

УДК 622.234.573

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>

Получена: 07.02.2024.

Одобрена: 18.04.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на зрелых месторождениях

А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, Я.И. Горбачев, О.Т. Мусин, К.А. Каюков

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. При разработке зрелых месторождений зачастую встаёт вопрос об эффективности технологий в условиях объектов с ограничениями, такими как, например, коллекторы, имеющие небольшие перемычки (барьеры) и граничащие с водо- или газонасыщенными пропластками. Возможность эффективно осваивать подобные объекты увеличивает выработку остаточных запасов и «продлевает жизнь» разрабатываемому месторождению. В данной статье представлен опыт группы компаний «Газпром нефть» в разработке терригенных объектов, на которых существует высокий риск прорыва трещины в водо- и газонасыщенные интервалы, методом гидравлического разрыва пласта. Данный опыт может быть взят за основу при повышении выработки остаточных запасов для некоторых зрелых месторождений при схожих геологических условиях, где эта проблема стоит особенно остро и требует решений, позволяющих минимизировать риски.

Цель. Выбор оптимального технологического подхода для обеспечения технической и экономической успешности проектов, связанных с месторождениями на поздних стадиях разработки, или целевых объектов с наличием расположенного ниже- либо вышележащего обводнённого пласта.

Материалы и методы. В материалах рассматривается несколько направлений, состоящих из специфики заканчивания и технологического подхода в гидроразрыве пласта. В качестве основного решения предлагается комбинация низковязких жидкостей с концентрацией полимера от 2,8 до 3,2 кг/м³ в различных вариантах исполнения, проппант фракций 20/40 и 16/20, а также заканчивание равнопроходным цементированным хвостовиком с разрывными муфтами. Представленное видение позволяет не только значительно снизить риски приобщения, но и проводить нормализацию забоя при осложнениях в виде «СТОП» без привлечения дорогостоящих операций с гибкими насосно-компрессорными трубами.

Результаты. Комплексные решения, реализованные в работе, подтвердили свою эффективность на объектах с ограничениями по распространению трещины по высоте. Использование низковязких жидкостей позволило сократить рост обводнённости продукции после стимуляции, а конструктивные решения снизили издержки, связанные с осложнениями в виде «СТОП».

Заключение. Полученный опыт применения новых технологических решений на скважинах с высоким риском прорыва в обводнённые пропластки является достаточно успешным, что подтверждается фактическими работами и анализом скважин. Проведение гидроразрыва пласта на линейном геле имеет достаточно высокий потенциал на месторождениях группы компаний «Газпром нефть» и может быть использован на схожих объектах.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, линейный гель, разрывные муфты, двухпакерная компоновка, риск прорыва.

Как цитировать:

Чураков А.В., Пичугин М.Н., Горбачев Я.И., Мусин О.Т., Каюков К.А. Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на зрелых месторождениях // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 50–60. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>.

UDC 622.234.573

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>

Received: 07.02.2024.

Accepted: 18.04.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article**Enhancing the efficiency of hydraulic fracturing in mature fields****Artem V. Churakov, Maxim N. Pichugin, Yaroslav I. Gorbachev, Oleg T. Musin,
Konstantin A. Kayukov***Group of Companies Gazprom Neft, Saint Petersburg, Russia***ANNOTATION**

Background: In developing mature fields, the issue of technology efficacy is often raised in the context of constrained reservoirs, such as reservoirs with small interstices (barriers) bordering water- or gas-saturated reservoirs. The ability to effectively developing such reservoirs increases the production of current reserves and prolongs the "life" of the fields under development. This study presents the experience of Gazprom Neft Group in the development of terrigenous reservoirs, where there is a high risk of a fracture penetration into water- and gas-saturated intervals, by hydraulic fracturing. This experience can be taken as a basis for increasing the production of current reserves for some mature fields under similar geological conditions, where this problem is particularly acute and requires solutions that minimize risks.

Aim: Selecting the optimal technological approach to ensure the technical and economic viability of projects involving late-stage fields or assets with under- or overlying watered reservoirs.

Materials and methods: The materials address several technological trends, consisting of the completion specifics and the technological approach to hydraulic fracturing. As the main solution, a combination of low-viscosity fluids with a polymer concentration ranging from 2.8 to 3.2 kg/m³ in various executions, 20/40 and 16/20 proppant fractions, as well as completion with a cemented equal-hole diameter tailpipe with burst port collar. The presented vision allows not only to significantly reduce the risks to fracture penetration in lower (upper) layers, but also allows, in cases of Screen Out, to perform clean out jobs without involving expensive Coil Tubing operations.

Findings: The implemented integrated solutions have proven their effectiveness at facilities with restrictions on fracture propagation in height. The use of low-viscosity liquids made it possible to reduce the increase in water saturation of products after stimulation, and design solutions reduced the costs associated with such as Screen Out.

Conclusion: The experience gained in applying new technological solutions to wells with a high risk of a fracture penetration into water- and gas-saturated intervals is quite successful, which confirmed by actual work and well analysis. Hydraulic fracturing on linear gel has a highly potential in the fields of Gazprom Neft Group and can be using on the similar formations.

Keywords: *hydraulic fracturing; horizontal wells; linear gel; rupture couplings; two-packer layout; risk of breakthrough.*

To cite this article:

Churakov AV, Pichugin MN, Gorbachev YI, Musin OT, Kayukov KA. Enhancing the efficiency of hydraulic fracturing in mature fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):50–60.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>.

ӨОЖ 622.234.573

FTAХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>

Қабылданды: 07.02.2024.

Мақұлданды: 18.04.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Жетілген кен орындарында гидравликалық сыну тиімділігін арттыру

А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, Я.И. Горбачев, О.Т. Мусин, К.А. Каюков

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

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жетілген кен орындарын игеру кезінде шектеулі объектілер жағдайында технологиялардың тиімділігі туралы мәселе жиі туындайды. Бұған, мысалы, шағын линтельдері (тосқауылдары) бар және сумен немесе газбен қаныққан патчтармен шектесетін коллекторларды жатқызуға болады. Мұндай объектілерді тиімді игеру мүмкіндігі қалдық қорларды өндіруді арттырады және игеріліп жатқан кен орнының «өмірін» ұзартады. Бұл мақалада «Газпром нефть» компаниялар тобының су және газбен қаныққан интервалдарда жарықшақтың жарылу қаупі жоғары ГРП әдісімен терригендік объектілерді әзірлеудегі тәжірибесі көрсетіледі. Бұл тәжірибе геологиялық жағдайлары ұқсас кейбір жетілген кен орындары үшін қалдық қорларды өндіруді арттыру кезінде негізге алынуы мүмкін, онда бұл проблема әсіресе өткір және тәуекелдерді азайтуға мүмкіндік беретін шешімдерді қажет етеді.

Мақсаты. Игерудің кеш сатысында кен орындарымен байланысты жобалардың техникалық және экономикалық табыстылығын қамтамасыз ету үшін оңтайлы технологиялық тәсілді немесе төменде орналасқан / үстіндегі суланған қабаттың болуымен нысаналы объектілерді таңдау.

Материалдар мен әдістер. Материалдарда аяқталу ерекшелігінен және ГРП-дағы технологиялық тәсілден тұратын бірнеше технологиялық бағыттар қарастырылады. Негізгі шешім ретінде әр түрлі нұсқаларда полимер концентрациясы 2,8-ден 3,2 кг/м³-ге дейінгі тұтқырлығы төмен сұйықтықтардың комбинациясы, 20/40 және 16/20 фракцияларының проппанты, сондай-ақ жарылғыш муфттары бар тең өтімді цементтелген білікпен аяқтау ұсынылады. Ұсынылған көзқарас танысу қаупін едәуір төмендетіп қана қоймай, сонымен қатар қымбат GNTT операцияларын тартпай, «тоқтату» түріндегі асқынулар кезінде союды қалыпқа келтіруге мүмкіндік береді.

Нәтижелері. Жұмыста іске асырылған кешенді шешімдер жарықшақтың биіктігі бойынша таралуы бойынша шектеулері бар объектілерде өзінің тиімділігін растады. Тұтқырлығы төмен сұйықтықтарды қолдану ынталандырудан кейін өнімнің сулануының өсуін азайтуға мүмкіндік берді, ал сындарлы шешімдер «тоқтату» түріндегі асқынуларға байланысты шығындарды азайтты.

Қорытынды. Суланған пропластикаларға ену қаупі жоғары ұңғымаларда жаңа технологиялық шешімдерді қолдану бойынша алынған тәжірибе сәтті болып табылады, бұл нақты жұмыстармен және ұңғымалардың өнімділігін талдаумен расталады. Желілік геледе ГРП жүргізу «Газпром мұнай» компаниялар тобының кен орындарында айтарлықтай жоғары әлеуетке ие және ұқсас объектілерде пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: *фрекинг, көлденең ұңғымалар, сызықтық геле, жарылғыш муфттар, екі пакеттік орналасу, бұзылу қаупі.*

Дәйексөз келтіру үшін:

Чураков А.В., Пичугин М.Н., Горбачев Я.И., Мусин О.Т., Каюков К.А. Жетілген кен орындарында гидравликалық сыну тиімділігін арттыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2, 50–60 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>.

Введение

Гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП) является одной из наиболее эффективных технологий интенсификации в работе добывающих и нагнетательных скважин. ГРП имеет множество технологических решений, выбор которых обусловлен особенностями конкретного геологического объекта и методом заканчивания.

Технология нашла широкое применение во 2-й половине XX в. и в настоящее время активно используется как на новых скважинах, так и на действующих (повторный ГРП) [1]. При этом ГРП представляет собой очень сложный процесс, результаты которого зависят от геомеханических свойств типов пород. Контраст напряжений определяет наличие ограничений для роста трещины в высоту. Одной из задач при планировании ГРП является ограничение высоты трещин в интервалы, не насыщенные углеводородами и в наилучшем случае насыщенные газом или водой. При отсутствии барьеров и контраста напряжений может наблюдаться значительный рост трещины в высоту, в результате чего может образоваться проводимая трещина между водо-, газонасыщенными и нефтяными пластами, что в свою очередь приведёт к обводнению продукции или снизит эффективность добычи из разрабатываемого объекта.

В рассматриваемом материале основной акцент сделан на работу с объектами, где существует высокий риск прорыва трещины ГРП в водонасыщенные интервалы, а также на решения, направленные на минимизацию этих рисков. В группе компаний «Газпром нефть» к таким объектам относятся пласты АВ1(1–2), разработка которых стандартными методами интенсификации ведёт к значительному обводнению продукции и потере рентабельности строительства скважин. Интенсификация данного объекта осложнена наличием нижележащего обводнённого пласта АВ1(4). Стандартный подход строительства горизонтальных скважин (далее – ГС) с шаровыми компоновками и ГРП на шитых системах даёт высокую обводнённость продукции (до 90%).

Для снижения рисков и исключения прорыва трещины в обводнённый пласт был разработан и внедрён специальный технологический подход, включающий в себя изменение конструкции заканчивания и смену концепции ГРП с переходом от высоковязких систем к маловязким жидкостям (линейный гель). В настоящее время ГРП по изменённой технологии был проведён более чем на 40 ГС. В результате была достигнута средняя обводнённость продукции в 40%, а также зафиксирована более высокая продуктивность скважин.

В статье рассмотрен опыт по проведённым операциям ГРП на пласт АВ1(1–2), сделаны выводы и даны рекомендации по дальнейшему выполнению работ на данном объекте и объектах со схожей геологической структурой.

Приведённый опыт демонстрирует важность учёта геологических условий при выборе каждого технико-технологического решения.

Описание объекта и проблематики

В данной статье рассматривается месторождение в Западной Сибири, разработка которого ведётся с бурением добывающих ГС. Продуктивный пласт АВ1(1–2) представлен маломощным нефтенасыщенным песчаником с проницаемостью 1–1,5 мД, средней эффективной нефтенасыщенной толщиной порядка 9 м и глубиной залегания 1600–1700 м.

Одним из важнейших факторов риска при планировании разработки является наличие нижележащего водонасыщенного пласта АВ1(4) общей толщиной 5–10 м, расположенного на расстоянии 15–20 м ниже пласта АВ1(1–2). На рис. 1 представлен типовой литологический разрез пласта.

В качестве основной системы заканчивания при разработке месторождения было выбрано бурение добывающих ГС с последующим проведением многостадийного ГРП (далее – МГРП). Технология заканчивания представляла из себя шаровую компоновку

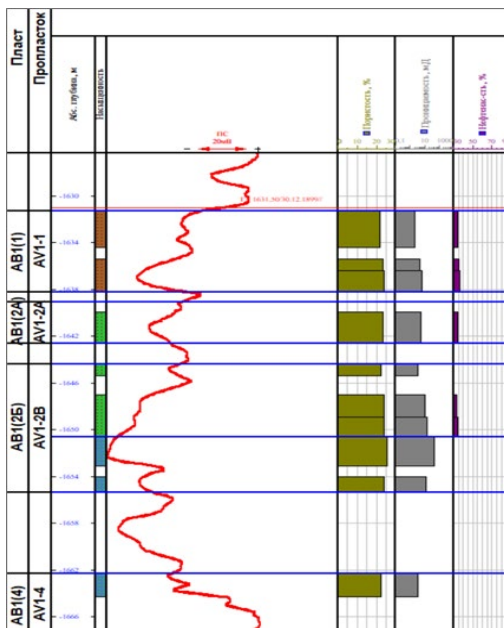


Рисунок 1. Типовой литологический разрез объекта АВ1(1–2)
Figure 1. Typical lithological section of formation AV1–2

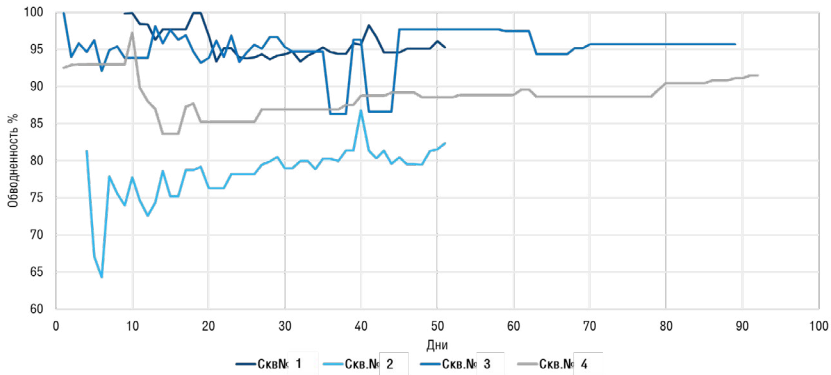


Рисунок 2. Обводнённость скважин до нового подхода
Figure 2. Water cut of wells before the new approach

с гидравлическими заколонными пакерами. Начиная с 2016 г., таким способом было введено в эксплуатацию более 100 ГС.

Первоначальные дизайны ГРП по скважинам проектировались исходя из снижения риска получения осложнений в виде «СТОП» из-за невозможности нормализации забоя сервисом гибких насосно-компрессорных труб (далее – ГНКТ), отсутствовавшим на месторождении. ГРП выполнялся по следующей схеме: закачка сшитого геля на гуаро-боратной основе с загрузкой 2,4–3,0 кг/м³ и массой проппанта от 2 до 10 т (фракции от 16/30 до 12/18) в зависимости от проводки скважины и зоны расположения порта. Основываясь на опыте проведения подобных работ, предполагалось, что дальнейшее увеличение объёма проппанта не будет приводить к наращиванию закреплённой длины трещины в интервале продуктивного пласта и увеличит риск прорыва трещины ГРП в нижележащий водоносный пласт АВ1(4).

При переходе от разработки центральной (купольной) части месторождения к краевым зонам было отмечено повышение запускной обводнённости продукции скважин в среднем до 80–90% (рис. 2) [2].

Данный факт объяснялся прорывами трещин ГРП в нижележащий водоносный пласт АВ1(4). При этом стандартные методы диагностики давления в процессе ГРП не указывали на развитие трещин по вертикали [3]. По результатам шестикомпонентного анализа был подтверждён факт приобращения объекта АВ1(4) гидравлической трещиной.

Методы ограничений развития трещин ГРП по высоте

С целью снижения рисков прорыва трещины ГРП в пласт АВ1(4) были рассмотрены различные варианты дизайнов и технологических подходов, предусматривающих ограничение развития трещины по вертикали.

Комбинированные закачки. Представляют собой проведение ГРП с комбинацией «линейный гель + сшитый гель» на буферной стадии или закачкой линейного геля на буферной стадии и сшитого геля на проппантных стадиях. Также существует вариант исполнения, при котором закачка на линейном геле происходит вплоть до концентрации проппанта в интервале 300–400 кг/м³, и на последующих стадиях работа выполняется на сшитом геле. Данный подход позволяет увеличить эффективную полудлину трещины, уменьшить развитие трещины по вертикали, при этом возрастает риск получения осложнений в виде «СТОП» (рис. 3).

Замещение линейного или сшитого геля синтетическим полимером даёт возможность упростить производство ГРП путём исключения гидратационной установки из операционного процесса. Сами синтетические гели позволяют выполнять все стадии ГРП с использованием одного типа жидкости, а за счёт способности к очень быстрой гидратации есть возможность регулирования вязкости системы в режиме реального времени путём изменения концентрации.

ГРП на высоковязких синтетических гелеобразователях. В сравнении с линейными и сшитыми традиционными системами

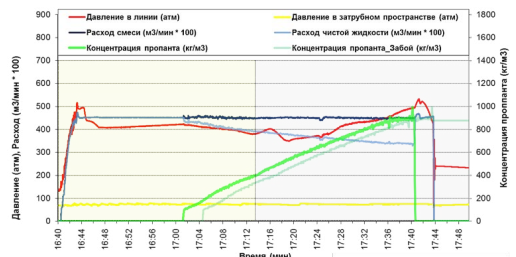


Рисунок 3. Типовой график закачки комбинированного ГРП
Figure 3. Typical schedule for pumping combined hydraulic fracturing

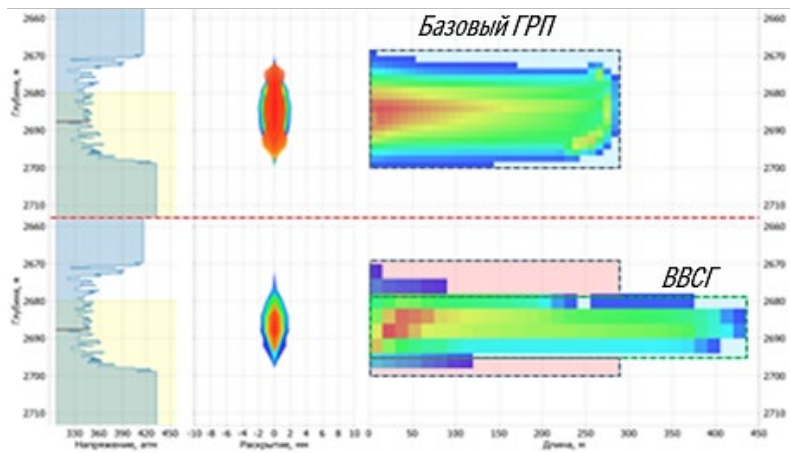


Рисунок 4. Пример профилей трещин при различных системах жидкости (гуаро-боратная система и высоковязкий синтетический полимер)
Figure 4. Example of fracture profiles in various fluid systems (guar-borate system and a high-viscosity synthetic polymer)

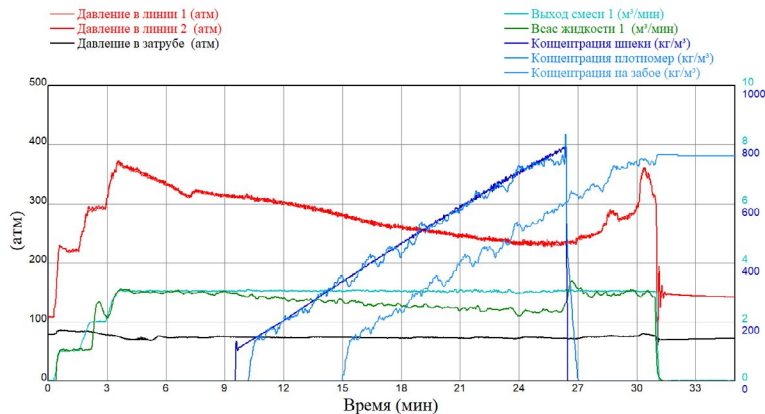


Рисунок 5. График закачки ГРП на высоковязком синтетическом полимере
Figure 5. Schedule of fracturing on a high-viscosity synthetic polymer

жидкости имеют широкий потенциал к снижению операционных затрат и повышению эффекта от стимуляции скважины. В пластах со «слабыми» барьерами позволяют снизить риск развития трещины по высоте (прорыва трещины) за счёт меньшей вязкости. Происходит создание более длинных трещин и потенциально снижение кольматации пласта. На рис. 4 представлены профили проектируемых трещин на различных системах жидкости разрыва.

Также синтетический гель может легко разрушаться с помощью окислительного брейкера без образования твёрдых остатков, тем самым повышая остаточную проводимость созданных и закреплённых пропантом трещин. Имеются данные многочисленных лабораторных испытаний,

демонстрирующих более высокие показатели остаточной проводимости синтетических систем в сравнении с гуаро-боратными [4, 5]. Исследования, проведённые в лаборатории группы компаний, также подтверждают лучшие показатели по остаточной проводимости пропантной пачки в ячейке проводимости при использовании синтетической жидкости разрыва. Однако стоит отметить, что для достижения желаемого результата при работе с синтетическими полимерами особое внимание нужно уделять подбору деструктора.

Фактические данные по добыче показывают, что скважины, стимулированные с использованием системы на основе высоковязких синтетических понизителей трения, в основной массе более продуктивны,



Рисунок 6. Расположение ствола скважины
Figure 6. Location of horizontal part
of well casing

чем аналогичные объекты с ГРП на основе традиционной гуаро-боратной жидкости [6]. Пример выполнения работы на высоковязких синтетических гелеобразователях представлен на рис. 5.

ГРП на линейном геле. В качестве жидкости разрыва и песконесущей жидкости применяется линейный гель с вязкостью 17–20 сП и скоростью закачки смеси 2–3 м³/мин. С учётом ограничений по проводке скважины (рис. 6) на рис. 7 схематично представлены многовариантные расчёты геометрии трещин в зависимости от базовой жидкости разрыва и массы проппанта.

Дизайн на сшитом геле показывает приобщение и закрепление трещины по всей мощности пласта, с подключением нижележащего водонасыщенного объекта. Дизайны на линейном геле показывают преимущественное расположение закреплённой трещины в интервалах интереса с наименьшим приобщением водонасыщенных пропластков и сохранением эффективной закреплённой полудлины трещины. В результате обеспечивается более эффективная разработка пласта.

На основании полученных результатов, в рамках многовариантных расчётов был пересмотрен подход к проведению ГРП и заканчиванию скважин. Исходя из риска получения «СТОП» на маловязких жидкостях и отсутствия сервиса ГНКТ на месторождении было принято решение об изменении конструкции заканчивания скважин. Осуществлён пере-

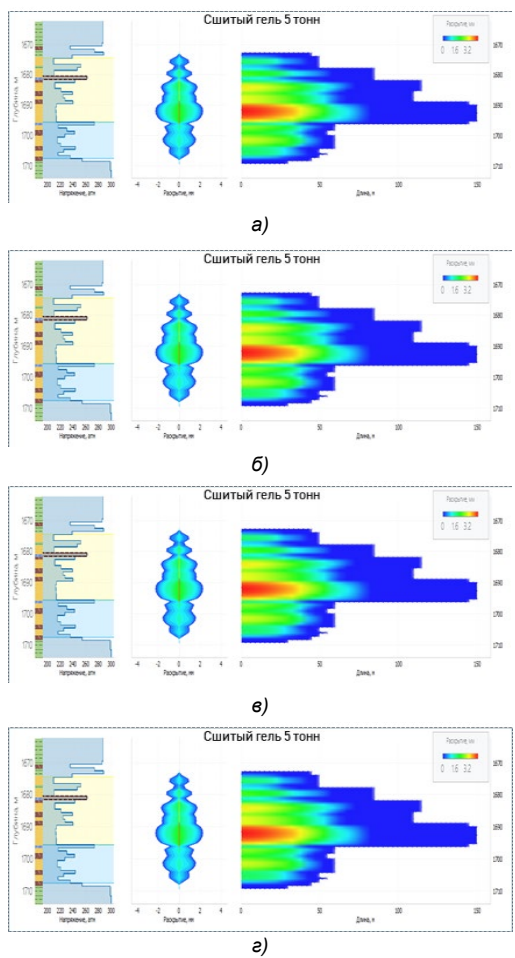


Рисунок 7. Зависимость профиля трещины
от выбора системы жидкости
Figure 7. Fracture profiles depending
on the fluid system

а) ГРП на линейном геле – 2 т проппанта / Linear gel fracturing – 2 tons of proppant; б) ГРП на линейном геле – 3 т проппанта / Linear gel fracturing – 3 tons of proppant; в) ГРП на линейном геле – 5 т проппанта / Linear gel fracturing – 5 tons of proppant; г) ГРП на сшитом геле – 5 т проппанта / Cross-linked gel fracturing – 5 tons of proppant

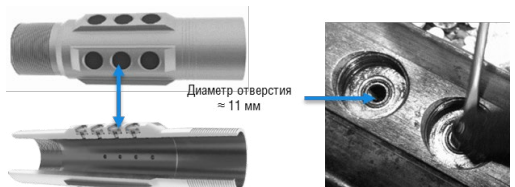


Рисунок 8. Муфта разрывная
прямого срабатывания
Figure 8. Direct-activation burst port collar

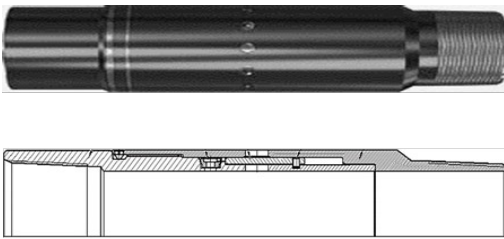


Рисунок 9. Муфта разрывная сдвижная (управляемая)

Figure 9. Discontinuous-sliding (controlled) burst port collar

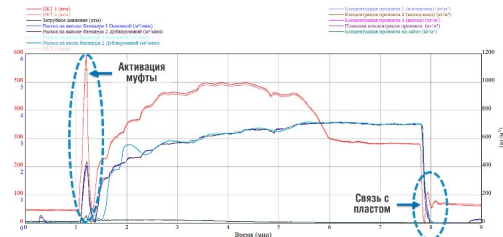


Рисунок 10. Пример активации разрывной муфты

Figure 10. Example of activation of a burst port collar



Рисунок 11. Схематическая конструкция селективного пакера

Figure 11. Schematic design of a selective packer

ход с шаровых многостадийных компоновок с гидравлическими заколонными пакерами на цементированные хвостовики с установкой разрывных муфт и двухпакерной компоновкой в качестве внутренней разобщающей системы. Для минимизации развития трещины по высоте в качестве базовой модели была принята модель на линейном геле массой пропанта 3–5 т.

Дизайн заканчивания

В группе компаний «Газпром нефть» была применена система, получившая название BPS™ (англ. Burst Port System – система разрывных портов). Система спускается в скважину на НКТ с диаметром 114 или 102 мм, с герметично закрытыми муфтами, оборудованными предварительно фрезерованными и загерметизированными отверстиями, с настройкой на определенное давление активации. Применяются раз-

личные типы муфт для обсаженных стволов [7] (рис. 8–9).

При выполнении ГРП муфты активируются давлением. Заданное давление разрыва муфты BPS™ ниже расчетного давления гидроразрыва, благодаря чему происходит «открытие» порта. На рис. 10 приводится график типичной активации муфты с использованием специального селективного пакера (рис. 11), доставляемого на забой на НКТ.

На рис. 10 проиллюстрировано, что замещение проводилось со скоростью закачки, равной 3,5 м³/мин, в то время как активация муфты произошла при скорости закачки порядка 2 м³/мин.

Поскольку внутренний диаметр муфты BPS™ равен внутреннему диаметру хвостовика эксплуатационной колонны, система даёт возможность проводить любые работы в стволе скважины после проведения ГРП. Иными словами, это – полнопроходная система заканчивания.

Преимуществом решения является то, что наличие в скважине селективного пакера при выполнении работ позволяет оперативно нормализовать (отмыть) ствол скважины в случае получения осложнения в виде «СТОП». Эта особенность позволяет реализовывать агрессивные дизайны ГРП и снимает вопрос по привлечению дорогостоящего сервиса ГНКТ.

Поскольку подвеска включает в себя перфорированные муфты, дополнительная перфорация не требуется, равно как и нормализация забоя с очисткой ствола после ГРП.

Число стадий ГРП в данном случае условно неограничено, все работы выполняются за одну спуско-подъемную операцию. Сброса шаров не требуется, и, соответственно, в случае невысокого пластового давления нет необходимости в их разбурировании (при использовании нерастворимых шаров). Также нет необходимости в разбурировании муфт для выполнения исследований после ГРП.

Потенциал решения позволяет использовать возможность проведения селективных работ – повторного ГРП.

Из преимуществ конструкции пакерных систем стоит выделить возможность мониторинга забойных давлений и температуры при установке датчиков в спускаемой компоновке [8].

В сравнении с шаровыми компоновками, к недостаткам можно отнести относительную высокую стоимость (привлечение и дежурство бригады капитального ремонта скважин, далее – КРС), а также стоимость самого оборудования), ограничения по расходу смеси и длительное время выполнения работ.

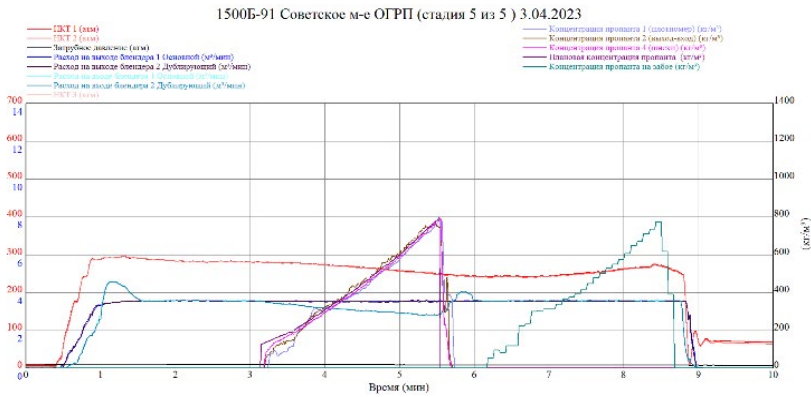


Рисунок 12. Пример графика закачки ГРП на линейном геле
Figure 12. Example of a linear gel fracturing schedule

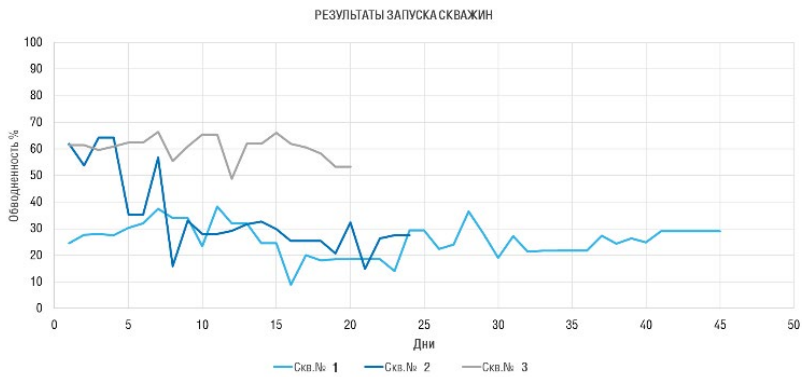


Рисунок 13. Обводнённость скважин при новом подходе
Figure 13. Well watercut under the new approach

Результаты работ

На момент написания статьи и подготовки материалов опыт работ с системой BPS™ на линейном геле в условиях рассматриваемого объекта месторождений группы компаний «Газпром нефть» составил более 40 скважин МГРП с 5–7-стадийным заканчиванием. Работы проводились на пластах группы АВ на глубинах до 1700 м по вертикали. Масса пропанта составляла от 3 до 5 т при максимальной концентрации 800 кг/м³. Для обработок использовали пропант фракций 20/40 и 16/20, с концентрацией полимера от 2,8 до 3,2 кг/м³. Средняя скорость закачки составляла 2–3 м³/мин. Пример графика закачки представлен на рис. 12. Среднее время выполнения операций с учётом работы КРС составило 17 ч. Подтверждена возможность нормализации забоя при получении «СТОП» силами бригад КРС и ГРП без остановки работ и привлечения дополнительного оборудования.

В настоящее время технология тиражируется на нарезках боковых стволов и на новых скважинах, вводимых из бурения.

Анализ выполненных работ показывает, что принятый дизайн заканчивания с ГРП является реализуемым решением для условий рассматриваемого объекта. Работа скважин после ГРП с новым подходом показывает, что прорыва трещины в обводнённый участок пласта АВ1(4) не происходит (рис. 13).

Также необходимо принимать во внимание, что средняя обводнённость после ГРП по скважинам находится в пределах 40%, т.е. соответствует ожидаемой (естественной) обводнённости продуктивного пласта.

В настоящее время проводится дополнительная проработка по реализации данного подхода на высоковязких синтетических полимерах в качестве жидкости ГРП.

Заключение

Для обеспечения технической и экономической успешности проектов, связанных с разработкой месторождений на поздней стадии, необходимо понимание многих важных параметров, связанных со свойствами залежей. Для рентабельной разработки подобных

месторождений необходим выбор подходящих технологий, в частности, бурения ГС с последующим проведением МГРП.

Итоги выполненных работ с применением линейного геля в качестве жидкости ГРП показали, что в целом опыт по применению нового технологического подхода на скважинах с высоким риском

прорыва в обводнённые пропластки является достаточно успешным. Данные выводы подтверждаются фактической работой скважин. Для оценки эффективности проводимых работ и полученной геометрии трещины рекомендуется проведение дополнительных исследований до и после ГРП.

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 внедрение нового технологического подхода, проведение анализ и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Чураков А.В. – концепция технологий, обобщение данных, написание рукописи, Пичугин М.Н. – написание и редактирование рукописи, Горбачев Я.И. – проверка результатов, редактирование рукописи, Мусин О.Т. – внедрение технологии, сбор и интерпретация данных, Каюков К.А. – внедрение технологии, сбор и верификация данных.

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: Artem V. Churakov – technology concept, data synthesis, manuscript writing; Maxim N. Pichugin – writing and editing the manuscript; Yaroslav I. Gorbachev – checking the results, editing the manuscript; Oleg T. Musin – technology implementation; data collection and interpretation; Konstantin A. Kayukov – technology implementation, data collection and verification.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Economides M.J., Martin A.N.* How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь 19–22, 2010; Флоренция, Италия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/10ATCE/AII-10ATCE/SPE-134424-MS/101937?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 11.11.2023.

2. *Karpov V.B., Parshin N.V., Ryazanov A.A., et al.* Improved Hydraulic Fracturing Results Utilizing Microfrac Testing in a West Siberia Field // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Октябрь 16–18, 2017; Москва, Россия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/1-17RPTC/D013S040R005/244923?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 02.12.2023.

3. *Nolte K.G., Smith M.B.* Interpretation of Fracturing Pressures // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь 1979; Лас-Вегас, Невада. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/AII-79SPE/SPE-8297-MS/134903?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.12.2023.

4. *Ba Geri M., Imqam A., Bogdan A., et al.* Investigate the Rheological Behavior of High Viscosity Friction Reducer Fracture Fluid and Its Impact on Proppant Static Settling Velocity // SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium; Апрель 9–10, 2019; Оклахома, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/19OKOG/2-19OKOG/D021S004R003/218743?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.12.2023.

5. *Loginov A., Pavlova S., Olennikova O., et al.* 2019. Introduction of Novel Alternative to GuarBased Fracturing Fluid for Russian Conventional Reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Октябрь 22–24, 2019; Москва, Россия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/2-19RPTC/D023S011R003/219309?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 13.12.2023.

6. Churakov A.V., Pichugin M.N., Fayzullin I.G., et al. Non-Guar Synthetic Hydraulic Fracturing Gels – Successful Concept of Choice // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Октябрь 26–29, 2020. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136?redirectedFrom=PDF>.
7. Пелевин Д.М. Технологии заканчивания и исследования скважин // Инженерная практика. 2013. №6–7.
8. Ovchinnikov V.P., Shamsutdinov N.M., Leontyev D.S., et al. Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs // *Petroleum Engineering*. 2023. Vol. 21, N 6. P. 138–154. doi:10.17122/ngdelo-2023-6-138-154.

REFERENCES

1. Economides MJ, Martin AN. How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 19–22 Sept 2010; Florentia, Italy. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/10ATCE/All-10ATCE/SPE-134424-MS/101937?redirectedFrom=PDF>.
2. Karpov VB, Parshin NV, Ryazanov AA, et al. Improved Hydraulic Fracturing Results Utilizing Microfrac Testing in a West Siberia Field. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 16–18 Oct 2017; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/1-17RPTC/D013S040R005/244923?redirectedFrom=PDF>.
3. Nolte KG, Smith MB. Interpretation of Fracturing Pressures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept 1979; Las Vegas, Nevada. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/All-79SPE/SPE-8297-MS/134903?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.12.2023.
4. Ba Geri M, Imqam A, Bogdan A, et al. Investigate the Rheological Behavior of High Viscosity Friction Reducer Fracture Fluid and Its Impact on Proppant Static Settling Velocity. SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium; 9–10 Apr 2019; Oklahoma City, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/19OKOG/2-19OKOG/D021S004R003/218743?redirectedFrom=PDF>.
5. Loginov A, Pavlova S, Olennikova O, et al. 2019. Introduction of Novel Alternative to GuarBased Fracturing Fluid for Russian Conventional Reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 22–24 Oct 2019; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/2-19RPTC/D023S011R003/219309?redirectedFrom=PDF>.
6. Churakov AV, Pichugin MN, Fayzullin IG, et al. Non-Guar Synthetic Hydraulic Fracturing Gels – Successful Concept of Choice. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 26–29 Oct 2020. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136?redirectedFrom=PDF>.
7. Pelevin DM. Tekhnologii zakanchivaniya i issledovaniya skvazhin. *Inzhenernaya praktika*. 2013;6–7. (In Russ).
8. Ovchinnikov VP, Shamsutdinov NM, Leontyev DS, et al. Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs. *Petroleum Engineering*. 2023;21(6):138–154. doi:10.17122/ngdelo-2023-6-138-154.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Чураков Артем Владимирович**

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

Scopus Author ID 57200396930

SPIN-код: 5333-2691

e-mail: ar.churackov@yandex.ru.

Пичугин Максим Николаевич

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

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

Горбачев Ярослав Иванович

e-mail: gorbachevyai@tomskneft.ru.

Мусин Олег Тагирович

e-mail: musin.ot@tomsk.gazprom-neft.ru.

Каюков Константин Александрович

e-mail: kayukovka70@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Churakov Artyom Vladimirovich**

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

Scopus Author ID 57200396930

SPIN-код: 5333-2691

e-mail: ar.churackov@yandex.ru.

Pichugin Maxim Nikolaevich

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

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

Gorbachev Yaroslav Ivanovich

e-mail: gorbachevyai@tomskneft.ru.

Musin Oleg Tagirovich

e-mail: musin.ot@tomsk.gazprom-neft.ru.

Konstantin Alexandrovich Kayukov

e-mail: kayukovka70@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author