

Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон — горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины?

Ермаков П.В.¹, Хазипов Р.Л.¹, Решетникова Д.С.¹, Патраков Д.П.¹, Жарков А.В.², Набокин И.Р.², Фицнер А.Ф.², Бурдин А.В.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия
pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Компания АО «РН-Няганьнефтегаз» является владельцем лицензии на добычу нефти Ем-Еговского и Каменного лицензионных участков (ЛУ) уникального по запасам Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). На сегодняшний день 61 % общей добычи нефти обеспечивает объект ВК1–3 (викуловская свита), а его объем текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) составляет 34 % от запасов месторождения. Порядка 70 % ТИЗ викуловской свиты сконцентрированы в краевых неразбуренных участках залежей на пониженных отметках структурной кровли пласта, и именно они остаются основным источником для поддержания добычи нефти.

Материалы и методы

В данной работе приведен обзор опыта бурения и разработки горизонтальных стволов (ГС) и многозабойных скважин (МЗС), а также применения технологий заканчивания скважин, реализованных с целью эффективного освоения краевых зон

объекта ВК1–3 Каменного ЛУ, являющегося полигоном опытно-промышленных работ (ОПР).

Ключевые слова

бурение, разработка, краевые зоны, недонасыщенный коллектор, горизонтальные скважины, многозабойные скважины

Для цитирования

Ермаков П.В., Хазипов Р.Л., Решетникова Д.С., Патраков Д.П., Жарков А.В., Набокин И.Р., Фицнер А.Ф., Бурдин А.В. Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон — горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины? // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 82–86. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-82-86

Поступила в редакцию: 28.10.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original paper

Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells?

Ermakov P.V.¹, Khazipov R.L.¹, Reshetnikova D.S.¹, Patrakov D.P.¹, Zharkov A.V.², Nabokin I.R.², Fitsner A.F.², Burdin A.V.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²“RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia
pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

“RN-Nyaganneftegaz” JSC owns the license for oil production at the Em-Egovsky and Kamenny license blocks of Krasnoleninskoye oil and gas condensate field with unique reserves.

To date, 61 % of oil is produced from VK1–3 reservoir (vikulovskaya formation), and the volume of current recoverable reserves is 34 % of the field's total reserves. About 70 % of the vikulovskaya formation reserves are concentrated in the undeveloped edge zones at lower regions of the reservoir structural top, and they remain the main source for maintaining oil production.

Materials and Methods

This paper provides an overview of the drilling and development experience horizontal wells and multilateral wells, as well as well completion technologies applied for effective development of VK1–3 reservoir edge zones within Kamenny license block, which is a testing ground for pilot projects.

Keywords

drilling, development, edge zones, under-saturated reservoir, horizontal wells, multi-lateral wells

For citation

Ermakov P.V., Khazipov R.L., Reshetnikova D.S., Patrakov D.P., Zharkov A.V., Nabokin I.R., Fitsner A.F., Burdin A.V. Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells? Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 82–86. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-82-86

Received: 28.10.2022

Геологическое строение

Викуловская свита представлена прибрежно-морскими отложениями с преобладанием тонкослоистого переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников, которые

изменяются по мощности и свойствам по laterали. В верхней части объекта расположен основной по запасам пласт ВК1, который представлен тремя четко выраженными песчаными циклитами. Геолого-геофизические

характеристики циклитов улучшаются вниз по разрезу, средний коэффициент проницаемости растет от 5×10^{-3} до 37×10^{-3} мкм², эффективные нефтенасыщенные толщины (ЭННТ) изменяются от 1,5 до 3 м. Таким

образом, нижний циклит оказывается самым перспективным по показателю проводимости и основному объему запасов нефти. Кроме целевой верхней пачки пластов, локально по разрезу выделяются отложения высокопродуктивной врезанной долины (далее врез), проницаемость которой может достигать до 430×10^{-3} мкм². При вскрытии нефтенасыщенного вреза возможно получить притоки, намного превышающие типичные для объекта, соответственно при подключении водонасыщенного вреза присутствуют высокие риски получить высокообводненную продукцию.

Пласт ВК1 стратиграфически приурочен к раннему альбу нижнего мела (K_{al}), снизу подстилается региональной пачкой глин, толщина которой в пределах врезанной долины составляет 1–5 м, вне ее — в среднем 6 м. Пласт ВК1 подстилается пластами ВК2–3, причем если в районе разбуренных поднятий они являются нефтенасыщенными, то в неразбуренной части на пониженных отметках целевой пласт ВК1 подстилается водонасыщенными пластами ВК2–3, что накладывает определенные риски при вскрытии и освоении системами наклонно направленными скважинами (ННС) и ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Пласт ВК1 имеет сложный характер насыщения нефтью и водой, уровни водонефтяного контакта выделяются в некоторых случаях условно в силу высокой неопределенности. По результатам испытаний ВНК является наклонным и определяется отдельно для каждой залежи. В целом по объекту ВК1–3 наблюдается тренд понижения ВНК с юга на север. Коллекторы изначально являются недонасыщенными, со средними значениями коэффициента нефтенасыщенности 0,51 д. ед. в только нефтяной зоне и 0,43 д. ед. в водонефтяной зоне.

История развития технологий освоения

Разработка объекта ведется с 1992 г. Основной объем бурения был реализован ННС по треугольной сетке с формированием обращенной 7-точечной системы 600 м с элементами уплотнения до 400 м. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составляет 20,4 % при обводненности 84,6 %.

В 2012 г. стартовали [1] первые работы по применению гидроразрыва пласта (ГРП) массой пропанта 25 т на ННС, при этом технологическая эффективность оказалась низкой из-за высокой (80–90 %) входной обводненности, а при малотоннажных ГРП 5–10 т не достигались рентабельные дебиты нефти по продуктивности. В связи с этим было принято решение об остановке бурения и поиске новых технологий для эффективного

вовлечения краевых запасов.

В 2013–2014 гг. стартовали первые ОНР по бурению ГС в краевых зонах с длиной 600–1 100 м с расстоянием между скважинами 400 м. Первым был реализован пилотный проект с опробованием технологии заканчивания с МГРП (Мпр на порт 13,5 т) по технологии «BioBalls». Входная обводненность составила 88 %. Технология признана неуспешной ввиду получения слепых ГРП из-за прорыва трещины в водонасыщенные пласты.

В 2015 г. реализовано бурение ГС с МГРП (Мпр на порт 15,3 т) по технологии заканчивания цементруемым хвостовиком с разобщающими пакер-пробками. Технология признана неуспешной ввиду длительного периода освоения и необходимости разбуривания пакер-пробки и, как следствие, кольматация ПЗП. Входная обводненность составила 76–86 %.

В 2016 г. пробурены первые ГС 600–700 м с МГРП (Мпр на порт 5–10 т) по технологии «Cup to Cup» с BPS (равнопроходная компоновка с нецементируемым хвостовиком с набухающими пакерами и разрывными муфтами). Входная обводненность составила 50 %. Технология оказалась наиболее успешной в условиях с малыми ЭННТ и при наличии подстилающих водонасыщенных пластов.

С 2017 г. началось масштабное тиражирование технологии «Cup to Cup» (рис. 1) с ростом активности бурения с 4 до 42 ГС с МГРП к 2019 г. Внедрение технологии позволило достигать план по запускным дебитам нефти в зонах, где освоение стандартными способами не давало положительных результатов.

Дополнительно в 2019–2022 гг. были реализованы работы по применению альтернативных технологий ГРП по ограничению высоты трещины ГРП для снижения притоков подстилающей или законтурной воды, которое достигается либо ограничением скорости закачки жидкости ГРП, либо применением жидкостей малой вязкости. Использование вязкой сликовды и линейного геля взамен сшитого не привело к существенному снижению входной обводненности, таким образом, на текущий момент отсутствует положительный опыт по ограничению высоты трещины ГРП в условиях викуловских отложений.

Мероприятия по повышению эффективности бурения

При бурении краевых зон объекта ВК1–3 разработан комплекс мероприятий [3], направленный на решение оперативных и среднесрочных задач, с целью снижения геолого-технических рисков, состоящий из 5 ключевых направлений:

- детальное планирование стратегии разбуривания куста;

- доразведка при эксплуатационном бурении, программа переиспытаний;
- многовариантная стратегия проводки ГС;
- расширенное оперативное сопровождение бурения;
- планирование МГРП на скважине.

Параллельно с апробацией эффективного вовлечения разреза ВК1–3 ГРП с 2018 г. активно ведутся пилотные работы по увеличению длин ГС и количества стадий ГРП, а также бурение многозбойных скважин, для чего была разработана программа ОНР, состоящая из 3 этапов бурения:

- ГС 1200 м с 14 МГРП;
- ГС 2000 м с 25 МГРП;
- МЗС с 6 БС по 250 м.

В 2019 г. был реализован первый этап ОНР по бурению пяти ГС 1 200 м с 14 МГРП. Запускной дебит нефти (70 т/сут) оказался в два раза выше стандартной технологии ГС 600 м (Q_н — 35 т/сут). Фактическая масса пропанта составила 7 т на стадию со стартовой обводненностью 75–80 %.

В 2020 г. был реализован второй этап по бурению трех ГС 2 000 м с 25 МГРП. Одна из скважин (рис. 2) является уникальной для АО «РН-Няганьнефтегаз» сразу по трем параметрам: общая протяженность составляет 3 996 м, длина ГС — 2 075 м, количество портов — 25 шт.

Масса пропанта на стадию составила 3–6 т. Запускной дебит нефти составил 88 т/сут при обводненности 67 %. При этом по техническим причинам не по всем скважинам достигнуты целевые длины и количество стадий ГРП. Средняя высота трещины составила 15 м, полудлина — 59 м, прорыв трещин ГРП в нижележащий водонасыщенный пласт не отмечался. Увеличение длин ГС и количества стадий ГРП позволило повысить накопленную добычу нефти на скважину в начальный период за счет увеличения коэффициента охвата. Накопленная добыча за первые 12 месяцев по скважинам с длиной более 1 000 м выше относительно скважин со стандартной конструкцией на 42 % (ГС 1 000 м + 12–25 ГРП — 13,0 тыс. т; ГС 600–800 м 7–8 ГРП — 7,6 тыс. т).

В результате удлинения скважин и увеличения стадийности ГРП удалось достигнуть:

- увеличения продуктивности скважины;
- повышения ожидаемой накопленной добычи на скважину;
- сокращения капитальных затрат на бурение и обустройство кустовых площадок (КП).

В совокупности это позволяет уменьшить период окупаемости и повысить экономическую эффективность бурения, благодаря чему стало возможно вовлечение в разработку ранее нерентабельных краевых запасов, составляющих порядка 25 % от ТИЗ объекта.

Таким образом, в 2021 г. на основе технико-экономических расчетов была определена оптимальная система разработки — ГС длиной до 1 500 м с 16 стадиями МГРП и организацией системы поддержания пластового давления (ППД) из расчета две нагнетательные ННС на одну добывающую ГС.

Необходимо отметить, что по мере приближения к ВНК и с уменьшением нефтенасыщенных толщин для снижения рисков получения повышенной обводненности тоннаж ГРП уменьшался до критических значений в размере 3 т на стадию. Однако для основного объема неразбуренных запасов даже такое решение не позволяет обеспечить стартовую обводненность ниже 80–85 %. С учетом

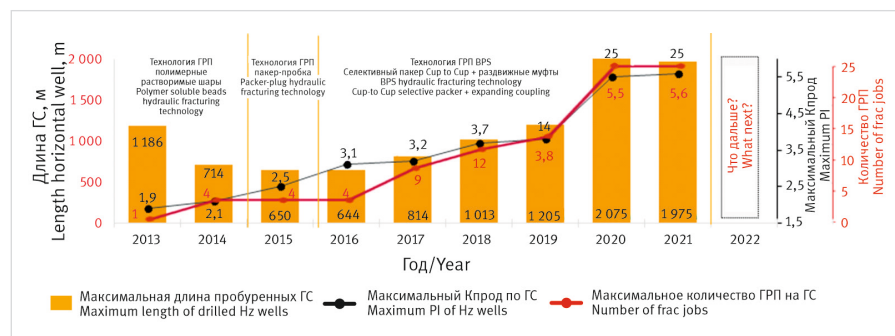


Рис. 1. Применение технологий ГС с МГРП для вовлечения в разработку ВК1–3
Fig. 1. Applying horizontal wells with multistage hydraulic frac to involve VK1–3 into development

ограничений по расширению зоны рентабельного бурения, которые невозможно охватить ГС + МГРП, в 2021–2022 гг. стартовал третий этап ОПР по бурению МЗС по типу «Fishbone».

Опыт бурения МЗС в обществах ПАО «НК «Роснефть» (на 2021 г. запущено более 400 МЗС на 26 месторождениях) показал [6], что в большинстве случаев МЗС имеет преимущество перед ГС. На месторождениях

компания реализуются различные варианты МЗС в зависимости от геологических условий. В случае АО «РН-Няганьнефтегаз» районы, планируемые к проведению ОПР по МЗС, относятся к коллекторам с высокой расчлененностью и подстилающими водонасыщенными пластами. Для выбора оптимальной проводки боковых и основного ствола были построены авторские секторные геологическая и гидродинамическая модели.

Специфичными задачами при бурении МЗС являются: обеспечение успешной срезки в открытом стволе; избежание зашламованности стволов; предотвращение осыпания стенок скважины в уже пробуренных ответвлениях. Решение данных задач достигается путем соблюдения последовательности бурения стволов (в первую очередь бурятся боковые ответвления, в последнюю — прямолинейный основной ствол); планирования определенных участков под срезку в профилях боковых ответвлений; бурения основного и боковых стволов в рамках одного рейса без дополнительных спуско-подъемных операций (СПО). Стоит отметить, что компоновка низа буровой колонны, используемая при бурении боковых стволов, в том числе при осуществлении срезок на боковые стволы, абсолютно идентична той, что используется при бурении ГС + МГРП, следовательно, не несет дополнительных затрат на оборудование в процессе строительства при условии отсутствия осложнений.

Дополнительно было принято решение подготовиться к заканчиванию, которая имеет максимальную перфорированную площадь поверхности контакта «скважина — пласт» и возможность проведения селективной обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ), ГРП или ремонтно-изоляционных работ (РИР) при получении неудовлетворительных запусковых показателей. Компоновка представляет собой комбинацию (рис. 3) перфорированных труб (фильтров), глухих труб и пакеров. В данной компоновке было предусмотрено семь участков под проведение ГРП и семь участков под проведение ОПЗ. Расстояние между участками подобрано такое, чтобы можно осуществить селективное ГРП или ОПЗ на всех участках одной компоновкой за одну спуско-подъемную операцию.

В ноябре 2021 г. был пробурен первый МЗС № 9 (рис. 4) и запущен с начальным дебитом нефти 59 т/сут при обводненности 17 %. Дебит нефти оказался на 55 % выше соседних ГС + МГРП (38 т/сут), а обводненность ниже

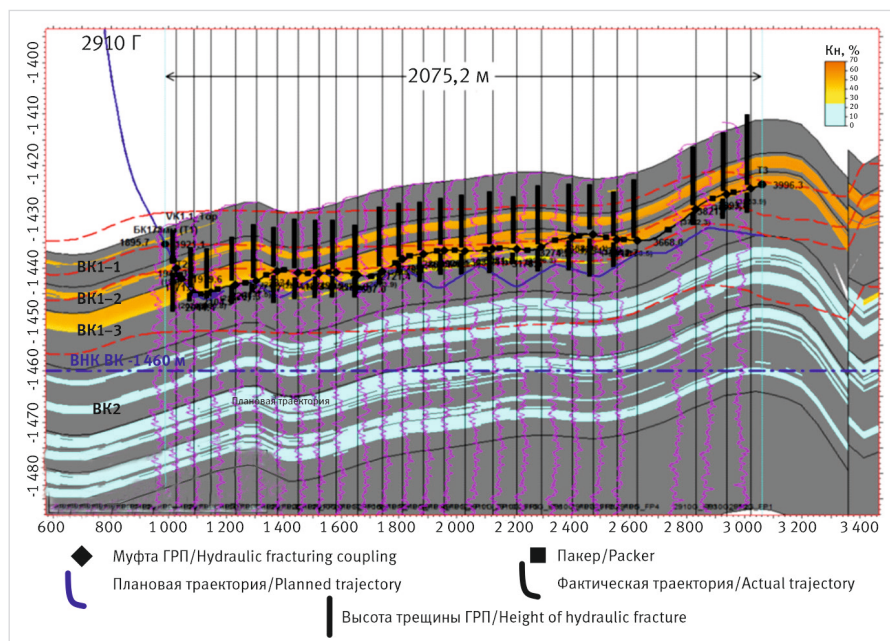


Рис. 2. Разрез по ГС 2 075 м с МГРП 25 стадий

Fig. 2. Cross-section along horizontal well 2 075 m with 25-stage frac

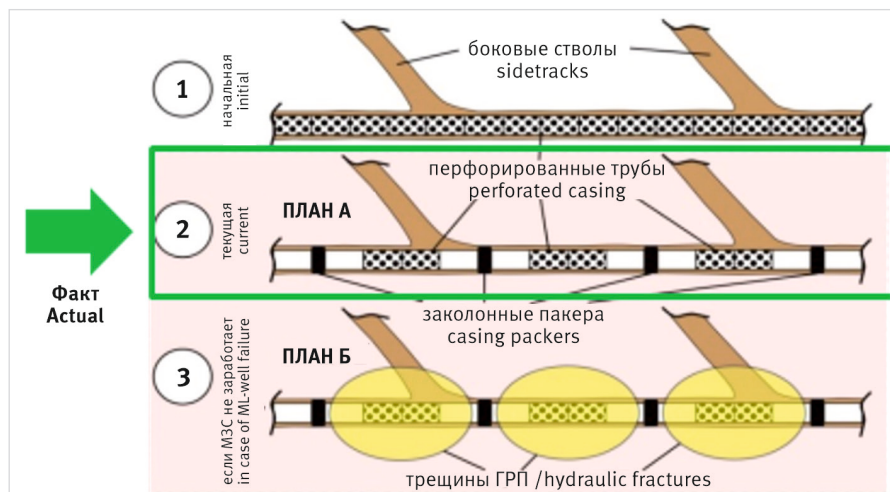


Рис. 3. Схема заканчивания МЗС

Fig. 3. ML well completion

Табл. 1. Показатели проводки МЗС на Каменном ЛУ

Tab. 1. Multilateral well drilling parameters on Kamenny license block

МЗС	Ствол	Целевой интервал проводки	Общая длина в пласте, м			Проходка по нефтенасыщенному коллектору, м			Эффективная проходка, м		
			План	Факт	Δ	План	Факт	Δ	План	Факт	Δ
9	Основной	БК1(3)	1 105,5	1 153,3	↑2,8	463,2	702,4	↑239,2	40,3	60,9	↑20,6
	БС1–6	БК1(3)	395	389,5	↓5,5	158,9	229,7	↑70,9	40,3	57,7	↑17,4
	Итого	БК1(3)	3 520,6	3 490,2	↓30,4	1 416,30	2 080,60	↑664,3	40,3	58,2	↑17,9
11	Основной	БК1(1)	1 048,9	1 119,6	↑70,7	483	469,3	↓13,7	46,1	41,9	↓4,2
	БС1–6	БК1(1–2)	453,6	423,7	↓29,9	217,3	142,6	↓74,7	48,3	33,8	↓14,5
	Итого	БК1(1–2)	3 770,5	3 661,9	↓108,6	1 786,70	1 325,00	↓461,7	48	34,9	↓13,1
14	Основной	БК1(3)	1 075,1	1 289,4	↑214,3	483	589,2	↑106,2	44,9	45,7	↑0,8
	БС1–6	БК1(2–3)	448,3	448,1	↓0,1	206,6	227,2	↑20,6	46,1	50,4	↑4,4
	Итого	БК1(2–3)	3 764,7	3 978,2	↑213,6	1 722,60	1 952,20	↑229,6	45,9	49,8	↑3,8

более чем в 4 раза. Общая длина скважины составляет 5 377 м, в том числе в продуктивном пласте — 3 490,2 м (табл. 1), эффективная проходка — 2 080,6 м. С учетом геологических особенностей разреза все шесть боковых стволов фактически пробурены по циклиту ВК1 (3), при первоначальном плане часть из них планировалась в ВК1 (1–2). По состоянию на октябрь 2022 г. пробурены три МЗС, две из которых введены в эксплуатацию.

При суммарной длине стволов МЗС порядка 3 500 м сроки строительства МЗС сопоставимы с ГС 2 000 м: 30 против 27 дней соответственно. Это связано с сокращением временных затрат на СПО и подготовку ствола скважины (забой ГС 2 000 м в среднем на 750 м больше, чем у МЗС), а также с относительно быстрой сборкой и спуском хвостовика ввиду его особенностей.

В среднем запускной дебит нефти в МЗС относительно окружающих ГС + МГРП (рис. 5) выше в 1,2 раза (табл. 2) за счет снижения обводненности в 3,6 раза. Динамика добычи жидкости МЗС сопоставима с ГС + МГРП при использовании оптимального погружного оборудования. В настоящий момент выполняется мониторинг режима работы для оценки добычных возможностей МЗС.

Ключевым результатом бурения и запуска МЗС стало получение процента обводненностикратно ниже по сравнению с ГС + МГРП. Это привело к переосмыслению эффективности вовлечения разреза по вертикали трещинами ГРП (прорыв в нижележащие водонасыщенные пропластки) и истинного нефтенасыщения циклита ВК1 (3).

С целью подтверждения гипотезы прорыва трещины ГРП в нижележащие водонасыщенные пропластки в 2022 г. выполняются работы по построению 1D геомеханических моделей (ГММ). В рамках ГММ для повышения качества составления дизайнов ГРП подготовлена библиотека геомеханических свойств, интегрированная в базу данных корпоративного симулятора РН-ГРИД. Предварительные результаты моделирования показывают высокие риски распространения трещины ГРП в водоносные пласты.

В 2022 г. также пробурен один МЗС на викуловскую свиту Ем-Еговского ЛУ для оценки потенциала тиражирования технологии. Реализована аналогичная конструкция, при этом была увеличена длина и количество БС до восьми. Запускные параметры

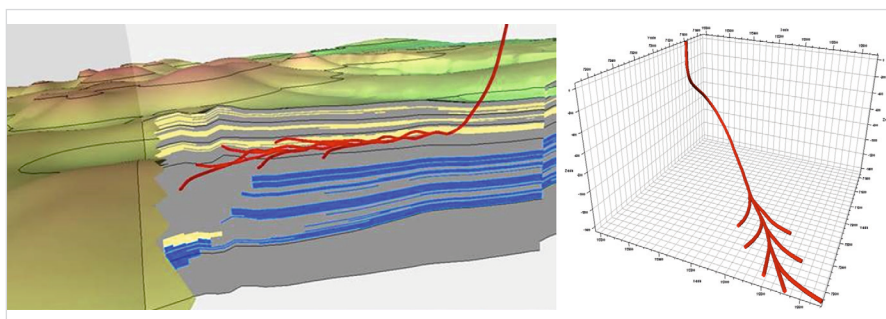


Рис. 4. Разрез по МЗС на Каменном ЛУ

Fig. 4. ML well cross-section section on Kamenny license block

по нефти составили 36 т/сут с обводненностью 30 %, впоследствии дебит нефти увеличился до 60 т/сут за счет снижения обводненности, что кратно выше показателей ГС + МГРП в аналогичных условиях.

Итоги

С целью эффективного освоения запасов краевых зон викуловской свиты ведутся пилотные работы по увеличению длин ГС, количества ГРП, а также по управлению геометрией трещин ГРП в условиях наличия нижележащих водонасыщенных прослоев. Получены положительные результаты ОНР в 2019–2022 гг., найдено техническое решение по эффективному извлечению запасов краевых зон викуловской свиты Красноленинского НГКМ. Выполнена первичная оценка уверенных площадей под разбуривание с обоснованием минимально рентабельных ЭННТ.

В 2023–2024 гг. планируется принять решение о полномасштабном тиражировании технологии бурения МЗС. Основной целью применения МЗС является вовлечение в разработку запасов УВС в краевых зонах, где бурение ГС + МГРП является нерентабельным из-за прорыва трещины ГРП в водонасыщенные. Согласно выполненной оценке, обводненность ГС + МГРП на низких абсолютных отметках ожидается в районе 90 %, что делает бурение подобных скважин нерентабельным (индекс рентабельности инвестиций PI = 0,99). В схожих геологических условиях обводненность на МЗС ожидается на уровне 50–55 %, что позволяет эффективно вовлекать в разработку запасы краевых зон (PI = 1,5).

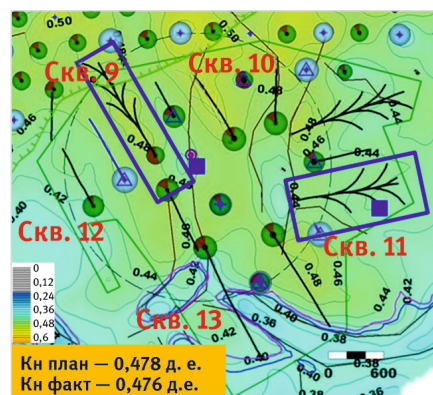


Рис. 5. Карта Кн пласта ВК1 (1–3)

Fig. 5. So map of VK1 (1–3)

Выводы

Применение МЗС позволит существенно расширить зоны промышленной нефтеносности. В 2023–2024 гг. включено в график бурения МЗС на 10 участках Ем-Еговского и Каменного ЛУ. Суммарный возможный потенциал тиражирования МЗС на двух ЛУ составит 450 скважин с охватом запасов нефти объемом более 100 млн т.

Литература

- Смирнов Д.С., Глебов А.С., Лиходед И.А., Емельянов Д.В., Жарков А.В. Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты Красноленинского месторождения //

Табл. 2. Показатели проводки МЗС

Tab. 2. ML well drilling parameters

Скв.	Дата запуска	Технические показатели						Запускные показатели							
		Тип	Назначение	Лгор общ (ОС)	Лгор эф (ОС)	Кол-во БС	Лгор общ (БС)	ЭЦН	ΔР	ВНР	Qж	Qн	Обв.	Кпрод	Jd kh
12	10.09.2021	ГС+ГРП	доб.	696	483	—	—	ЭЦН-160	37	7	192	32	80	5,2	1,6
13	13.12.2021	ГС+ГРП	доб.	1 145	624	—	—	ЭЦН-160	30	13	210	60	66	7,1	1,4
10	25.05.2022	ГС+ГРП	доб.	915	642	0	0	ЭЦН-160	37	8	202	42	75	5,5	1
11	14.07.2022	МЗС	доб.	1 120	469	6	424	ЭЦН-50	48	12	64	41	23	1,3	2,1
9	16.11.2021	МЗС	доб.	1 153	706	6	388	ЭЦН-125	87	11	85	59	17	1	0,4

Сокращения: Скв. — № скважины; Назн. — назначение; Лгор общ (ОС) — общая горизонтальная длина основного ствола, м; Лгор эф (ОС) — эффективная горизонтальная длина основного ствола, м; БС — боковые стволы; Лгор общ (БС) — общая горизонтальная длина бокового ствола, м; ЭЦН — электроцентробежный насос; ΔР — изменение давления, атм; ВНР — внутренняя норма рентабельности, сутки; Qж — дебит жидкости, м³/сут; Qн — дебит нефти, т/сут; Обв. — обводненность, %; Кпрод — коэффициент продуктивности, м³/сут/атм; Jd kh — удельная продуктивность с учетом проводимости, м³/сут/атм/мД·м

Symbols: Well — well №.; Obj — well objective; Lhz total (MH) — total horizontal length of the main hole, m; Lhz_ef (MH) — effective horizontal length of the main hole, m; ST — sidetracks; Lhz total (ST) — total horizontal length of the sidetrack, m; ECP — electric centrifugal pump; ΔР — pressure change, atm; IRR — internal rate of return, day; Ql — liquid flow rate, m³/day; Qo — oil flow rate, t/day; WC — water-cut, %; PI — productivity Index, m³/day/atm; Jd kh — specific productivity with account of conductivity, m³/day/atm/mD·m

- Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 22–26.
2. Лиходед И.А., Авдонин Ю.Э., Решетникова Д.С., Разяпов А.Р., Ермаков П.В., Патраков Д.П., Емельянов Д.В., Жарков А.В., Судеев И.В. Эффективное вовлечение в разработку остаточных запасов краевых зон викуловской свиты Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения // Территория Нфтегаз. 2021. № 3–4. С. 66–74.
 3. Григорян А.М., Коваленко К.И. Многозабойное бурение // Нефтяное хозяйство. 1953. № 4. С. 5–13.
 4. Фаттахов М.М. Классификатор многозабойных и многоствольных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 4. С. 22–24.
 5. Бакиров Д.Л., Овчинников В.П., Фаттахов Ф.М., Овчинников П.В., Рожкова О.В., Бабушкин Э.В. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. 2020. № 10. С. 28–33.
 6. Научно-технологический дайджест. Обзор успешных практик заканчивания и рекомендации по условию применения многозабойных скважин. М.: АО «НК «Роснефть», декабрь 2021.

ENGLISH

Results

In order to effectively develop the edge zone reserves of vikulovskaya formation, pilot projects are being implemented to increase the horizontal well lengths, the number of fracs, as well as to control the fracture geometry with underlying water-saturated interlayers. The 2019–2022 pilot project demonstrated positive results and a technical solution was found for the effective extraction of the edge zone reserves of vikulovskaya formation within Krasnoleninskoye field. The initial assessment of the confident drilling areas was carried out and the minimal economic pay zones were justified.

In 2023–2024, a decision should be made on a full-scale rollout of multilateral drilling technology. The main purpose of drilling multilateral wells is to develop hydrocarbon reserves in the edge reservoir zones where drilling of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing is

uneconomic due to the breakthrough of hydraulic fractures into water-saturated ones. According to the assessment, the expected water cut of horizontal wells at low elevations is about 90 %, which makes drilling such wells uneconomic ($PI = 0,99$). In similar geological conditions, the expected water cut of multilateral wells is at the level of 50–55 %, which allows to economically develop the edge zone reserves ($PI = 1,5$).

Conclusions

The use of multilateral wells will significantly expand the zones of commercial oil content. In 2023–2024, multilateral drilling is scheduled at 10 sites of the Em-Egovsky and Kamenny license blocks. The total rollout potential of multilateral wells at the two blocks will be 450 wells covering more than 100 million tons of oil reserves.

References

1. Emelyanov D.V., Zharkov A.V., Smirnov D.S., Glebov A.S., Likhoded I.A. Modern approaches to support drilling of horizontal wells in facies-unstable low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field. Oil Industry, 2015, issue 11, P. 22–26. (In Russ).
2. Likhoded I.A., Avdonin Yu.E., Reshetnikova D.S., Razyapov A.R., Yermakov P.V., Patrakov D.P., Yemelyanov D.V., Zharkov A.V., Sudeyev I.V. Efficient involvement in the development of remaining oil of the edge zones of the vikulovskaya formation of the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field. Territory of Neftegaz, 2021, issue 3–4, P. 66–74. (In Russ).
3. Grigoryan A.M., Kovalenko K.I. Multi-lateral drilling. Oil Industry, 1953, issue 4, P. 5–13. (In Russ).
4. Fattakhov M.M. Classifier of splitters and multi-lateral wells. Construction of oil and gas wells on land and at sea, 2015, issue 4, P. 22–24. (In Russ).
5. Bakirov D.L., Ovchinnikov V.P., Fattakhov F.M., Ovchinnikov P.V., Rozhkova O.V., Babushkin E.V. Construction of horizontal multi-lateral (multi-hole) wells. Drilling and oil, 2020, issue 10, P. 28–33. (In Russ).
6. Scientific and technological digest. Review of successful completion practices and recommendations on the application of multi-lateral wells. Moscow: “NK “Rosneft” JSC, 2021. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ермаков Павел Викторович, начальник отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Хазипов Ренат Лябибович, специалист отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Решетникова Дарья Сергеевна, менеджер отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Патраков Дмитрий Павлович, начальник управления геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Жарков Артем Владимирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Набокин Илья Роландович, начальник отдела геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Фицнер Артем Федорович, главный специалист геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Бурдин Алексей Валерьевич, главный специалист геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Ermakov Pavel Viktorovich, head of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Khazipov Renat Lyabibovich, specialist of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Reshetnikova Daria Sergeyevna, manager of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Patrakov Dmitry Pavlovich, head of nyaganneftegaz subsurface division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Zharkov Artem Vladimirovich, head of well drilling geological support division, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

Nabokin Ilya Rolandovich, head of well drilling geological support department, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

Fitsner Artem Fedorovich, chief specialist of well drilling geological support department, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

Buridin Alexei Valeryevich, chief specialist of well drilling geological support department, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia