

Опыт проведения избирательных повторных ГРП в горизонтальных скважинах на пласты викуловской свиты Каменного ЛУ Красноленинского НГКМ

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10035

Р.Д. Гафаровглавный специалист¹

rdgafarov@tnc.rosneft.ru

Т.И. Синицынаначальник отдела¹

tisinityna@tnc.rosneft.ru

А.Н. Горбуновначальник управления²

angorbunov@nng.rosneft.ru

С.П. Канайкинменеджер²

spkanaykin@nng.rosneft.ru

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия²АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

В последние годы горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) находит все более широкое применение при освоении как новых, так и уже разрабатываемых зрелых месторождений. В связи с этим все острее встает вопрос проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на горизонтальных скважинах для поддержания их продуктивности. Одним из наиболее перспективных видов ГТМ на сегодня является проведение повторных МГРП. Несмотря на значительный накопленный опыт проведения повторных ГРП на наклонно-направленных скважинах, отработанные технологические решения для повторных МГРП на ГС сегодня отсутствуют. В данной работе представлен опыт реализации повторных МГРП на горизонтальных скважинах Каменного лицензионного участка Красноленинского месторождения АО «РН-Няганьнефтегаз». Оценены основные технологические процедуры и разработаны мероприятия по адаптации технологии к условиям месторождения.

Информация по объекту разработки

Продуктивные отложения викуловской свиты (объект разработки — ВК1-3) представлены слоистой песчано-алевритовой толщей и относятся к классу низкопроницаемых. Коллектора содержат свободную подвижную воду, при этом от пласта ВК1 вниз по разрезу к ВК3 наблюдается снижение нефтенасыщенности. Поднятия с большой нефтенасыщенной мощностью разбурены наклонно-направленными скважинами и в настоящий момент основное бурение сосредоточено в краевых зонах с близко расположенной подстилающей водой. В связи с риском прорыва воды из нижележащих водоносных прослоев, разбуривание краевых зон ведется ГС с малообъемными МГРП с массой проппанта до 15 т на одну стадию.

Бурение ГС с направленным избирательным МГРП на Каменном ЛУ выполняется с 2013 года. В первых ГС использовался цементируемый хвостовик и стадии ГРП проводились последовательно с отделением каждой предыдущей трещины ГРП (интервала перфорации) от последующей с помощью пробки мостовой (или взрыв-пакера). После выполнения ГРП во всех целевых интервалах проводилось разбуривание мостовых пробок (или взрыв-пакера) и скважина запускалась в работу.

С 2016 года активно используются технологии заканчивания ГС посредством спуска муфт «VPS» (с различным давлением инициации), активируемых давлением с помощью чашечных пакеров «cup-2-cup». Муфты

являются частью обсадной колонны, а колонна, в свою очередь, крепится с помощью за- колонных пакеров. Всего на начало 2019 года на объект ВК1-3 пробурено около 100 скважин с данным типом заканчивания. В связи с ежегодным увеличением количества таких скважин, а также постепенным снижением их продуктивности, возрастает потребность проведения повторных ГРП для интенсификации добычи нефти.

Подготовка ОПР по повторным ГРП

В процессе освоения и эксплуатации по ряду скважин отмечается недостижение проектных показателей по добыче нефти. Основные причины недостижения — неподтверждение геологии, снижение пластового давления, неудовлетворительное качество выполнения работ по ГРП и КРС, ухудшение проводимости трещин ГРП (загрязнение, смыкание трещин и т.д.). Для достижения проектной добычи нефти целесообразно проведение повторной интенсификации притока, однако, надежного решения по проведению повторных ГРП в ГС на месторождении отсутствуют.

При проектировании ОПР были рассмотрены следующие варианты:

- 1) повторная интенсификация трещин ГРП в первичных интервалах перфорации;
- 2) размещение новых зон стимуляции между существующими портами (проведение дополнительной перфорации с последующим ГРП с помощью пакера «cup-2-cup»).

Второй вариант был признан более перспективным, так как позволяет

Скважина	А	Б
Резервуара	Однородный	Однородный
Граничные условия	Нет границ	Нет границ
Общий скин-фактор	-5,58	-6,49
Геометрический скин-фактор	-5,58	-7,01
Механический скин-фактор	0	0,55
$k \cdot h$, мД*м	30,1	72,5
k , мД	4,3	10,4
L , м	150	400
Kz/Kr	0,2	-
R_{inv} , м	431	-
$P_{заб_вдп}$, МПа	34,62	43,65
$P_{ст_вдп}$, Мпа	119,6	-
$P_{пл_вдп}$, МПа	125,6	113,16
$P_{пл_внк}$, МПа	129,5	121,8
PI , м ³ /сут/(кгс/см ²)	0,769	3,021

Tab. 1 — Результаты интерпретации КВД по скважинам кандидатам
Tab. 1 — PBU interpretation in wells candidates

Материалы и методы

В рамках подбора и апробации технологий для повторного МГРП на Каменном лицензионном участке (ЛУ) Красноленинского месторождения АО «РН-Няганьнефтегаз» выполнены опытно-промышленные работы (ОПР), с целью определения возможности и эффективности проведения повторных избирательных МГРП на используемых компоновках заканчивания.

Ключевые слова

гидроаппрессирование пласта, горизонтальная скважина, викуловская свита, цементируемый хвостовик

интенсифицировать добычу из новых интервалов ствола, где ГРП не выполнялось. Поэтому было принято решение проведения ГРП с дополнительными перфорационными отверстиями вдоль ствола скважин, размещенными между существующими портами. Такой вариант повторной стимуляции горизонтальной скважины создает большую площадь контакта ствола скважины с пластом, увеличивая зону дренирования.

Выполненные на авторских ГДМ расчеты так же показали более высокий прирост продуктивности, чем в случае с повторными ГРП в ранее стимулированные интервалы.

Для снижения технологических рисков в качестве первоочередных выбрали скважины с цементируемым хвостовиком.

Исследования и подготовка скважин к ОПР

При выборе скважин-кандидатов для ОПР использовались следующие критерии:

- 1) заканчивание с цементируемым хвостовиком;
- 2) максимальный планируемый прирост дебита нефти;
- 3) наибольшее количество дополнительных стадий ГРП.

Проанализировав весь фонд горизонтальных скважин с учетом данных критериев, были выбраны два первоочередных кандидата — скважины А и Б. Для оценки характеристик скважин до повторных ГРП были проведены исследования КВД, результаты которых представлены в таб. 1. К тому же по первой скважине А, проведен комплекс исследований ПГИ (для определения работы каждого интервала, таб. 2).

С учетом литологии вдоль ствола скважин, а также ранее проведенных ГРП были выбраны зоны перфорации для проведения повторных ГРП (рис. 1–2). Техническое осуществление операции проводится с использованием технологии с двойным пакером «cup-2-cup» (рис. 3).

Проведение ОПР

В ноябре 2018 года была выполнена первая работа в АО «РН-Няганьнефтегаз» по проведению повторного избирательного ГРП в горизонтальном стволе скважины с компоновкой МГРП.

Скважина А завершена бурением в августе 2015 года, в скважине выполнено 3 ГРП по 15 т пропанта на каждый интервал. Скважина закончена цементируемым хвостовиком с проведением гидродетонированной перфорации между стадиями ГРП. Диаметр эксплуатационной колонны — 178 мм, диаметр хвостовика — 114 мм.

Скважина была введена в эксплуатацию и находилась в непрерывной работе более 3-х лет. Первоначальный дебит жидкости составил более 150 м³/сут, дебит нефти около 40 т/сут при обводненности около 80%. За время эксплуатации дебит жидкости снизился более чем в 2 раза, дебит нефти сократился в 4 раза, обводненность выросла. Целевой пласт — ВК1, залегающий на глубине 1890–2350 м. Пластовое давление 130 атм. (при начальном — 141 атм.).

В рамках ОПР планировалось проведение трех стадий ГРП с закачкой по 15 т пропанта, но из-за технологических проблем с подготовкой скважины (селективный пакер

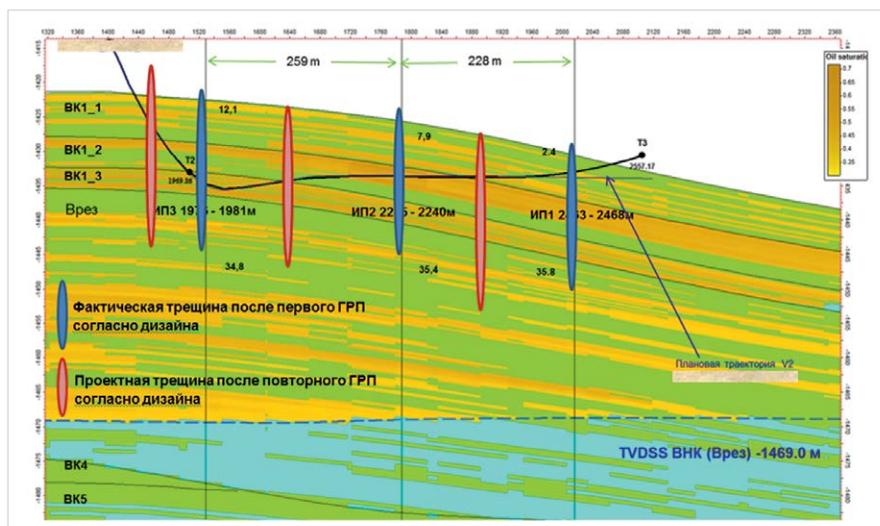


Рис. 1 — Запланированные зоны интенсификации скважины А
Fig. 1 — Zones of intended stimulation of well A

Пласт	Интервал пласта	Фактический интервал перфорации	Работающий интервал	Раб. толщина	Состав	Дебит	
						м ³ /сут	%
ВК1	1886.0 2516.0					1.4	100.0
		1975.0 1980.0	1975.0 1980.0	5.0	В + слабые признаки УВ	0.3	20.0
		2235.0 2240.0	2235.0 2240.0	5.0	В + слабые признаки УВ	0.3	20.0
		2463.0 2468.0	2463.0 2468.0	5.0	В + слабые признаки УВ	0.8	60.0

Таб. 2 — Результаты интерпретации потокометрии по фильтру
Tab. 2 — Flow measurement interpretation by filter

не был допущен до 1-го интервала по причине осложнений при спуске (многократные посадки пакера «сир-2-сир» при спуске ниже второго интервала) успешно было реализовано две стадии. По результатам анализа мини-ГРП обеих стадий, программы закачки основного ГРП произведены согласно дизайну. В каждый порт закачено по 15 т проппанта, в том числе марки Fores 20/40 — 7 т, Fores 16/20 — 8 т. Запускной прирост дебита нефти по скважине составил более 10 т/сут, что соответствует плановым показателям (рис. 4).

Вторая работа в рамках ОПР была выполнена в марте 2019 года.

Скважина Б завершена бурением в

августе 2013 года, в скважине выполнено 4 ГРП. Плановые объемы проппанта закачаны только во втором и четвертом портах — 14 и 13 т соответственно. В первый и третий порт по причине технологического СТОПа было закачено 10,2 и 3,6 т проппанта при плане 14 и 8 т соответственно. Скважина закончена цементируемым хвостовиком с кластерной перфорацией между стадиями ГРП. Диаметр эксплуатационной колонны — 178 мм, диаметр хвостовика — 114 мм.

Скважина была введена в эксплуатацию и находилась в непрерывной работе более 5 лет. Первоначальный дебит жидкости составил около 400 мЗ/сут, дебит нефти более 40 т/сут при обводненности более 80%. За

время эксплуатации дебит жидкости снизился вдвое, дебит нефти сократился почти в 4 раза, обводненность выросла. Целевой пласт — ВК1, залегающий на глубине 2450–3260 м. Пластовое давление — 122 атм. (при начальном — 141 атм.).

В рамках ОПР планировалось проведение пяти стадий ГРП с закачкой по 15 т проппанта, но из-за технологических проблем с подготовкой скважины успешно было реализовано только три стадии (1 порт — отмена ПВР по причине затяжек на глубине 3255,7 м; 2 порт — отмена ГРП по причине неуспешной посадки пакера «сир-2-сир»). По результатам анализа мини-ГРП каждой стадии, программы закачки основного ГРП произведены согласно дизайну. В каждый порт закачено по 15 т проппанта в том числе марки Fores 20/40 — 3 т, Fores 16/20 — 12 т. Запускной прирост по скважине составил более 10 т/сут, что соответствует плановым показателям (рис. 5).

Итоги

В статье представлены результаты реализации опытно-промышленных работ по повторным избирательным МГРП в горизонтальных скважинах на пласты викуловской свиты в АО «РН-Няганьнефтегаз», доказана эффективность выполненных ГТМ.

Выводы

Согласно оценке, была подтверждена высокая экономическая эффективность выполненных мероприятий - PI составил более 2,0 ед. В период 2019–2020 гг., в соответствии с бизнес-планом, к реализации запланировано выполнение избирательных повторных ГРП на ГС еще на 8 скважинах.

В рамках ОПР были оценены основные технологические процедуры и разработаны мероприятия по адаптации технологии к условиям месторождения. Была подтверждена эффективность проведения повторных ГРП между зонами первичной инициации трещин, что позволило достичь планового прироста дебита нефти и увеличить зону дренирования пласта скважиной. За счет ограничения массы проппанта удалось избежать риска прорыва трещины ГРП в нижележащий водонасыщенный пласт ВК3. Подтвердилась технологическая эффективность использования технологии сир-2-сир для повторных ГРП. В тоже время отмечается значительное превышение фактически затраченного времени на подготовку ствола скважины к ГРП в связи с более длительной

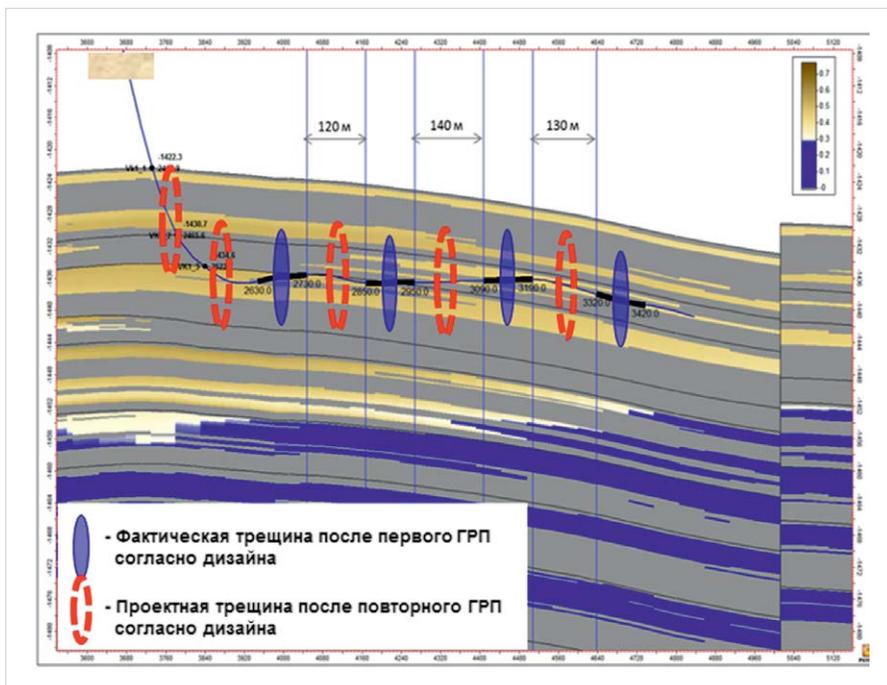


Рис. 2 — Запланированные зоны интенсификации скважины Б
Fig. 2 — Zones of intended stimulation of well B



Рис. 3 — Компоновка хвостовика
Fig. 3 — Liner assembly

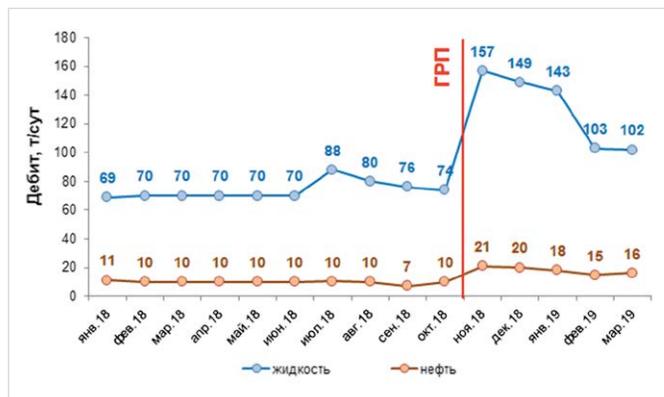


Рис. 4 — Динамика работы скважины А до и после проведения повторного МГРП
Fig. 4 — Well A operation profile before and after repeated MS fracturing

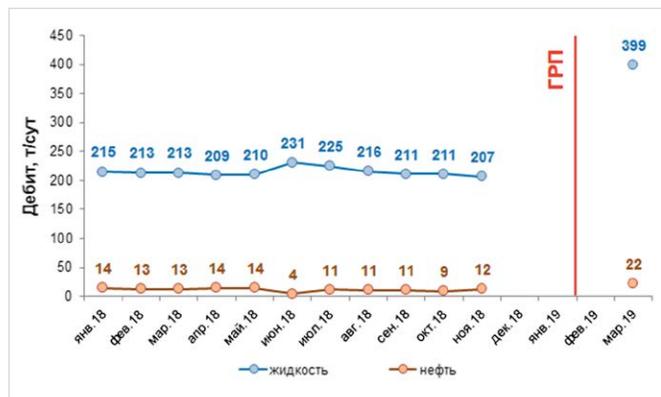


Рис. 5 — Динамика работы скважины Б до и после проведения повторного МГРП
Fig. 5 — Well B operation profile before and after repeated MS fracturing

нормализацией ствола скважины для установки пакера.

Проведенные ОПР подтвердили эффективность повторных ГРП между ранее выполненными ГРП в ГС с цементируемым хвостовиком. В рамках расширения потенциала внедрения технологии планируется проведение испытаний в скважинах с нецементируемыми хвостовиками и заколонными пакерами и. Также требует проработки вопрос эффективности повторных гидроразрывов в зонах, ранее проведенных ГРП. Расчетный потенциал по приросту нефти таких скважин отвечает

условиям БП, что говорит о применимости метода как альтернативного первому.

Литература

1. М.Р. Мазитов, А.С. Валиуллин, К.В. Бурдин, К.А. Стародубцева, И.А. Деменчук, Д.А. Сериков. Успешный опыт проведения подготовки скважины с ГНКТ для повторных МГРП на компоновках со сдвижными муфтами на скважинах после 2-х летней эксплуатации. SPE-182123-RU.
2. К.К. Бутула, А. Юдин, А. Клубин. Обсуждение повторного ГРП в горизонтальных

скважинах с компоновками МГРП в пластах средней проницаемости. SPE-176720-RU.

3. П.И. Крюков, Р.А. Гималетдинов, С.А. Доктор, И.Г. Файзуллин, Р.Г. Шайкамалов. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта // Нефтяное хозяйство, 2015. № 12. С. 64–67.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного лицензионного участка (западная часть). Тюмень, 2017.

Selective re-fracturing in horizontal wells of Vikulov series on Kamenny license area of Krasnoleninsky oil and gas condensate field

Authors

Rustam D. Gafarov — chief specialist¹; rdgafarov@tnnc.rosneft.ru

Tatyana I. Sinitsyna — team leader¹; ti sinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Andrei N. Gorbunov — head of division²; angorbunov@nng.rosneft.ru

Sergey P. Kanaikin — manager²; spkanaykin@nng.rosneft.ru

¹Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

²RN-Nyaganneftegaz, Nyagan, Russia

Abstract

In recent years, horizontal drilling with multi-stage hydraulic fracturing (Hz with MSHF) is becoming more widely used in the development of both greenfields and brownfields. In this regard, the issue of carrying out well interventions in horizontal wells to maintain their productivity is getting more urgent.

One of the most promising types of well interventions today is repeated multi-stage hydraulic fracturing. Despite the considerable experience in conducting repeated hydraulic fracturing in directional wells, there are no proven engineering solutions for repeated MSHF in horizontal wells.

This paper describes the experience of performing repeated MSHF in horizontal wells of the Kamenny license area of Krasnoleninsky field (RN-Nyaganneftegaz). The main engineering procedures were evaluated and measures were developed to adjust the technology to the field conditions.

Materials and methods

As part of the selection and testing the re-MSHF technology at the Kamenny LA of

Krasnoleninsky field of RN-Nyaganneftegaz, a pilot project was executed to determine the feasibility and performance of repeated selective multi-stage hydraulic fracturing using the existing completion assemblies.

Keywords

hydraulic fracturing, horizontal well, Vikulov Series, cemented liner

Results

The article describes the results of the pilot project on repeated selective multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Vikulov series reservoirs (RN-Nyaganneftegaz); the efficiency of well interventions performed was proved.

Conclusions

The assessment confirmed the high economic efficiency of the operations: PI amounted to more than 2.0 units. In the period of 2019–2020, in accordance with the Business Plan, repeated hydraulic fracturing has been scheduled in another eight horizontal wells. The pilot project helped to evaluate the main engineering procedures and develop actions to adjust the technology to the field conditions.

The efficiency of repeated hydraulic fracturing between the zones of primary fracture initiation was confirmed, which made it possible to achieve a planned increase in oil production and increase the reservoir drainage zone by a well. By restricting the proppant mass, it was possible to avoid the risk of a fracture breakthrough into the underlying water-saturated VK3 reservoir. The efficiency of cup-2-cup technology for repeated hydraulic fracturing has been confirmed. At the same time, there is a significant excess of the actual time spent on preparing the wellbore for hydraulic fracturing due to a longer wellbore normalization to install a packer.

The pilot operations confirmed the efficiency of repeated fracturing between previous fracs in a horizontal well with cemented liner. As part of expanding the potential of technology implementation, tests are planned in wells with non-cemented liners and behind-casing packers. Also, the performance of repeated hydraulic fracturing in previously fractured areas should be studied. The estimated incremental oil potential of such wells meets the Business Plan requirements, which means this method might be an alternative to the first one.

References

1. M.R. Mazitov, A.S. Valiullin, K.V. Burdin, K.A. Starodubtseva, I.A. Demenchuk, D.A. Serikov. *Uspeshnyy opyt provedeniya podgotovki skvazhiny s GNKT dlya povtornykh MGRP na komponovkakh so sdvizhnymi muftami na skvazhinakh posle 2-kh letney ekspluatatsii* [Successful experience in preparing a well with a CT to repeated MSHF on assemblies with Rapid Shifting Sleeves in wells after 2 years of operation]. SPE-182123-RU.

2. K.K. Butula, A. Yudin, A. Klyubin. *Obsuzhdenie povtornogo GPR v gorizontal'nykh skvazhinakh s komponovkami MGRP v plastakh sredney pronitsaemosti* [Considerations on repeated hydraulic fracturing in horizontal wells with MSFH assemblies in medium-permeability reservoirs]. SPE-176720-RU.
3. P.I. Kryukov, R.A. Gimaletdinov, S.A. Doktor, I.G. Fayzullin, R.G. Shaykamalov. *Optimizatsiya tekhnologii povtornykh mnogostadiynykh gidrorazryvov plasta*

[Optimization of repeated multi-stage hydraulic fracturing technology]. Oil Industry, 2015, issue 12, pp. 64–67.

4. Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Krasnoleninskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya v predelakh Kamennogo litsenzyonnoy uchastka (zapadnaya chast') [Supplement to preliminary Field Development Plan of Krasnoleninsky oil and gas condensate field on Kamenny License Area (western part)]. Tyumen, 2017.