

# Комбинированное заканчивание скважины Fishbone с многостадийным гидроразрывом пласта — успех к вовлечению краевых запасов нефти

Ермаков П.В.<sup>1</sup>, Пакулов Е.Е.<sup>1</sup>, Гафаров Р.Р.<sup>1</sup>, Горбунов А.Н.<sup>2</sup>, Жарков А.В.<sup>2</sup>, Фицнер А.Ф.<sup>2</sup>, Шипилов А.Д.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия; <sup>2</sup>АО «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.

В данной работе приведен обзор применяемых технологий заканчивания скважин, реализованных с целью эффективного освоения краевых зон объекта ВК1-3 Каменного ЛУ, являющегося полигоном опытно-промышленных работ (далее ОПР).

## Материалы и методы

Проведено обоснование участка ОПР в водонефтяной зоне рассматриваемого месторождения, выполнен сравнительный анализ применения различных конструкций скважин, выбраны тестируемые технологии, и фактически пробурена скважина, ожидается запуск в работу. Сформирована стратегия освоения запасов, определены ключевые точки получения информации.

## Ключевые слова

бурение и разработка краевых зон, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, планирование бурения многозабойных скважин

## Для цитирования

Ермаков П.В., Пакулов Е.Е., Гафаров Р.Р., Горбунов А.Н., Жарков А.В., Фицнер А.Ф., Шипилов А.Д. Комбинированное заканчивание скважины Fishbone с многостадийным гидроразрывом пласта — успех к вовлечению краевых запасов нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 72–75.

Поступила в редакцию: 04.10.2024

## Введение

Красноленинское НГКМ характеризуется сложным геологическим строением, что является серьезным вызовом для специалистов нефтегазодобывающей отрасли. По мере истощения «простых» с точки зрения геологии запасов и роста доли «сложных» вовлеченных в разработку участков происходит непрерывное совершенствование техники и технологии добычи углеводородного сырья.

Ключевыми проблемами и рисками бурения в данных зонах являются:

- обширные водонефтяные зоны без явных перемычек между нефтенасыщенными и водонасыщенными пропластками;
- низкая эффективная нефтенасыщенная толщина;
- пониженная начальная нефтенасыщенность;
- низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), улучшающиеся вниз по разрезу;
- высокая неоднородность, высокая расчлененность.

Так, в 2012 году компания АО «РН-Няганьнефтегаз» пробурела первую горизонтальную

скважину с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). С 2013 года началось активное бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП). Для определения районов эффективного бурения ГС с МГРП была сформирована концепция условного водонефтяного контакта, которая предполагает установление по фактическим данным бурения и запуска скважин зависимости между абсолютными отметками подошвы коллектора и стартовой обводненностью. Границей рентабельного бурения ГС с МГРП является контур УВНК с обводненностью более 90 %, за пределами которого ГС с МГРП имеют высокую запускную обводненность в связи с прорывом трещины ГРП в водонасыщенные участки пласта.

Поэтому для вовлечения в разработку запасов за пределами УВНК потребовался поиск другой технологии заканчивания. Наиболее перспективной технологией было определено использование многозабойных скважин по технологии Fishbone, первая из которых была пробурена в 2021 году. При этом было определено, что в пределах участка УВНК 90 % более эффективно бурение ГС с МГРП,

а за пределами — многозабойная скважина (МЗС).

На практике при попытках масштабировать данный подход в ряде районов возникла сложность размещения ГС с МГРП и МЗС проектной длины в целевых зонах в связи с небольшими размерами данных зон и удаленностью от кустовых площадок. В результате вместо бурения одной скважины проектной длины 1 500 м на некоторых участках требовалось бурение двух более коротких скважин — ГС с МГРП и МЗС, что является менее эффективным по экономике и не всегда возможно из-за ограниченного количества свободных позиций для бурения на кустовых площадках.

## Геологическое строение

Викуловская свита представлена прибрежно-морскими отложениями с преобладанием тонкослоистого переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников, которые изменяются по мощности и свойствам по латерали. 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  $5 \times 10^{-3}$  до  $37 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 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 доходить

до  $430 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. При вскрытии нефтенасыщенного вреза возможно получить притоки, намного превышающие типичные для объекта, соответственно при подключении водонасыщенного вреза присутствуют высокие риски получить высокообводненную продукцию.

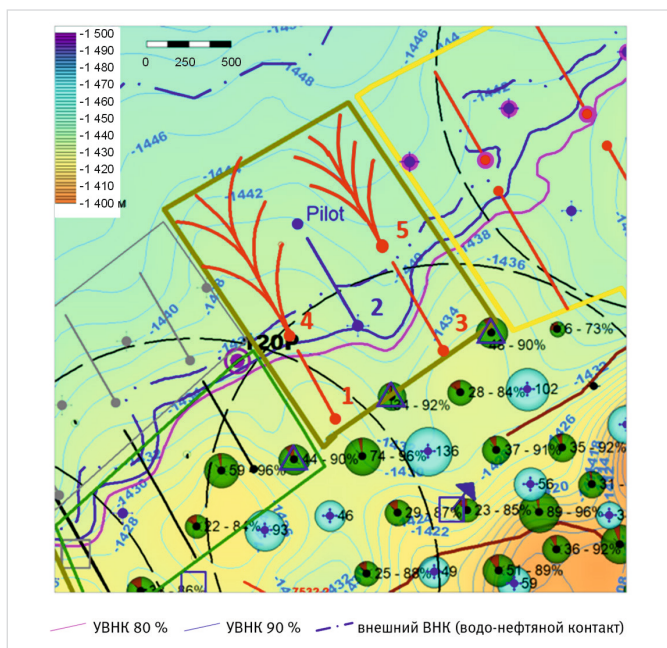


Рис. 1. Карта кровли пласта BK1 с расстановкой проектного фонда

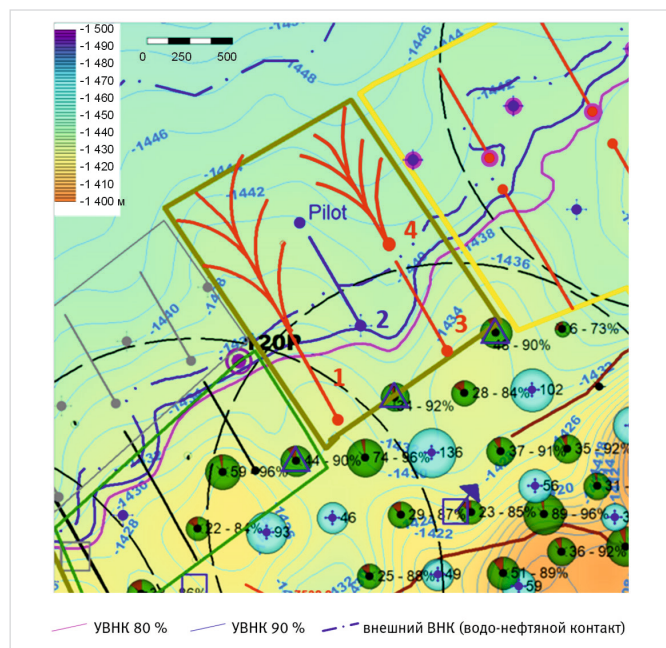


Рис. 2. Карта кровли пласта BK1 с вариантом объединения проектных скважин

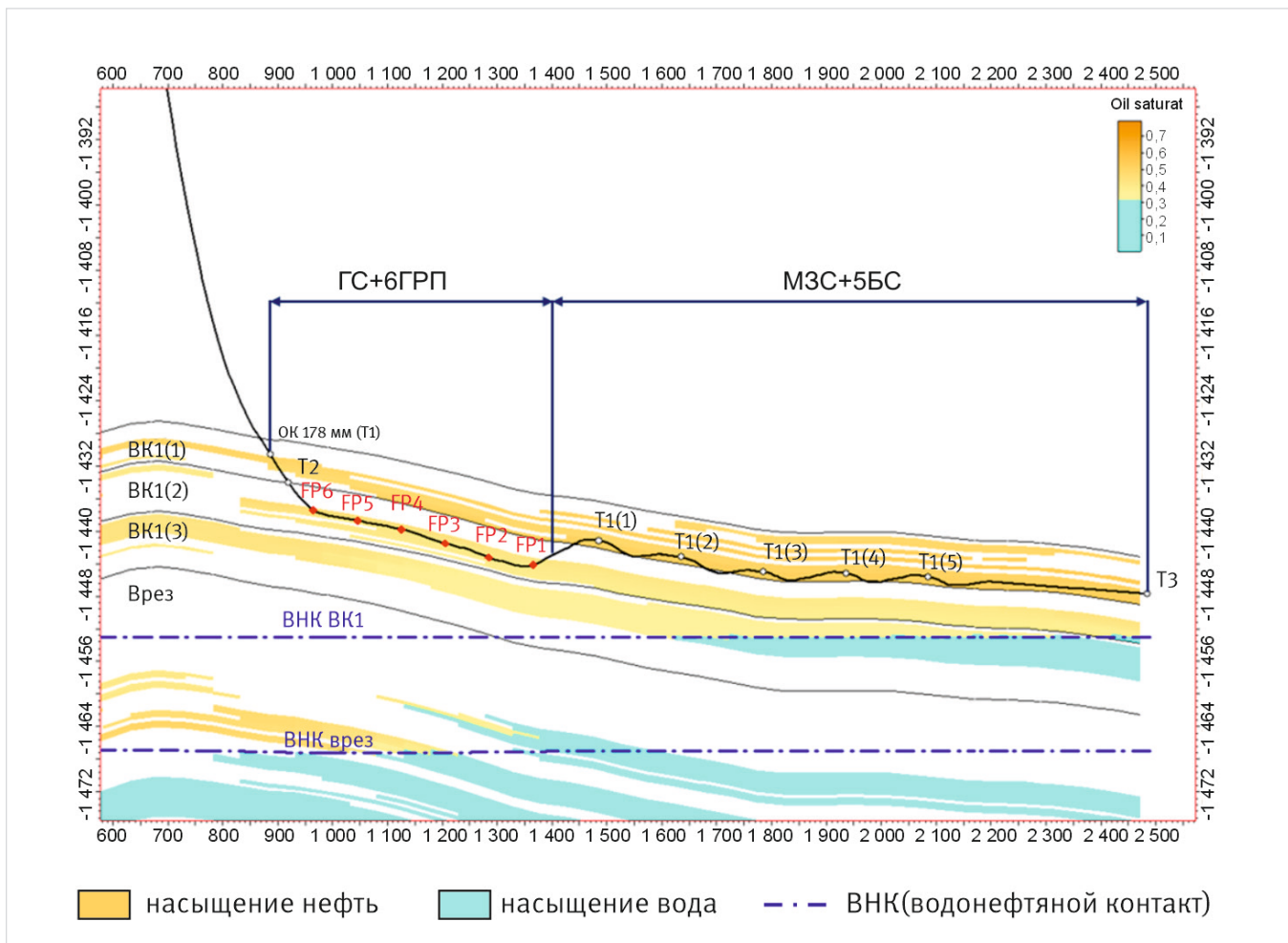


Рис. 3. Разрез по скважине № 1 комбинированной конструкции ГС МГРП+МЗС

Пласт ВК1 стратиграфически приурочен к раннему альбу нижнего мела (K1a1), 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 ННС и ГС с 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 определялся 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 чисто нефтяной зоне и 0,43 д. ед. в водонефтяной зоне.

#### Метод (и/или Теория)

В условиях АО «РН-Няганьнефтегаз» реализуется проект по бурению с уже существующих кустовых площадок при наличии свободных позиций для сокращения капитальных вложений на обустройство. Имеют место районы, в которых планировать новый

куст экономически нерентабельно, а вовлечь все имеющиеся запасы в разработку ограниченным количеством скважин, равных количеству свободных устьев на существующем кусте, не всегда возможно. Тем более если с добуриваемого куста, расположенного в линиях УВНК 90 %, бурение ГС с МГРП экономически неэффективно. На примере бурения с куста с тремя свободными позициями: ограничиться двумя добывающими ГС с МГРП, а также одной нагнетательной наклонно-направленной скважиной (ННС) и не вовлечь часть запасов вблизи водонефтяного контакта (ВНК) в разработку; либо рассмотреть реализацию скважины смешанной конструкции — частично ГС с МГРП, частично МЗС.

При подготовке стратегии были выделены 3 уверенных кандидата для реализации с выбранного куста и два зависящих от бурения пилотного ствола скважины № 2 (рис. 1).

1. ГС 500м доб. (до границы УВНК 90%)
2. ГС 800м нагн. + пилот в краевую зону
3. ГС 500м доб. (до границы УВНК 90%)
4. МЗС доб. (за границы УВНК 90%)
5. МЗС доб. (за границы УВНК 90%)

В случае подтверждения толщин по результатам бурения пилотного ствола откроются перспективы к бурению четвертой, а может даже и пятой скважины, однако на кусте всего три свободные позиции. С целью оптимизации стратегии бурения куста и для максимального вовлечения в разработку запасов предлагается объединить ГС с МГРП и МЗС в одну скважину (рис. 2).

Планирование бурения скважины смешанной конструкции разделим на 2 этапа.

Этап № 1. Определение оптимальной конструкции. Горизонтальная секция по типу ГС закладывается до контура УВНК 90 %, далее на полученную длину определяется оптимальное количество ГРП. На примере рассматриваемого куста оптимальная конструкция ГС500+6ГРП. После контура УВНК 90 % продолжаем горизонтальную секцию по типу МЗС (рис. 3).

Было рассмотрено несколько вариантов профилей многозабойной части ствола с количеством от 3 до 5 боковых стволов длиной от 400 до 550 м. По результатам предварительных расчетов в качестве базового сценария принято бурение пяти боковых стволов по 550 м. Уточнение количества боковых стволов и их длин будет выполнено исходя из результатов бурения пилотного ствола и уточнения геологических перспектив. Выбор оптимальной конструкции осуществляется по четырем параметрам: дебит жидкости, дебит нефти, обводненность, расчеты на буримость (рис. 4).

Этап № 2. Планирование схемы закачивания скважины. Для закачивания предложено использование не просто сплошного целового хвостовика, а комбинация перфорированных труб (фильтров), глухих труб пакеров и муфт ГРП. В горизонтальном участке планируется использовать глухие трубы, пакера и муфты ГРП — все как на обычной горизонтальной скважине. В участке горизонтального ствола с конструкцией МЗС планируется использовать перфорированные, глухие трубы и пакера (рис. 5). Данная компоновка хвостовика предполагает наличие участков, отсеченных заколонными пакерами, в которых возможно селективно с помощью двухпакерной компоновки проводить очистки призабойной зоны пласта, ремонтно-изоляционные работы и ГРП.

#### Экономическая эффективность

Была проведена экономическая оценка вариантов заканчивания скважин для выработки краевых запасов (рис. 5): 2 короткие скважины (ГС и МЗС), 1 короткая ГС до отметки УВНК 90 % и одна комбинированная скважина. Наиболее эффективным показал себя вариант комбинированного заканчивания (табл. 1).

#### Итоги

С целью эффективного освоения запасов краевых зон викуловской свиты с 2019 года велись работы по поиску оптимальных конструкций ГС с МГРП и МЗС в условиях наличия нижележащих водонасыщенных прослоев. Выполнена оценка уверенных площадей под разбуривание с обоснованием минимально рентабельных ЭННТ с УВНК 90 %. Основной целью применения комбинированных конструкций МЗС и ГС с МГРП является вовлечение в разработку запасов УВС в краевых зонах, где бурение ГС+МГРП является нерентабельным из-за прорыва трещины ГРП в водонасыщенные пропластки. Согласно выполненной оценке, обводненность ГС+МГРП на низких абсолютных отметках ожидается в районе 90 %, что делает бурение подобных скважин нерентабельными. В схожих геологических условиях обводненность на МЗС и ГС с МГРП ожидается на уровне 75 %, что позволяет эффективно вовлекать в разработку запасы краевых зон.

| п/п | Вариант профилей | Qж, м <sup>3</sup> /сут | Qн, т/сут | Обв, % | Технологическая реализуемость |
|-----|------------------|-------------------------|-----------|--------|-------------------------------|
| 1   | 3 БС по 400м     | 185,7                   | 38,1      | 75     | Реализуемо                    |
| 2   | 3 БС по 550м     | 201,1                   | 43,3      | 74     | Реализуемо                    |
| 3   | 4 БС по 400м     | 191,8                   | 40,2      | 75     | Реализуемо                    |
| 4   | 4 БС по 550м     | 209                     | 45,9      | 74     | Реализуемо                    |
| 5   | 5 БС по 400м     | 196,3                   | 41,7      | 75     | Реализуемо                    |
| 6   | 6 БС по 550м     | 213,9                   | 47,5      | 73     | Реализуемо                    |

Рис. 4. Расчетные параметры для выбора оптимальной конструкции комбинированной скважины

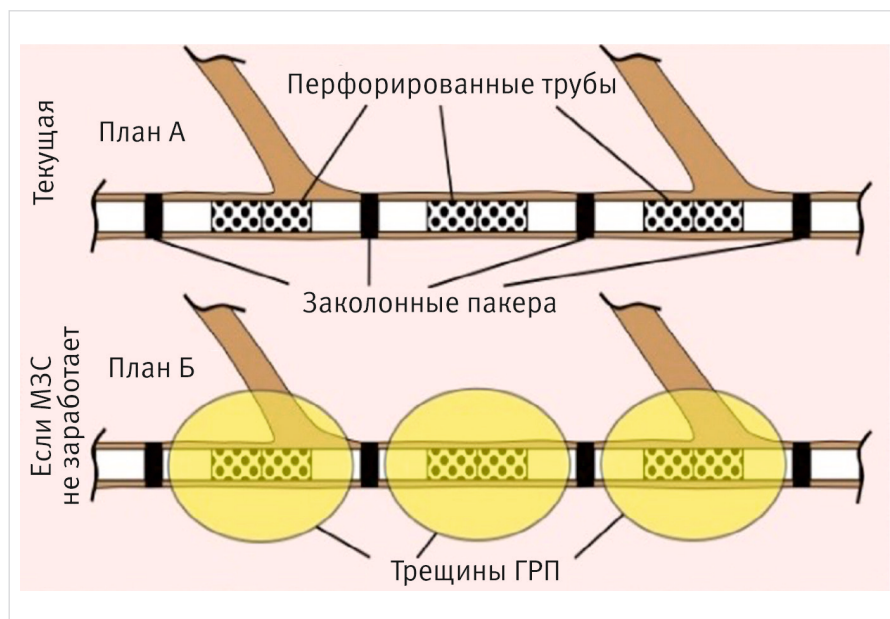


Рис. 5. Схема компоновки горизонтального участка основного ствола под МЗС

## Выводы

По результатам проделанной работы предложено к испытанию техническое решение — бурение скважин смешанной конструкции (ГС с МГРП + МЗС), которое позволит повысить эффективность извлечения запасов нефти в переходных водонефтяных краевых зонах по сравнению с бурением коротких ГС с МГРП или МЗС. Для данного технического решения запланировано использование стандартного оборудования, применяемого для бурения традиционных горизонтальных скважин, без значительного увеличения стоимости и сроков строительства. Также отмечается возможность полномасштабного тиражирования технологии бурения ГС с МГРП + МЗС в краевых переходных зонах, что позволит нарастить долю извлекаемых запасов нефти.

Предложенная технология в настоящий момент реализуется в рамках опытно-промышленных работ (ОПР), пробурена одна скважина, и ожидается ее запуск.

## Литература

1. Лиходед И.А., Авдонин Ю.Э., Решетникова Д.С. и др. Эффективное вовлечение в разработку запасов краевых зон викуловской свиты Красноленинского НГКМ на Каменном лицензионном участке АО «РН-Няганьнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть») // Территория Нефтегаз. 2021. № 3–4. С. 66–74.
2. Ермаков П.В., Жарков А.В. и др. Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон — горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозбойные скважины? // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 82–86.
3. Бакиров Д.Л., Овчинников В.П., Фаттахов Ф.М. и др. Сооружение многоствольных (многозбойных) скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и Нефть. 2020. № 10. С. 28–33.
4. Аржиловский А.В., Зернин А.А., Широков А.С. и др. Оценка эффективности многозбойных скважин на месторождениях Ванкорского кластера в различных геологических условиях // Недропользование XXI век. 2020. № 6. С. 64–73.

Табл. 1. Сравнение экономической эффективности вариантов заканчивания: CAPEX — capital expendables — капитальные затраты; NPV — net present value — чистый дисконтированный доход; PI — profitability index — показатель рентабельности

| Параметр          | Едизм.   | Разница, %                         |                         |                        |
|-------------------|----------|------------------------------------|-------------------------|------------------------|
|                   |          | Комбинированная – 2 скв (ГС и МЗС) | Комбинированная – 1 МЗС | Комбинированная – 1 ГС |
| Доп. добыча нефти | тыс.тн.  | -3%                                | 25%                     | 44%                    |
| CAPEX             | млн.руб. | -18%                               | 25%                     | 103%                   |
| NPV               | млн.руб. | 7%                                 | 35%                     | 27%                    |
| PI                | д.ед.    | 6%                                 | 28%                     | -9%                    |

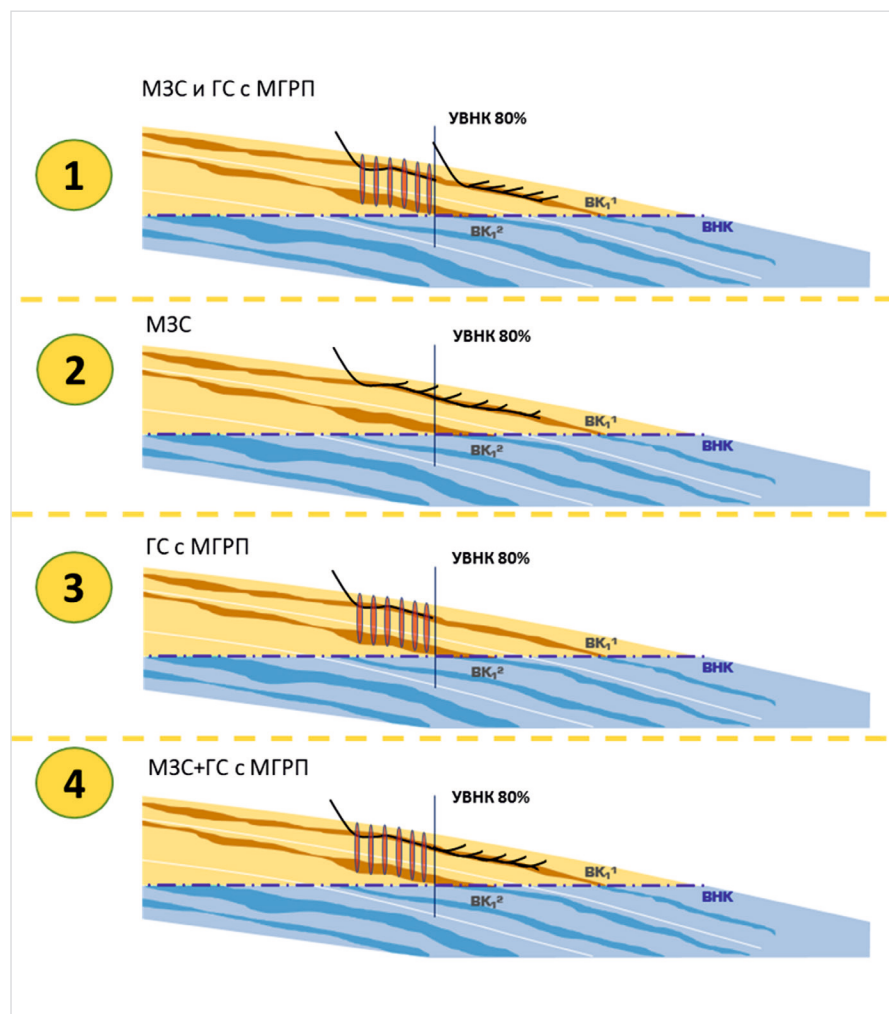


Рис. 6. Принципиальные схемы выбора заканчивания скважин по участку ОПР

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Ермаков Павел Викторович**, начальник отдела сопровождения бурения управления геологии и разработки месторождений Няганьнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

**Пакулов Егор Евгеньевич**, ведущий специалист отдела сопровождения бурения управления геологии и разработки месторождений Няганьнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

**Гафаров Руслан Рафаилович**, ведущий специалист отдела сопровождения бурения управления геологии и разработки месторождений Няганьнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

**Горбунов Андрей Николаевич**, начальник управления повышения производительности резервуаров и ГТМ, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

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

**Фицнер Артем Федорович**, начальник отдела геологического сопровождения бурения скважин управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

**Шипилов Алексей Дмитриевич**, главный специалист отдела геологического сопровождения бурения скважин управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия