта посредством дюнообразования. Для первой работы были выбраны невысокие концентрации пропанта до 200 кг/м³ с повышением до 450 кг/м³ в конце закачки. Между слягами была запланирована закачка объема ствола скважины для оперативного принятия решения во время закачки по результатам прохождения сляговой пачки в пласт. Параметры, полученные по тестовым закачкам на скважине №1 свидетельствовали о пониженных ФЕС и фильтрации жидкости, эффективность жидкости по данным мини-ГРП составила 70 % при мгновенном давлении остановки закачки (МДОЗ) на забое 398 атм, чистом давлении 40 атм и давлении закрытия 358 атм.

Фактический график закачки приведен на Рисунке 4. Параметры массы и концентрации пропанта, закачанного на линейном геле составили: 80 т (25 т – 30/50 и 55 т – 20/40), при максимальной концентрации с 30/50 – 200 кг/м³ и с 20/40 – 450 кг/м³.

Следует отметить постепенное повышение давления обработки при закачке сляговых пачек к концу обработки, характеризующее дюнообразование и возможное уменьшение канала над дюной по мере закачки. Закачка буферной жидкости между слягами пропанта позволяет нивелировать данный эффект, т.к., согласно лабораторным исследованиям, чистая жидкость размывает верхнюю часть дюны и способствует очистке созданного канала над дюной.

После проведения ГРП скважина была запущена в работу и параметры работы сравнены с соседними скважинами. Следует отметить, что для скважины №1 был проперфорирован только нижний интервал, в то время как для соседних скважин №2 и №3 были проведены ГРП на два интервала. На рисунке

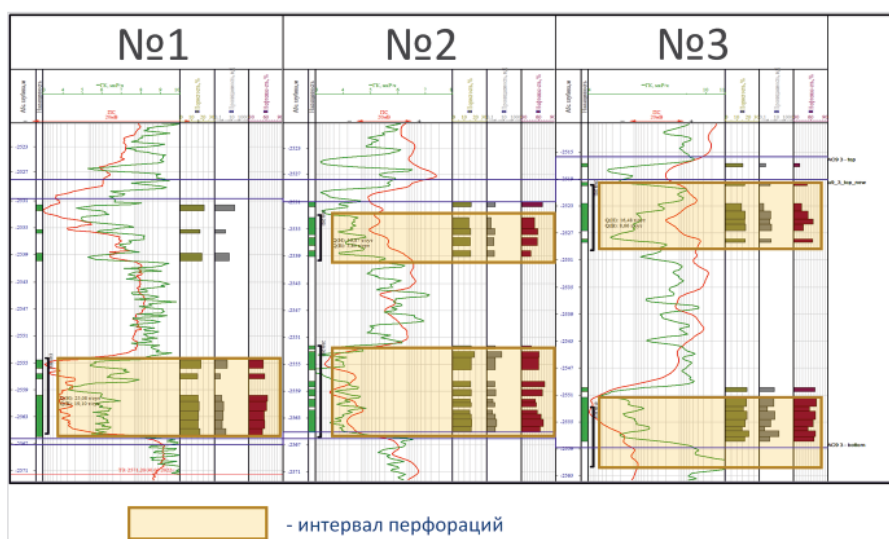


Рис. 5. Сравнение перфорированных интервалов скважины №1 и соседних скважин
Fig. 5. Comparison of the perforated intervals of well No. 1 and neighboring wells

5 и таблице 2 приводится сравнение перфорированных интервалов и параметров ГРП для обеих скважин. На скважине №2 был применен гибридный ГРП на 2 интервала перфораций, буфер состоял из 50 м³ линейного геля и 70 м³ сшитого геля для ГРП с массой пропанта 100 т (15 т – 20/40, 75 т – 16/20 и 10 т – 12/18 RCP). На скважине №3 ГРП был проведен в 2 подхода. Первоначально ГРП с массой пропанта 70 т (10 т – 20/40, 52 т – 16/20 и 8 т – 12/18 RCP) был выполнен на нижний интервал с применением гибридного ГРП, при котором буфер (80 м³) и первые пропантные стадии закачаны на линейном геле. После этого был произведен ГРП на верхний интервал по стандартной технологии с массой пропанта 50 т (10 т – 20/40, 35 т – 16/20 и 5 т – 12/18 RCP).

На рисунке 6 приведено сравнение безразмерного коэффициента продуктивности для скважины №1 и соседних скважин. С учетом перфорированных интервалов

безразмерный коэффициент продуктивности для скважины с ГРП на линейном геле оказался выше, чем для работ со стандартным подходом.

ОПИ в условиях близости ВНК

Следующая работа с линейным гелем была закачана на скважине №4 Кондинского месторождения, в условиях близости водонефтяного контакта и недопущения прорыва трещины в нижележащие водонасыщенные интервалы.

Коллектор в данной скважине представлен песчаником с глинистыми пропластками. Общая мощность пласта 43,9 м, при этом

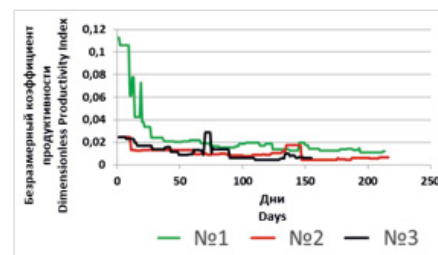


Рис. 6. Безразмерный коэффициент продуктивности для скважины №1 и соседних скважин
Fig. 6. Dimensionless productivity index for well No. 1 and neighboring wells

Табл. 2 – Сравнение параметров ГРП для скважины №1 и соседних скважин
Tab. 2. Comparison of hydraulic fracturing parameters for well No. 1 and neighboring wells

Технология, тоннаж	№1	№2	№3 (ГРП 1)	№3 (ГРП 2)
Общий тоннаж, т	80	100	70	50
Сшитый гель, м ³	-	241	52	98
Линейный гель, м ³	775	126	175	173

эффективная мощность нефтенасыщенной части 11,7 м, проницаемость 0,7 мД, нижняя часть коллектора обводнена. Особенность скважины № 4 в близком расположении водонасыщенного интервала и слабых барьеров в нижней части, что увеличивало вероятность прорыва трещины ГРП в обводненный интервал.

Было проведено многовариантное моделирование различных технологий ГРП по результатам которого при использовании сшитого геля наблюдается существенный рост трещины ГРП по высоте с прорывом в водоносный горизонт (рис. 7) с ограниченным увеличением полудлины трещины, несмотря на увеличение тоннажа с 50 т до 100 т пропанта. При моделировании закачки на линейном геле даже при меньшем тоннаже 34 т было получено увеличение полудлины трещины ГРП (табл. 3).

Параметры, полученные по тестовым закачкам на скважине № 4 свидетельствовали о более лучших ФЕС и повышенной фильтрации жидкости по сравнению с первой скважиной № 1 с линейным гелем, эффективность жидкости по данным мини-ГРП составила 44 % при МДОЗ на забое 394 атм, чистом давлении 34 атм и давлении закрытия 360 атм.

Параметры массы и концентрации пропанта, закачиваемого на линейном геле, составили: 34 т (16 т – 30/50, и 15 т – 20/40, 3 т – 16/20RCP), максимальная концентрация с 30/50 – 200 кг/м³, 20/40 – 450 кг/м³ и 16/20RCP – 500 кг/м³. Закачка также производилась с применением сляговых пачек.

Анализ вывода скважины на режим (ВНР) и последующая работа показывают, что трещина осталась в нефтенасыщенной зоне целевого интервала. Обводненность при выводе скважины на режим составила 31 % (рис. 8) с дальнейшим снижением до 26 % на третий месяц эксплуатации скважины при плановой обводненности 36 %. Запускные дебиты жидкости и нефти превысили плановые параметры на 7 % и 15 % соответственно. Таким образом, закачка на линейном геле способствовала контролю роста трещины в высоту и ее локализации в целевом интервале.

Темпы падения дебита жидкости и безразмерный коэффициент продуктивности сопоставимы с ближайшими скважинами, находящимися на расстоянии > 2 км, при этом необходимо учитывать, что на скважине №4 приобщения всего интервала АС-10, в отличие от соседних скважин, не было.

Таким образом, применение низковязкой жидкости и увеличение полудлины трещины с меньшим тоннажем пропанта, использованием мелкого пропанта в условиях пониженных ФЕС и близости ВНК является перспективным к применению.

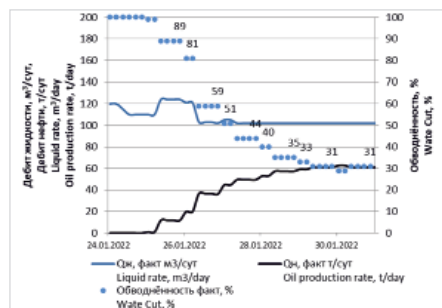


Рис. 8. Вывод скважины № 4 на режим после ГРП
Fig. 8. Putting well № 4 into production after hydraulic fracturing

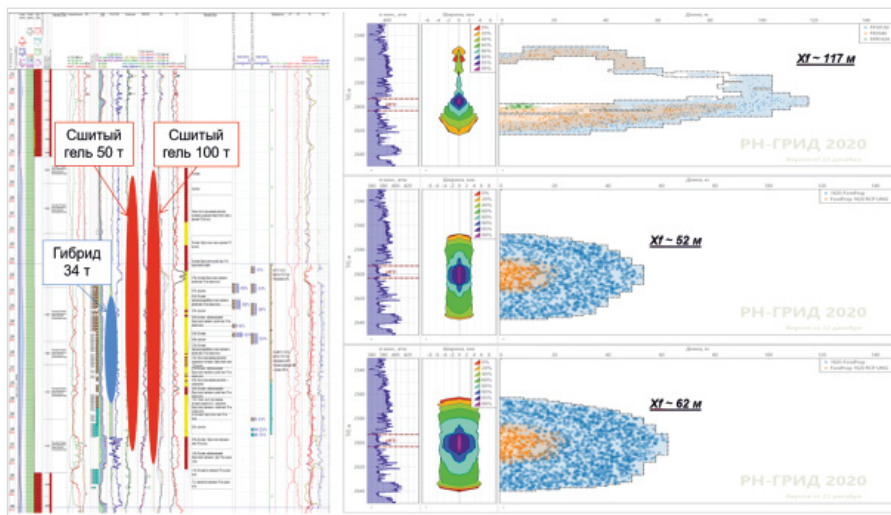


Рис. 7. Сравнение геометрии трещин для ГРП на линейном геле с Мпропанта = 34 т (а), ГРП на сшитом геле с Мпропанта = 50 т (б) и Мпропанта = 100 т (в)
Fig. 7. Comparison of fracture geometry for fracturing with linear gel with Mproppant = 34 t (a), fracturing on crosslinked gel with Mproppant = 50 t (b) and Mproppant = 100 t (c)

Таблица 3 – Параметры ГРП и трещины при разных технологиях закачки
Table 3 – Fracturing and fracture parameters for different technologies

Параметры ГРП и трещины	100 т стандартный	50 т стандартный	34 т линейный гель
Масса пропанта, т	100	50	34
Объем жидкости, м ³	280	146	300
Расход смеси, м ³	4	4	5
Закрепл. высота (у ствола), м	76	68	38
Закрепл. полудлина (макс), м	62	52	117
Закрепл. ширина – ср. по площади, мм	8,81	5,78	1,73

Итоги

1. До проведения ОПИ были проведены испытания со стандартными и низковязкими жидкостями. Остаточная проводимость для низковязких жидкостей (синтетический гель) составила 90 % по сравнению с 49 % для сшитого геля на основе гуара.
2. Моделирование ГРП в корпоративном симуляторе ГРП показывает увеличенную полудлину трещины для ГРП с использованием низковязкой жидкости по сравнению с ГРП, где применяются стандартные жидкости ГРП (сшитый гель).
3. Показана техническая возможность реализации ГРП с низковязкими жидкостями со сляговыми пачками в краевой зоне с ухудшенными ФЕС и для скважин с близким расположением ВНК. Получены плановые приросты по дебиту жидкости и нефти, несмотря на меньшие массу и типоразмеры пропанта, чем при стандартном ГРП, что свидетельствует о достижении оптимальной геометрии (полудлины) трещины.
4. Необходима наработка статистики по добыче. Предварительно ГРП на низковязкой жидкости является перспективным направлением в условиях, пониженных ФЕС и близости ВНК, в особенности, с применением синтетического полимера – полиакриламида (понижителя трения).

Выводы

В работе был отображен успешный опыт применения низковязких жидкостей в операциях ГРП на наклонно-направленных скважинах.

Применение нового подхода позволило оптимизировать массу пропанта ГРП и локализовать трещину в продуктивном интервале за счет создания большой полудлины, что особенно важно в условиях, ухудшающихся ФЕС и близком водо-нефтяном контакте. Данный опыт позволит повысить результативность скважин после ГРП с применением низковязких жидкостей.

Литература

1. Alotaibi M.A., Miskimins J.L. Slickwater proppant transport in complex fractures: new experimental findings & scalable correlation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, Houston, Texas, USA, SPE-174828-MS. (In Eng).
2. Dahlgren K., Green B., Williams B., Inscore J., Van Domelen M., Fenton A. Case studies of high viscosity friction reducers HVFR in the STACK Play. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2018, SPE-189893-MS. (In Eng).
3. Ely J., Harper J., Nieto E., Kousparis D., Kousparis A., Crumrine C. Nine plus years of production show value of proper design in oil window of barnett shale. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2019, The Woodlands, Texas, USA, SPE-194365. (In Eng).
4. Kern L.R., Perkins T.K., Wyant R.E. The mechanics of sand movement in fracturing. J Pet Technol, 1959, issue 11, P. 55–57. (In Eng).
5. Motiee M., Johnson M., Ward B., Gradl C., McKimmy M., Meeheib J. High concentration polyacrylamide-based friction reducer used

- as a direct substitute for guar-based borate crosslinked fluid in fracturing operations. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2016, The Woodlands, Texas, USA, SPE-179154-MS. (In Eng).
6. Palisch T., Vincent M., Handren P. Slickwater Fracturing – Food for Thought. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008, Denver, Colorado, USA, SPE-115766-MS. (In Eng).
7. Warpinski N., Mayerhofer M., Vincent M., Cipolla C., Lolon E. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. SPE Unconventional Reservoirs Conference, 2008, Keystone, Colorado, USA, SPE-114173. (In Eng).

ENGLISH

Results

1. Prior to the pilot testing, tests were carried out with standard and low viscosity fluids. The residual conductivity for low viscosity fluids (synthetic gel) was 90 % compared to 49 % for the crosslinked guar gel.
2. Fracturing simulation in the corporate fracturing simulator shows increased fracture half-length for fracturing using a low viscosity fluid compared to fracturing using standard fracturing fluids (crosslinked gel).
3. The technical feasibility of hydraulic fracturing with low-viscosity fluids with sand slugs in the marginal zone with poor reservoir properties and for wells with close OWC is shown. Planned increases in liquid and oil flow rates were obtained, despite the smaller mass and size of the proppant than with standard hydraulic fracturing, which indicates that the optimum geometry (half-length) of the fracture has been achieved.

References

1. Alotaibi M.A., Miskimins J.L. Slickwater proppant transport in complex fractures: new experimental findings & scalable correlation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, Houston, Texas, USA, SPE-174828-MS. (In Eng).
2. Dahlgren K., Green B., Williams B., Inscore J., Van Domelen M., Fenton A. Case studies of high viscosity friction reducers HVFR in the STACK Play. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2018, SPE-189893-MS. (In Eng).
3. Ely J., Harper J., Nieto E., Kousparis D., Kousparis A., Crumrine C. Nine plus years of production show value of proper design in oil window of barnett shale. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2019, The Woodlands, Texas, USA, SPE-194365. (In Eng).
4. Kern L.R., Perkins T.K., Wyant R.E. The mechanics of sand movement in fracturing. J Pet Technol, 1959, issue 11, P. 55–57. (In Eng).
5. Motiee M., Johnson M., Ward B., Gradl C., McKimmy M., Meeheib J. High concentration polyacrylamide-based friction reducer used as a direct substitute for guar-based borate crosslinked fluid in fracturing operations. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2016, The Woodlands, Texas, USA, SPE-179154-MS. (In Eng).
6. Palisch T., Vincent M., Handren P. Slickwater Fracturing – Food for Thought. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008, Denver, Colorado, USA, SPE-115766-MS. (In Eng).
7. Warpinski N., Mayerhofer M., Vincent M., Cipolla C., Lolon E. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. SPE Unconventional Reservoirs Conference, 2008, Keystone, Colorado, USA, SPE-114173. (In Eng)

4. It is necessary to develop production statistics. Preliminary hydraulic fracturing with a low-viscosity fluid is a promising direction in conditions of poor reservoir properties and proximity to water contact, in particular, with the use of a synthetic polymer - polyacrylamide (friction reducer).

Conclusions

The paper reflected the successful experience of using low-viscosity fluids in hydraulic fracturing operations in directional wells. The application of the new approach made it possible to optimize the mass of the hydraulic fracturing proppant and localize the fracture in the productive interval by creating a large half-length, which is especially important in conditions of deteriorating reservoir properties and close water-oil contact. This experience will improve the productivity of wells after hydraulic fracturing using low-viscosity fluids.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Садыков Алмаз Махмутович, главный менеджер, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа, Россия
Для контактов: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Ерастов Сергей Анатольевич, начальник отдела, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа, Россия

Федоров Алексей Эдуардович, начальник управления, управление развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа, Россия

Сирбаев Ратцель Идрисович, главный специалист, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа, Россия

Лескин Федор Юрьевич, заместитель генерального директора, главный геолог, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Сахипова Инна Александровна, начальник отдела, отдел интенсификации добычи, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Зоркальцев Никита Михайлович, главный специалист, отдел текущего и капитального ремонта скважин, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Агзамов Ильфат Фидасович, главный специалист, отдел текущего и капитального ремонта скважин, АО «НК «Конданефть», Ханты-Мансийск, Россия

Sadykov Almaz Machmutovich, general manager, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPineft” LCC, Ufa, Russia
Corresponding author: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Erastov Sergey Anatol'evich, department head, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPineft” LCC, Ufa, Russia

Fedorov Alexey Eduardovich, department head, department for the development of innovations and hard-to-recover resources support, “RN-BashNIPineft” LCC, Ufa, Russia

Sirbaev Rattsel Idrisovich, general specialist, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPineft” LCC, Ufa, Russia

Leskin Fedor Yurievich, deputy general director, chief geologist, “NK “Kondanef” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia

Sakhipova Inna Aleksandrovna, head of department, production enhancement department, “NK “Kondanef” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia

Zorkaltsev Nikita Mikhailovich, general specialist, well maintenance and workover department, “NK “Kondanef” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia

Agzamov Ilfat Fidaisovich, general specialist, well maintenance and workover department, “NK “Kondanef” JSC, Khanty-Mansiysk, Russia