

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.186-203>

УДК 622.276.66

Технология проведения ГРП в высокопроницаемых и слабосцементированных отложениях

¹Павлюков Н.А., ¹Павлов В.А., ¹Лапин К.Г., ²Волгин Е.Р., ²Торопов К.В.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Hydraulic fracturing in highly permeable and weakly cemented reservoir

¹N.A. Pavlyukov, ¹V.A. Pavlov, ¹K.G. Lapin, ²E.R. Volgin, ²K.V. Toropov

¹LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

²PJSC «NK «Rosneft», Moscow, Russia

E-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Разработка пластов покурской свиты Русского месторождения осложнена рядом факторов: слабосцементированный коллектор, высоковязкая нефть, высокая латеральная и вертикальная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, наличие газовой шапки и подстилающего водоносного горизонта.

Для повышения эффективности освоения запасов данного объекта рассматривается технология гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах.

Основная цель проведения операций гидравлического разрыва пласта (ГРП) в отложениях покурской свиты является увеличение объемов дренируемых скважиной запасов нефти за счет приобщения трещиной ГРП дополнительных продуктивных интервалов, разделенных глинистыми пропластками. Также ГРП обладает потенциалом для повышения эффективности эксплуатации низкопродуктивных скважин с высокой долей неколектора по стволу.

По результатам оценки эффективности технологии гидравлического разрыва пласта обоснованы геологические условия применимости ГРП, рекомендованы компоненты заканчивания скважин, разработана оптимальная схема реализации опытно-промышленных работ (ОПР), выбраны скважины-кандидаты, рассчитаны дизайны операций ГРП.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), заканчивание скважин, высокопроницаемый коллектор, слабосцементированный коллектор, опытно-промышленные работы

Для цитирования: Павлюков Н.А., Павлов В.А., Лапин К.Г., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Технология проведения ГРП в высокопроницаемых и слабосцементированных отложениях//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.186-203. DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2021.4.186-203](https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.186-203)

Abstract. The development of the Pokurskaya suite of the Russkoye field is complicated by a number of factors: poorly cemented reservoir, high-viscosity oil, high lateral and vertical heterogeneity of reservoir properties, the presence of a gas cap and an underlying aquifer.

To improve the efficiency of developing the reserves of this object, hydraulic fracturing in horizontal wells is being considered.

The main goal of hydraulic fracturing operations in the Pokurskaya suite is to increase the volume of oil reserves drained by the well due to the union of additional productive intervals by the hydraulic fracture, separated by clay interlayers. Hydraulic fracturing also has the potential to improve the efficiency of low-productivity wells with a high fraction of non-reservoir along the wellbore.

Based on the results of evaluating the hydraulic fracturing technology effectiveness, the geological conditions for the applicability of hydraulic fracturing were substantiated, well completion layouts were recommended, an optimal scheme for the implementation of pilot operations was developed, candidate wells were selected, and designs of hydraulic fracturing operations were calculated.

Key words: *Hydraulic fracturing, multistage hydraulic fracturing, well completion, highly permeable reservoir, unconsolidated reservoir, pilot work*

For citation: N.A. Pavlyukov, V.A. Pavlov, K.G. Lapin, E.R. Volgin, K.V. Toropov Tehnologija provedenija GRP v vysokopronicaemyh i slaboscementirovannyh otlozhenijah [Hydraulic fracturing in highly permeable and weakly cemented reservoir]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(28), Part 1, Special issue, 2021. pp. 186-203. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.186-203> (in Russian)

Введение

Нефтенасыщенные пласты покурской свиты (ПК) Русского месторождения представляют собой мощные интервалы коллектора, содержащие высоковязкую нефть и находящиеся в контакте с газовой шапкой и водоносным горизонтом [5, 6]. Несмотря на открытие месторождения во 2-ой половине прошлого века, в полноценную эксплуатацию месторождение не введено, ведется бурение горизонтальных скважин [6].

Добыча нефти осложнена рядом геолого-технологических проблем: слабосцементированный коллектор, высоковязкая нефть (>200 сП), высокая латеральная и вертикальная неоднородность ввиду речного характера геологических отложений, наличие газовой шапки и подстилающего водо-

носного горизонта, интервала многолетнемерзлых пород (500-600 м), низкая пластовая температура (~17-20 °С) [5, 6, 7].

В отличие от вертикальных скважин (на данном объекте нерентабельны), горизонтальные скважины не могут обеспечить дренирование запасов всего разреза.

Пласты покурской свиты характеризуются высокой неоднородностью. Выделяются три принципиально отличающихся типа геологического разреза (Рис. 1):

- единый, слаборасчлененный коллектор (относительно однородный пласт с тонкими глинистыми пропластками, не являющимися надежными барьерами для фильтрации флюидов);
- два выдержанных интервала коллектора, разделенных мощной глинистой перемычкой;
- высокорасчлененный слоистый коллектор.

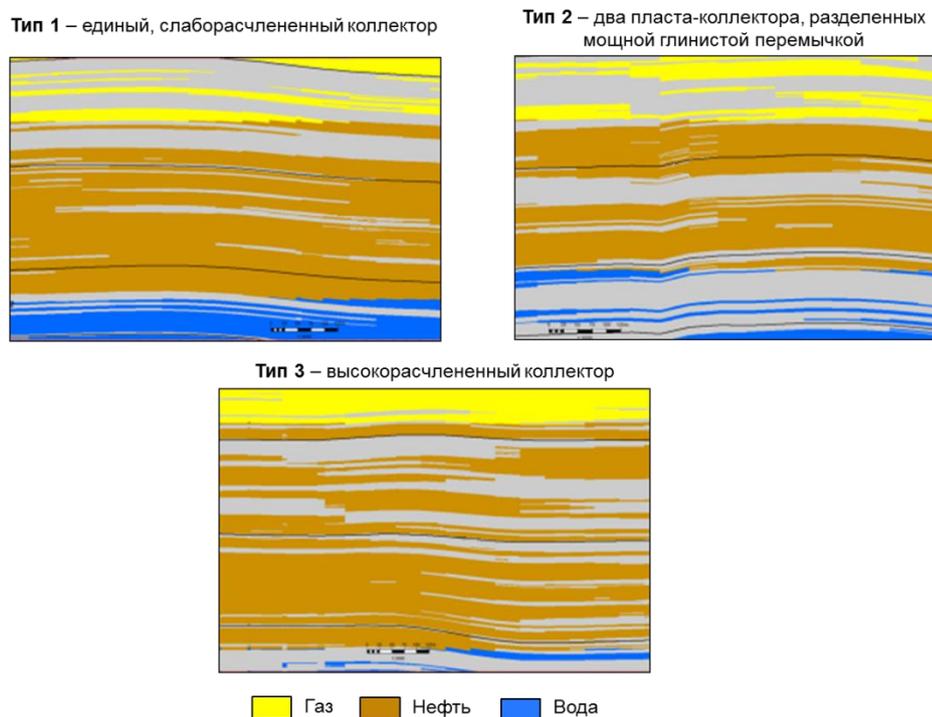


Рис. 1. Типы разрезов покурской свиты Русского месторождения

Исходя из особенностей разреза, предусматривается бурение скважин различной конструкции:

- Тип 1: бурение горизонтальных скважин (ГС);

- Тип 2: бурение многозабойных горизонтальных скважин (МЗС) – 2 ствола;
- Тип 3: бурение многоствольных скважин по технологии «FishBone».

Для повышения эффективности разработки пластов покурской свиты рассмотрен вариант заканчивания горизонтальных скважин с проведением ГРП.

Основная цель ГРП в условиях целевых объектов – это повышение коэффициента охвата по разрезу, что применимо в большей степени для участков месторождения с высокой расчлененностью разреза (тип 3). Горизонтальные скважины с МГРП являются альтернативой технологии «FishBone». Наличие перемычки в такого рода разрезах до контактов ВНК и ГНК является преимуществом, чтобы минимизировать прорывы в газ и воду при проведении ГРП. Также ГРП обладает потенциалом для повышения эффективности эксплуатации фактических низкопродуктивных скважин с высокой долей неколлектора по стволу. Создавая трещины ГРП в гидродинамически не связанных интервалах, можно приобщить дополнительные продуктивные пропластки, повысив как текущий дебит нефти, так и накопленные отборы по участку.

В общемировой практике проведение ГРП на подобных объектах широко встречается на зарубежных месторождениях. Например, опыт успешного проведения гидроразрыва пласта на нефтегазовых месторождениях Аляски - Kuparuk, Prudhoe Bay [3]. На данном месторождении проводится ГРП с использованием пропанта, обработанного эпоксидной смолой, в результате чего формируется естественная гравийная набивка, препятствующая выносу песка. Средняя продуктивность скважин увеличилась на 230%. Другой пример проведения ГРП для высокопроницаемых коллекторов являются месторождения Бразилии и Колумбии, где применяется технология концевое экранирование (TSO) [4]. Основная идея данного подхода – это создание короткой высокопроводящей трещины. По результатам опробования увеличение продуктивности с данной технологией со-

ставляет до 200% [4]. Успешный опыт проведения ГРП/МГРП для слабоконсолидированных пластов в России получен впервые на пластах ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения [1, 2]. В результате выполненных операций ГРП на вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах подтверждена технологическая возможность выполнения гидроразрыва пласта с образованием вертикальных трещин (подтверждено замером высоты трещин специальными комплексами ГИС).

Таким образом, в случае рассматриваемого объекта в рамках текущего месторождения поставлена актуальная задача – выполнить планирование и проведение опытно-промышленных работ технологии ГРП/МГРП на горизонтальных скважинах, а также провести сравнительный анализ эффективности МГРП на ГС, ГС и МЗС без МГРП при различной расчлененности разреза. Скважины с различной конструкцией, для которых выполнялось сравнение, представлены на рис. 2.

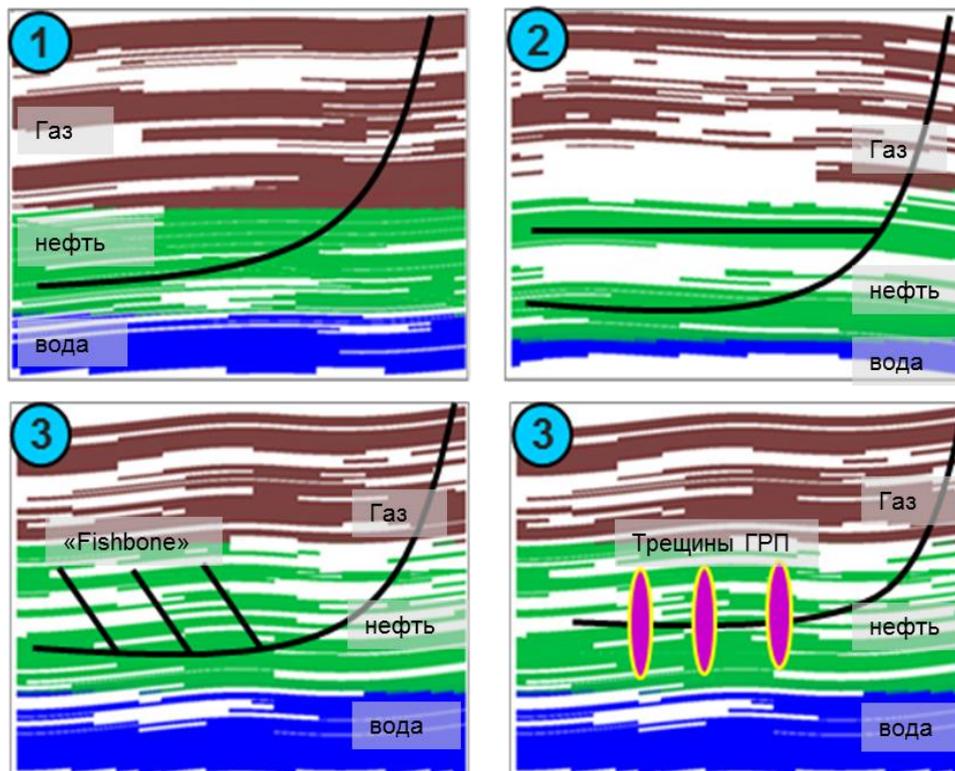


Рис. 2. Скважины с различной конструкцией для каждого типа разреза

Для трех выделенных типов разреза проведен сравнительный анализ эффективности скважин различной конструкции по накопленной добыче:

ГС с МГРП, МЗС и ГС без гидроразрыва пласта (Рис. 3). На рисунке представлена нормированная накопленная добыча нефти на максимальное значение за 25 лет для каждого варианта. В однородном пласте (тип разреза №1) как МЗС, так и ГРП не дают существенного прироста в накопленной добыче нефти относительно ГС. При этом значительно возрастает риск прорыва трещины в газ или воду, что приведет к резкому снижению отборов. Для типа разреза №2 прогнозная эффективность ГС с МГРП сопоставима с двухствольными МЗС. При этом, проведя горизонтальный ствол в одном из пластов, требуется создание высокой трещины ГРП с целью приобщения второго продуктивного интервала. В этом случае близко расположенные контакты ГНК и ВНК увеличивают риски прорыва в газо- или водонасыщенный интервал. В высокорасчлененном коллекторе (тип разреза №3) многостадийный гидроразрыв пласта является альтернативой технологии «FishBone».

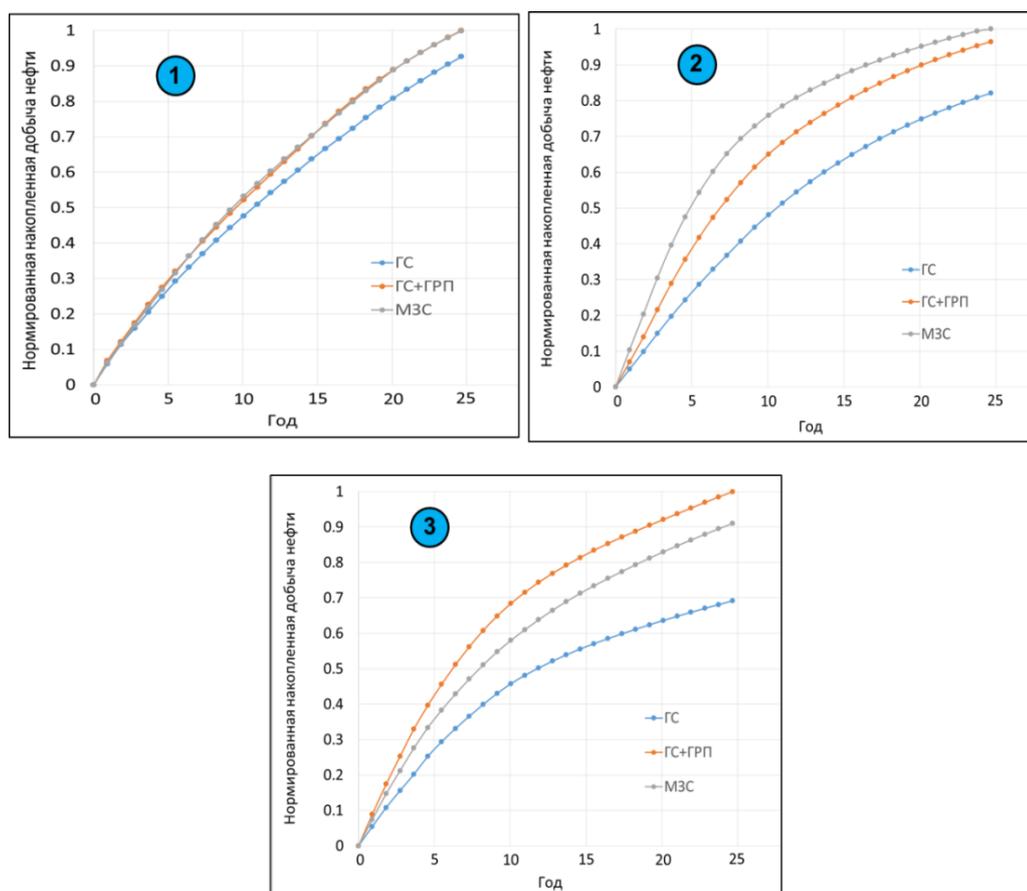


Рис. 3. Сравнение технологий выработки запасов по накопленной добыче для разных типов разреза

Выбор скважин для реализации опытно-промышленных работ

При планировании программы ОПР учтены геологические особенности месторождения и технические характеристики компоновок заканчивания пробуренных скважин. Конструкция планируемых горизонтальных скважин следующая:

- направление, кондуктор, эксплуатационная колонна (178 мм), не цементируемый хвостовик (114 мм). В составе хвостовика спущены скважинные фильтры, разобщенные заколонными пакерами.

С позиции испытания технологии ГРП предпочтительнее проведение первых операций в рамках ОПР на вертикальных скважинах с последующим переходом к ГС. Проведение ГРП в вертикальной скважине характеризуется следующими преимуществами:

1. **Высокая информативность.** В вертикальной скважине высокая достоверность представлений о разрезе. Используя при проведении ГРП меченый пропант, можно после операции методами ГИС оценить высоту трещины и ответить на вопрос развития трещины через интервалы неколлектора.

2. **Минимизация рисков.** Трещина распространяется в ограниченном интервале в отличие от «слепого» ГРП в протяженном участке ГС, что минимизирует утечки жидкости ГРП, снимает вопрос о герметичности заколонных пакеров. Термин «слепой» ГРП подразумевает развитие трещины в интервале с минимальным горизонтальным напряжением в любой части открытого ствола с нецементируемым хвостовиком горизонтальной скважины. Кроме того, проведение ГРП в вертикальной скважине исключает риск недохождения компоновки при проведении операции и позволяет уверенно провести ремонтные работы при возникновении осложнений.

3. **Стоимость.** Проведение ГРП в вертикальной скважине из-за своей простоты ниже, т.к. не требует использование дополнительного оборудования.

Из пробуренных скважин на Русском месторождении вертикальными являются только разведочные и водозаборные скважины. Проведение ГРП в водозаборных скважинах не рекомендуется по причине риска потери скважины при проведении ГРП при ограниченном их количестве на месторождении, необходимости для реализации системы ППД и отсутствия согласования на добычу в планируемых интервалах. Разведочные скважины пробурены более 30-40 лет назад и в связи с этим высока вероятность неудовлетворительного состояния колонн и невозможности реализации в них ГРП. В связи с этим проведение операций ГРП на вертикальных скважинах не представляется возможным.

С учетом описанных выше моментов проведение опытно-промышленных работ предлагается реализовать в 3 этапа (Рис. 4):

- Этап 1: проведение ГРП в пробуренных горизонтальных скважинах нагнетательного фонда с последующим переводом в добычу. Основные цели данного этапа: оценка возможности создания трещины ГРП, рисков выноса пропанта и частиц породы, сопоставление продуктивности до и после ГРП.
- Этап 2: проведение МГРП в горизонтальных скважинах добывающего фонда. Для горизонтальных скважин с МГРП задачами являются: оценка реализуемости МГРП, оценка изменения продуктивности скважин с МГРП, оценка темпов падения продуктивности, оценка рисков выноса пропанта и песка, оценка рисков прорыва в ВНК/ГНК.
- Этап 3: проведение МГРП на новых скважинах со специализированными компоновками заканчивания (открываемыми муфтами ГРП и фильтрами) с целью оценки работоспособности элементов компоновок заканчивания и продуктивности добывающих скважин.

По результатам первого этапа ОПР принимается решение о целесообразности проведения этапов ОПР 2 и 3, после чего о возможности тиражирования технологии на всё месторождение.



Рис. 4. Общая схема опытно-промышленных работ с ГРП на Русском месторождении

Выбор скважин-кандидатов для первого этапа ОПР проводился с учетом следующих критериев:

1. **Нагнетательные скважины** для минимизации возможных последующих потерь добычи в случае неуспешного проведения операции;
2. **Короткое межпакерное расстояние (менее 100 м)** для снижения рисков при реализации ГРП. В случае больших по протяженности интервалов высокий риск невозможности создать трещину ГРП из-за интенсивной фильтрации жидкости ГРП в пласт;
3. **Минимальные риски прорыва в ГНК и ВНК** для последующей возможности эффективной эксплуатации скважины;
4. **Наличие в разрезе интервалов, которые могут быть приобщены** создаваемыми трещинами для получения технологического эффекта от операции и подтверждения создания трещины.

С учетом обозначенных критериев выбраны 3 скважины-кандидата для первого этапа ОПР (одно и двухстадийные ГРП).

Компоновка заканчивания и дизайны ГРП для скважин ОПР

Гидроразрыв пласта может быть реализован в следующих условиях:

- существующие добывающие и нагнетательные скважины с компоновкой заканчивания, представляющей из себя проволочные или щелевые фильтры с наличием заколонных пакеров;
- планируемые к бурению добывающие и нагнетательные скважины со специализированным заканчиванием (компоновки с открываемыми/закрываемыми муфтами и фильтрами).

При этом компоновки заканчивания и подходы в проведении многостадийного ГРП будут разными. Использование специализированных компоновок (открываемые/закрываемые муфты МГРП и фильтры с использованием специализированного ключа, спускаемого на НКТ/ГНКТ) на планируемых скважинах позволит значительно снизить риски, связанные с проведением ГРП в условиях значительной неопределенности и слабосцементированного коллектора.

Осложняющими факторами при проведении ГРП являются слабая консолидация частиц коллектора и высокая проницаемость, что будет приводить к повышенному выносу частиц породы и пропанта и повышенным утечкам жидкости ГРП.

Исходя из данных рисков, на первом этапе ОПР было принято решение использовать компоновку селективного пакера только с верхней чашей ввиду высоких рисков пересыпания нижней чаши (в стандартном составе селективный пакер включает верхнюю и нижнюю чаши) и невозможности отмывки из-за высоких поглощений в фильтровой части хвостовика. При дальнейшей адаптации на горизонтальные скважины планируется использовать специализированные компоновки заканчивания скважин, совмещающие в себе одновременно и открываемые/закрываемые муфты ГРП и элементы фильтра.

Схема проведения МГРП в горизонтальной скважине подразумевает спуск компоновки одночашечного селективного пакера в интервал обра-

ботки, установка верхней чаши напротив заколонного пакера, проведение тестовых закачек и основного гидроразрыва пласта, изоляция интервала установкой пачки пропанта высокой концентрации (до 2000 кг/м^3), переход на вышележащий интервал. В случае невозможности выполнения ГРП на вышележащих интервалах (при высоких утечках жидкости через пропантную пачку) планируется использовать растворимую мостовую пробку для изоляции нижележащего интервала (Рис. 5).

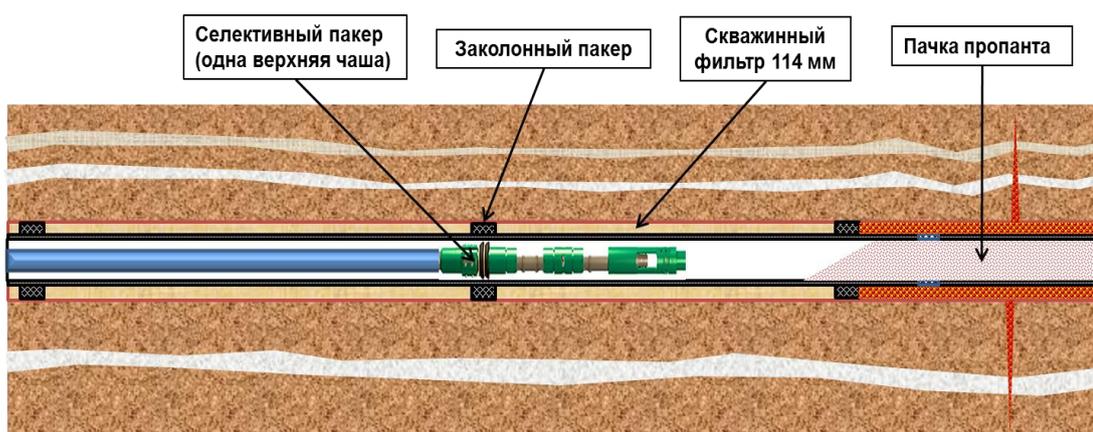


Рис. 5. Схема компоновки заканчивания горизонтальной скважины

Для подготовки дизайнов ГРП было выполнено 1D геомеханическое моделирование. При построении 1D модели механических свойств на планируемых скважинах ОПР с гидроразрывом пласта выделены механические фации, рассчитаны профили статических упругих свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона), рассчитаны значения вертикального напряжения, пластового давления и минимального горизонтального напряжения.

Для данных целей на скважинах месторождения выполнена запись расширенного комплекса ГИС (широкополосный акустический каротаж, плотностной каротаж), проведены измерения пластовым микроимидже-ром, замеры пластовых давлений и тест на утечки для оценки минимального горизонтального напряжения (LOT), тестирование образцов керна на механические свойства.

Тип жидкости ГРП и пропанты, параметры вдавливания пропанта в породу при моделировании дизайна ГРП задавались на основе полученных

результатов лабораторных экспериментов. Результаты экспериментов по определению остаточной проводимости трещины задавались при гидродинамических расчетах.

Планируемый дизайн ГРП для скважин ОПР предполагает закачку жидкости ГРП на водной основе с загрузкой загеливающего агента 3 кг/м^3 , с расходом $2,5 \text{ м}^3/\text{мин}$, пропант типоразмера 16/20 и 12/18 RCP с максимальной концентрацией 1100 кг/м^3 . На первом этапе ОПР рекомендуется проведение мини ГРП для оценки давления закрытия трещины, эффективного давления и эффективности жидкости – это в свою очередь позволит произвести необходимые изменения в графике закачки основного ГРП, минимизируя риск получения «СТОП», а также даст понимание утечек жидкости ГРП в пласт при высоких значениях проницаемости целевых пластов. Соответственно, для каждой скважины-кандидата подобраны оптимальные графики закачек без прорыва трещины ГРП в газовую шапку и подстилающую воду. Пример геометрии трещин для одной из скважин представлен ниже (Рис. 6).

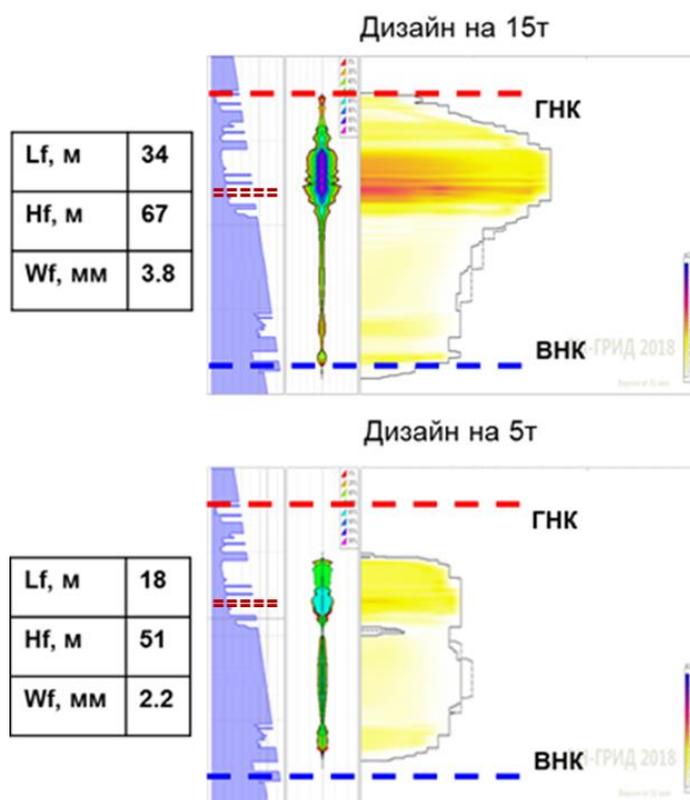


Рис. 6. Геометрия трещины ГРП для скважины-кандидата

Основные риски и неопределенности

Основной осложняющей комбинацией факторов, влияющих на возможность проведения ГРП, являются:

1. Слабая консолидированность пласта (модуль Юнга 1-1,5 ГПа, прочность на одноосное сжатие – до 10 МПа);
2. Высокая проницаемость (до 1500 мД);
3. Наличие в составе пород монтмориллонитовых глин;
4. Низкая пластовая температура;
5. Низкая разница напряжений между коллектором/неколлектором (~10 атм.);
6. Невыдержанность перемычек, отделяющих газовую шапку и подстилающую воду;
7. Значительное вдавливание пропанта в породу;
8. Небольшие глубины залегания пластов ПК (800-900 м) – при таких глубинах допускается наличие сдвигового режима напряжений (максимальное горизонтальное напряжение выше вертикального напряжения). Это в свою очередь предполагает образование сложной геометрии трещины ГРП (Т-образной формы) [8], что крайне нежелательно ввиду риска получения «СТОП» при выполнении гидроразрыва пласта.

Первым фактором, осложняющим успешное внедрение технологии ГРП в коллекторах подобного типа, является слабая консолидация частиц пласта-коллектора. В условиях такого коллектора сложно говорить о наличии анизотропии горизонтальных напряжений, поэтому под вопросом остается формирование направленной трещины ГРП, более того, в таких условиях вероятно возникновение трещин сдвига, а не стандартных трещин разрыва. Последующий режим работы таких скважин будет осложняться постоянным выносом песка из скважины. Для решения этих проблем было решено использовать пропант RCP для низких пластовых температур и активатора спекания пропанта.

В случае резкого роста объема КВЧ производится отсечение данного интервала путем спуска внутрь хвостовика трубы меньшего диаметра с пакерами, изолирующими межтрубное пространство. При рекомендуемом диаметре хвостовика 114 мм диаметр глухой трубы в двухпакерной установке будет 73 мм (Рис. 7).

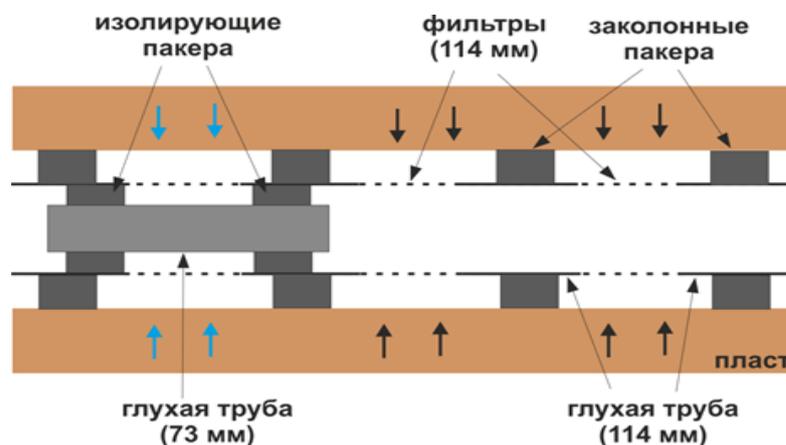


Рис. 7. Возможность отсечения интервала при выносе песка при спуске труб меньшего диаметра

Высокая проницаемость покурских отложений ведет к значительным утечкам рабочей жидкости в пласт и необходимости использования или гелей с высокой загрузкой полимером, или специализированных отклонителей, или высоких расходов закачки рабочей жидкости в пласт.

Третьим фактором риска является наличие в минералогическом составе пласта-коллектора монтмориллонитовых глин, которые в наибольшей степени склонны к набуханию. По результатам лабораторных экспериментов пропантов и жидкостей ГРП были выполнены исследования на керне для оценки разбухания при воздействии различных жидкостей ГРП. Сделан вывод о необходимости добавления стабилизаторов глин с концентрацией 10 л/м³ в жидкость ГРП.

Четвертым фактором риска выполнения операций ГРП является низкая пластовая температура, что способствует осложнениям при деструкции геля и приводит к кольматации пласта. Для снятия указанной неопределенности необходимо проведение лабораторных экспериментов, различных составов жидкостей ГРП с разными типами брейкеров и их концен-

трацией на керне пласта-коллектора.

Пятый и шестой факторы имеют значительную взаимосвязь и несут наибольшие риски в области возможности прорыва трещин гидроразрыва в нежелательные интервалы, а также сдерживания трещины в интервале продуктивного горизонта. С другой стороны, значительный перепад напряжений был бы причиной невозможности приобщения расчлененных продуктивных интервалов пласта одной трещиной ГРП. С целью снятия этих неопределенностей необходимо выполнить исследования по оценке геометрии трещины на вертикальных скважинах методами кросс-дипольного акустического каротажа, нейтронного каротажа с закачкой меченого пропанта или микросейсмического мониторинга.

Седьмой пункт, обозначающий риски вдавливания пропанта в слабосцементированную породу, ведет к уменьшению эффективной ширины трещины и ухудшению её проницаемости. Проведённые лабораторные исследования показали незначительное влияние (до 0,16 мм) данного риска на общую закрепленную ширину трещины, однако следует отметить, что отбор керна проводился из наиболее консолидированных интервалов, характеризующихся более высокими прочностными характеристиками.

На малых глубинах (восьмой пункт) допускается наличие сдвигового режима напряжений (максимальное горизонтальное напряжение выше вертикального напряжения). Построение геомеханической модели показало, что существуют неопределенности при проведении операций ГРП: режим напряжений (нормальный или сдвиговый), минимальное горизонтальное напряжение (на текущий момент проведен тест на утечки только в одной скважине). Кроме того, при сдвиговом режиме напряжений возможно образование сложных трещин: планарных, горизонтальных или Т-образных [8]. Такая форма трещины крайне нежелательна, ввиду риска получения «СТОП» при выполнении ГРП, так как при этом возможно бриджевание пропанта в зоне изменения геометрии трещины и преждевременная упаковка пропанта в призабойной зоне пласта.

Практические результаты и выводы:

- выполнено планирование гидроразрыва пласта, как альтернативной технологии многозабойным скважинам (технология «FishBone» для разработки высокопроницаемых слабokonсолидированных отложений;
- сформированы критерии выбора и перечень скважин-кандидатов для проведения опытно-промышленных работ;
- выполнен подбор оптимальной компоновки заканчивания скважин для операций гидроразрыва пласта;
- на основе моделирования показано развитие трещины в целевом интервале. Кроме того, выполнено моделирование геометрии трещин ГРП с оптимальной массой пропанта для минимизации рисков прорыва в газовую шапку и подстилающую воду;
- указан перечень рисков и неопределенностей для планируемых операций ГРП/МГРП.

Процесс испытания технологии ГРП планируется на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. В результате реализации данной технологии будет выполнена оценка технологической возможности проведения гидроразрыва пласта на слабokonсолидированном и высокопроницаемом коллекторе. Результаты освоения скважин после ГРП на этапе №1 опытно-промышленных работ позволят в достаточной мере оценить эффективность метода ГРП и делать выводы в реализации этапа №2 ОПР на добывающих скважинах и последующем тиражировании на месторождении.

Список литературы

1. Загребельный Е. Успешный опыт проведения ГРП в слабokonсолидированном низкотемпературном терригенном коллекторе с высоковязкой нефтью / Е. Загребельный, М. Мартынов, А. Конопелько. – Текст : электронный // SPE Российская нефтегазовая техническая конференция, 16–18 Октября, Москва, Россия. – 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187682-MS>.
2. Загребельный Е. Успешный опыт проведения ГРП в слабokonсолидированном низкотемпературном терригенном коллекторе с высоковязкой нефтью 2ой этап работ с

- проведением МГРП / Е. Загребельный, М. Мартынов, А. Конопелько, Е. Казаков. – Текст : электронный // SPE Российская нефтегазовая техническая конференция, 15-17 Октября, Москва, Россия. – 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/191477-18RPTC-MS>.
3. Wedman M. Hydraulic Fracturing for Sand Control in Unconsolidated Heavy-Oil Reservoirs / M. Wedman, K. Lynch and J. Spearman. – Текст : электронный // SPE Западное региональное собрание, 26-27 Мая. – 1999. – URL: <https://doi.org/10.2118/54628-MS>.
 4. Bahamon J. Successful Implementation of Hydraulic Fracturing Techniques in High Permeability Heavy Oil Wells in the Llanos Basin-Colombia / J. Bahamon, C. Garcia, J. Manuel Ulloa and J. Leal, R. Garay, C. Medina, J. Nieto. – Текст : электронный // SPE Нефтегазовая техническая конференция стран Латинской Америки и Карибского бассейна, 18-20 Ноября. – 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/177119-MS>.
 5. Иванцов Н. Особенности численного моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти / Н. Иванцов, А. Стрекалов. – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. С. 69-73.
 6. Кутузова М. «Чёрный мёд» / М. Кутузова – Текст : электронный // Нефть России. – 2012. – № 2. С. 40-43.
 7. Бобычев Е. Заканчивание скважин Русского месторождения / Е. Бобычев. – Текст : электронный // Инженерная практика. – 2013. – № 1. С. 59-62.
 8. Zoback M. Reservoir geomechanics / M. Zoback. – Text : electronic // Cambridge University Press, Cambridge. – 2007.

References

1. Zagrebelnyy E. Successful Hydraulic Fracturing Techniques in Shallow Unconsolidated Heavy Oil Sandstones / E. Zagrebelnyy, M. Martynov, A. Konopelko. – Text : electronic // SPE SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October, Moscow, Russia. – 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187682-MS>.
2. Zagrebelnyy E. Successful Hydraulic Fracturing Techniques in Shallow Unconsolidated Heavy Oil Sandstones Part 2: Multifracturing Job Performance / E. Zagrebelnyy, M. Martynov, A. Konopelko, E. Kazakov. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15–17 October, Moscow, Russia. – 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/191477-18RPTC-MS>.
3. Wedman M. Hydraulic Fracturing for Sand Control in Unconsolidated Heavy-Oil Reservoirs / M. Wedman, K. Lynch and J. Spearman. – Text : electronic // SPE Western Regional Meeting, 26-27 May. – 1999. – URL: <https://doi.org/10.2118/54628-MS>.
4. Bahamon J. Successful Implementation of Hydraulic Fracturing Techniques in High Permeability Heavy Oil Wells in the Llanos Basin-Colombia / J. Bahamon, C. Garcia, J. Manuel Ulloa and J. Leal, R. Garay, C. Medina, J. Nieto. – Text : electronic // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 18-20 November. – 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/177119-MS>.
5. Ivantsov N. Peculiarities of numerical simulation of high viscosity oil fields development / N. Ivantsov, A. Strekalov – Text : electronic // Oil Industry. – 2013. – № 5. P. 69-73.
6. Kutuzova M. «Black honey» / M. Kutuzova – Text : electronic // Russian Oil. – 2012. – № 2. P. 40-43.
7. Bolychev E. Wells completion of the Russkoye field / E. Bolychev. – Text : electronic // Engineering practice. – 2013. – № 1. P. 59-62.
8. Zoback M. Reservoir geomechanics / M. Zoback. – Text : electronic // Cambridge University Press, Cambridge. – 2007.

Сведения об авторах

Павлюков Николай Алексеевич, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

Павлов Валерий Анатольевич, кандидат технических наук, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Ларин Константин Георгиевич, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: kglarin@tnnc.rosneft.ru

Волгин Евгений Рафаилович, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть»
Россия, 115054, Москва, ул. Дубининская, 31а
E-mail: ervolgin@rosneft.ru

Торопов Константин Витальевич, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть»
Россия, 119333, Москва, ул. Ленинский проспект, 55/1, стр.2
E-mail: k_toropov@rosneft.ru

Authors

N.A. Pavlyukov, Expert, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: napavlyukov@tnnc.rosneft.ru

V.A. Pavlov, Ph.D., Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

K.G. Lapin, Principal Project Engineer, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: kglarin@tnnc.rosneft.ru

E.R. Volgin, Chief Specialist, PJSC «NK «Rosneft»
31a, Dubninskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation
E-mail: ervolgin@rosneft.ru

K.V. Toropov, Chief Specialist, PJSC «NK «Rosneft»
55/1, p.2, Leninsky Prospekt st., Moscow, 119333, Russian Federation
E-mail: k_toropov@rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 26.11.2021
Принята к публикации 09.12.2021
Опубликована 30.12.2021