

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 550.832.9

EDN: WAXYDV

Эффективность проведения микрогидроразрыва пласта с помощью модульного динамического испытателя пластов в условиях низкопроницаемых карбонатных отложений на примере Среднеботуобинского месторождения

К.А. Воронов^{1,2} ✉, Р.В. Григорьев^{1,2}, Л.А. Воронова¹, Р.Н. Абдуллин¹, В.В. Баженов¹, Д.И.Хасанов²

1 – ООО «ТНГ-Групп», Россия, 423236, Бугульма, ул. Климента Ворошилова, д. 21

2 – Казанский (Приволжский) федеральный университет, Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп. 1

Аннотация. *Актуальность.* Оценка фильтрационно-емкостных свойств низкопроницаемых карбонатных коллекторов и характеристик пластовых флюидов является ключевой задачей при разработке Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Цель работы.* Оценка эффективности микрогидроразрыва пласта модульным пластоиспытателем в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. *Материалы и методы.* На примере двух скважин Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения выполнена интерпретация данных стандартного комплекса геофизических исследований и ядерно-магнитного каротажа, направленная на определение насыщения. Данные по распределению флюидов использовались для обоснования точек проведения микрогидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах испытателем пластов на кабеле. Применение микрогидроразрыва позволило уточнить фракции углеводородов в коллекторах, оценить подвижность флюидов и определить величину минимального горизонтального напряжения, необходимую для анализа устойчивости ствола скважины. *Результаты.* На примере двух скважин продемонстрирована эффективность метода: после проведения микрогидроразрыва пласта удалось увеличить дебит в 3,9 и 1,8 раза соответственно и получить приток углеводородов вместо фильтрата бурового раствора, а также определить механические свойства пласта: давление гидроразрыва и давления открытия/закрытия трещины. *Заключение.* Микрогидроразрыв пласта высокоэффективен для стимуляции низкопроницаемых коллекторов, подтверждения данных геофизических исследований скважин и получения геомеханических параметров для проектирования разработки.

Ключевые слова: микрогидроразрыв пласта, Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, модульный динамический испытатель пластов, ядерно-магнитный каротаж, гидродинамические исследования, геофизические исследования скважин, низкопроницаемые коллекторы

✉ Воронов Кирилл Алексеевич, voronov.ka@mail.ru

© Воронов К.А., Григорьев Р.В., Воронова Л.А., Абдуллин Р.Н., Баженов В.В., Хасанов Д.И., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Воронов К.А., Григорьев Р.В., Воронова Л.А., Абдуллин Р.Н., Баженов В.В., Хасанов Д.И. Эффективность проведения микрогидроразрыва пласта с помощью модульного динамического испытателя пластов в условиях низкопроницаемых карбонатных отложений на примере Среднеботуобинского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 1. С. 92–107. EDN: WAXYDV

Введение

Достоверная оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характеристик пластовых флюидов представляет собой важную проблему при разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов Среднеботуобинского нефтегазо-конденсатного месторождения (НГКМ) [1, 2]. Низкие значения проницаемости в сочетании со сложным геологическим строением существенно ограничивают возможность отбора репрезентативных проб стандартными методами, что приводит к погрешностям при определении ФЕС и прогнозировании продуктивности пластов [3–5]. Несмотря на то, что данные геофизических исследований скважин (ГИС) и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) уверенно указывают на наличие потенциально продуктивных интервалов, методы опробования пластов на кабеле (ОПК) не позволяют подтвердить их коммерческую значимость из-за преобладания в притоке фильтрата бурового раствора [6, 7].

Перспективным решением данной проблемы является технология микрогидроразрыва пласта (микро-ГРП) с использованием модульного динамического испытателя пластов (МДТ) [8, 9]. Данная методика обеспечивает не только гидравлическое инициирование контролируемых микротрещин для увеличения дебита и отбора представительных проб, но и позволяет определить крити-

ческие геомеханические параметры пласта [10, 11].

Целью работы является комплексная оценка эффективности технологии микрогидроразрыва пласта с использованием модульного динамического испытателя пластов для стимуляции низкопроницаемых карбонатных коллекторов и определения минимального горизонтального напряжения ствола скважины на основе данных давлений разрыва и закрытия трещины для прогнозирования стабильности ствола скважины при проведении геолого-технических мероприятий.

Задачи исследования:

1. Определение минимального горизонтального напряжения по данным давления разрыва и закрытия трещины [12, 13];
2. Подтверждение данных ГИС о характере насыщения пласта через опробование и отбор представительных проб флюида [14];
3. Оценка технологической эффективности микро-ГРП через сравнительный анализ продуктивности скважин [15, 16].

Материалы и методы

В работе исследовано применение микро-ГРП на двух скважинах осинского горизонта Среднеботуобинского нефтегазо-конденсатного месторождения: скв. № 1 (Верхнебилирская подсвета) и скв. № 2 (Нижнебилирская подсвета).

На основе геофизических материалов, полученных по данным скважинам, а именно, заключения по результатам интерпретации стандартного комплекса ГИС и ядерно-магнитного каротажа, были намечены глубины для проведения микрогидро разрыва с помощью модульного пластоиспытателя на кабеле. Данная технология позволяет оценить подвижность и состав флюида при прокачке (в реальном времени), а также определить механические свойства пород: минимальное горизонтальное напряжение, давление закрытия/открытия трещины, давление гидроразрыва.

Исследования проводились в три основных этапа с комплексным использованием современных геофизических технологий:

1. Интерпретация геофизических исследований скважин открытого ствола.

Стандартный комплекс ГИС открытого ствола применялся для определения литологического состава пород, выделения продуктивных пластов, оценки их пористости, насыщенности и проницаемости, что необходимо для обоснованного выбора интервалов для дальнейшего опробования и стимуляции пластов.

2. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК).

ЯМК использовался для определения пористости, водонасыщенности и, что наиболее важно, распределения флюидов по времени релаксации T_2 . Этот метод позволил идентифицировать зоны с наличием подвижных углеводородов.

3. Технология микрогидро разрыва пласта с использованием модульного динамического испытателя пластов на кабеле: а) опробование пластов для оценки фильтрационных свойств; б) проведение микро-ГРП.

Метод заключался в создании контролируемого гидроразрыва пласта высоким давлением для формирования сети микротрещин.

Основные этапы его проведения:

– Гидравлическое инициирование микротрещины в изолированном интервале

путем закачки бурового раствора в пласт из скважины.

– Распространение трещины путем продолжения закачки после инициирования трещины.

– Закрытие трещины путем естественного стравливания давления.

– Повторное открытие, распространение трещины и стравливание давления несколькими циклами.

Данная методика успешно применяется для испытания низкопроницаемых коллекторов и определения фильтрационных параметров.

Испытания пластов (замеры давления, опробование пластов, проведение микро-ГРП) проводились при помощи испытателя пластов MDT. В состав компоновки приборов MDT входил модуль двойного пакера, прижимной зонд большого диаметра, модуль насоса с поршневым блоком высокого давления, а также глубинный комплексный анализатор флюида и мультипробоотборный модуль с шестью контейнерами.

Результаты и обсуждение

Результаты исследования методами ГИС в скважине № 1

По данным интерпретации результатов стандартного комплекса ГИС (рис. 1), включая методы гамма-каротажа ГК (ГК, трек 3), нейтронного гамма-каротажа НГК (НГК, трек 3), плотностного гамма-гамма каротажа ГГК (ГГК, трек 5), бокового каротажа (БК-3, БК-5, трек 4), нейтрон-нейтронного каротажа ННК (NNL1, NNL2, NNL3, трек 3), акустического каротажа АК (интервальное время пробега упругой волны DT_p , трек 5), в интервале исследования XX80–XX82,8 м фиксируется продуктивный доломитовый пласт, насыщение которого определено как «продукт». Пористость, рассчитанная по данным радиоактивного каротажа (ННК, НГК, ГГК), составляет 15–17 %.

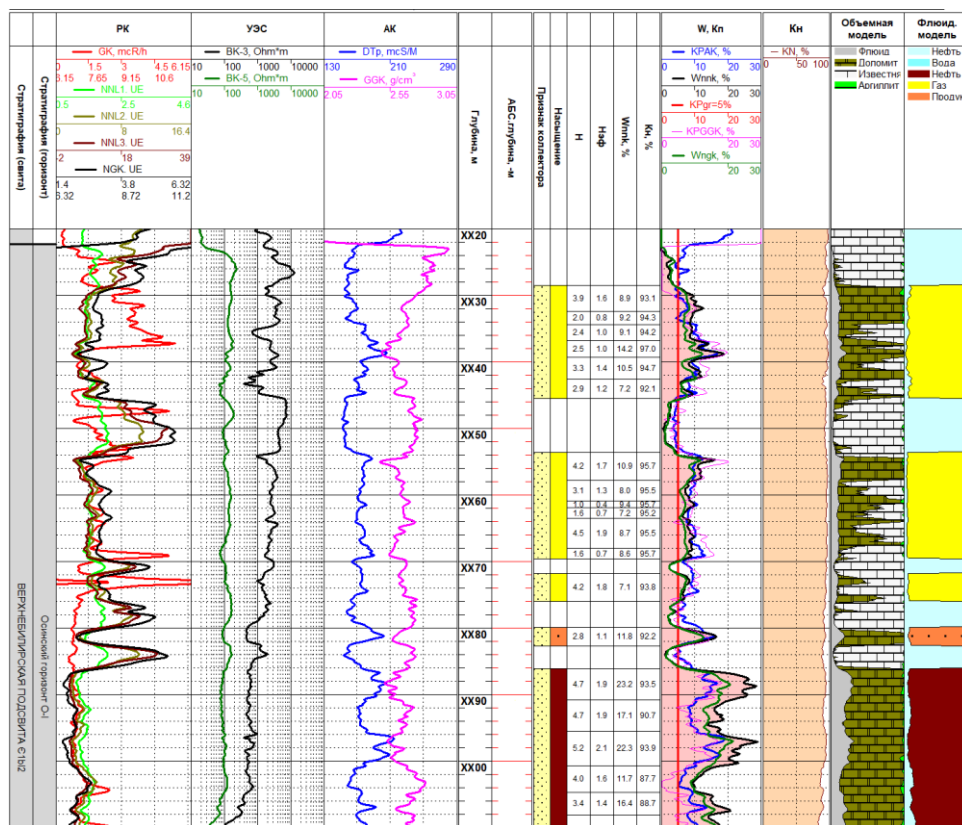


Рис. 1. Планшет интерпретации данных ГИС открытого ствола скважины №1 (Верхнебилirsкая подсвита)

Fig. 1. Log data interpretation chart for the open hole of the well No. 1 (Verkhnebilir Subformation)

На рис. 2 представлен планшет с результатами исследования скв. № 1 методом ядерно-магнитного каротажа. В исследуемом интервале глубин XX80–XX82 м наблюдается следующее:

– Водонасыщенность (кривая SWI_CMР, трек 10) составляет около 10 %.

– Кривая FFV на треке 6 показывает объем пор, занятых подвижным флюидом. Для наглядности справа от нее построена бирюзовая заливка, обозначенная «Кп эфф».

– Кривые на треке 7 (MBP2_CMР, MBP3_CMР, MBP4_CMР) отражают пористость, приходящуюся на определенные интервалы времени T₂ (в мс), называемых «бинами». В интервале XX80–XX82,8 м преобладают бины желтого цвета, что говорит о крупном размере пор коллектора.

– Длинное время релаксации T₂ (T2LM: 2000–2800 мс; T2CUTOFF_CMР: ~3000 мс)

характерно для подвижных углеводородов (трек 8).

Таким образом, комплекс ГИС и ЯМК позволяет не только выявить коллектор, но и оценить его фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения, что является критически важным для планирования геолого-технических мероприятий.

Результаты проведения микро-ГРП в скважине № 1

После завершения комплекса геофизических исследований и ядерно-магнитного каротажа был осуществлен спуск прибора MDT для проведения испытаний продуктивного интервала. На точке замера была выполнена герметизация пакером, после чего начата прокачка исследуемого участка.

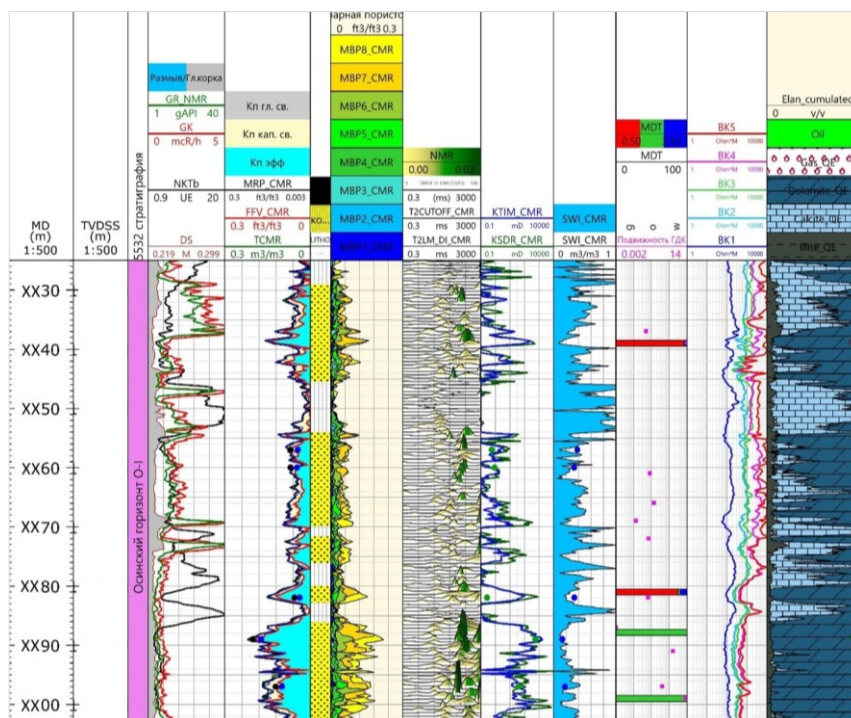


Рис. 2. Планшет с результатами ядерно-магнитного каротажа для скважины № 1

Fig. 2. Chart with the results of nuclear magnetic resonance logging for the well No. 1

На рис. 3 отображены результаты 400-минутной прокачки интервала. По оси абсцисс отложено время в минутах, по оси ординат – параметры датчиков прибора. В ходе испытаний наблюдался стабильный приток водной фракции (отображается синим цветом на графике), при этом не было зафиксировано признаков углеводородов. Красным цветом на графике отмечены интервалы поступления бурового раствора и других технологических жидкостей.

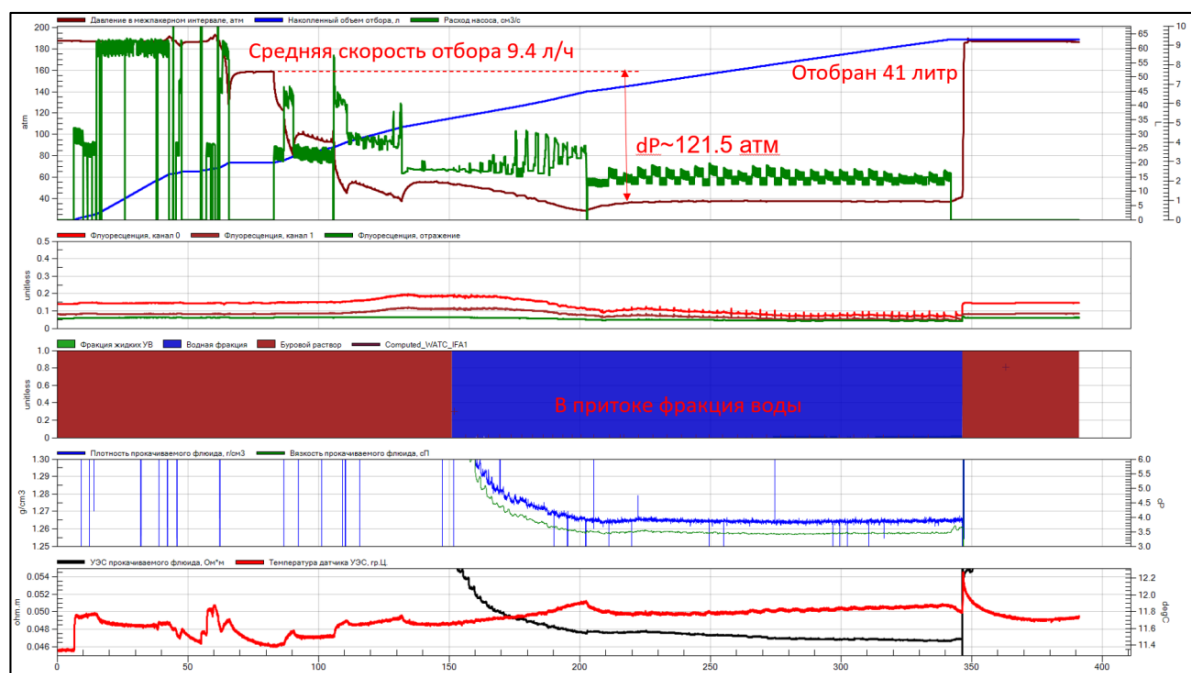
Отсутствие признаков нефтегазонасности при положительных показаниях ГИС послужило основанием для принятия решения о проведении микро-ГРП с целью оценки потенциала интервала и возможного вскрытия продуктивных зон.

В результате проведения микро-ГРП на глубине XX81,0 м (Осинский горизонт) был произведен гидроразрыв пласта и пять циклов закачки флюида для оценки давлений открытия/распространения и закрытия

трещины (рис. 4). По результатам стимуляции были получены следующие параметры пласта:

- давление гидроразрыва пласта составило 353,66 атм;
- давление открытия/распространения трещины в диапазоне: 248,48–251,56 атм;
- давление закрытия трещины в диапазоне: 242,26–247,88 атм.

Спустя 39 мин после проведения стимуляции пласта был получен приток нефти и газа и выполнено опробование, в ходе которого была отобрана одна проба и проанализирована динамика параметров отбора и состава флюида (см. рис. 4). Фактическое содержание углеводородов в пробе: нефть – 2,9 %, газ – 87,3 %, водная фракция – 9,9 %. Состав притока (буровой раствор и водная фракция, см. рис. 3) изменился на нефть и газ с обводненностью 5 % (см. рис. 4).

**Условные обозначения:**

- трек 1 (верхний): — динамика давления в межпаркерном интервале,
— объем отбора флюида (л),
— скорость отбора;
- трек 2: данные с каналов анализатора флюида в реальном времени;
- трек 3: состав притока по фракциям: ■ буровой раствор,
■ водная фракция,
■ жидкие углеводороды;
- трек 4: физико-химические характеристики: — плотность флюида,
— вязкость флюида;
- трек 5: — удельное электрическое сопротивление (УЭС) флюида,
— температура датчика УЭС

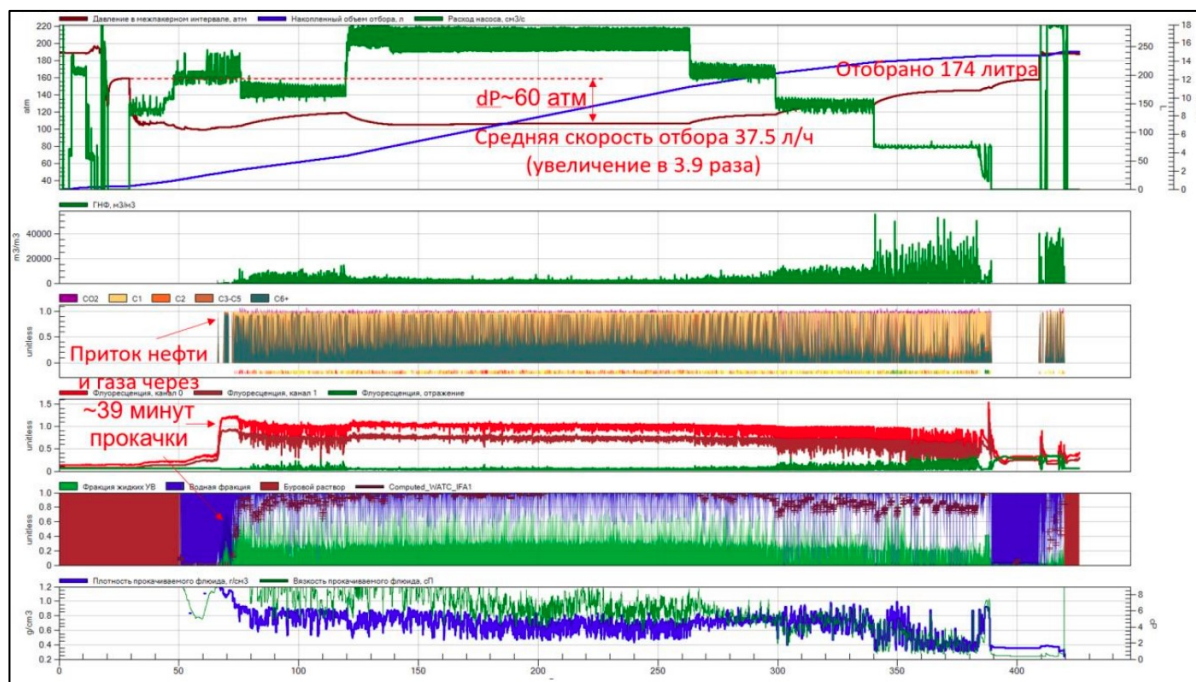
Рис. 3. Графики характеристик пласта при опробовании на глубине XX81,0 м (Верхнебилирская подсвита) до стимуляции пласта в скв. № 1

Fig. 3. Graphs of reservoir properties during testing at a depth of XX81.0 m (Verkhnebilir Subformation) prior to reservoir stimulation in the well No. 1

В скв. № 1 выполнение стимуляции интервала позволило повысить эффективность отбора флюида из пласта примерно в 3,9 раза (средняя скорость прокачки до стимуляции составила 9,4 л/ч (см. рис. 3), после стимуляции – 37,5 л/ч (см. рис. 4)) за счет увеличения подвижности интервала и, как следствие, возможности работы насоса

на максимальной скорости с депрессией на пласт не более ~60 атм.

Так, благодаря применению технологии микро-ГРП удалось уточнить и подтвердить насыщение пласта, которое при первоначальном опробовании поставило под сомнение результаты интерпретации и промышленный потенциал интервала.



Условные обозначения:

трек 1 (верхний): — динамика давления в межпаркерном интервале,
 — объем отбора флюида (л),
 — скорость отбора;

трек 2: газовый фактор, отражающий соотношение объемов добытого газа к объему жидкости;

трек 3: результаты анализа состава флюида: — содержание метана (C1),
 — содержание тяжелых углеводородов (C6+);

трек 4: данные с каналов анализатора флюида в реальном времени;

трек 5: состав притока по фракциям: ■ буровой раствор,
 ■ водная фракция,
 ■ жидкие углеводороды;

трек 6: физико-химические характеристики: — плотность флюида,
 — вязкость флюида

Рис. 4. Графики характеристик пласта при опробовании на глубине XX81,0 м (Верхнебилirская подсвита) после стимуляции пласта в скв. № 1

Fig. 4. Graphs of reservoir properties during testing at a depth of XX81.0 m (Verkhnebilir Subformation) after reservoir stimulation in the well No. 1

Результаты исследования методами ГИС в скважине № 2

По данным интерпретации результатов комплекса ГИС (рис. 5) в интервале исследования XX07,5–XX10,5 м фиксируется продуктивный доломитовый пласт, насыщенный нефтью, пористость которого по импульсному нейтрон-нейтронному каротажу (Wnnk) в исследуемом интервале составила 13,9 %, а пористость по ККPL,

как результат комплексной обработки методами НГК, ГГК, – 16 %. Истинное удельное электрическое сопротивление (> 100 Ом·м по ВК-4, ВК-5) говорит о насыщении изучаемого интервала углеводородами. Низкие значения кривых нейтронного каротажа (НКТб и НКТс) свидетельствуют о наличии нефти, для которой характерны пониженные показания по сравнению с водонасыщенными породами.

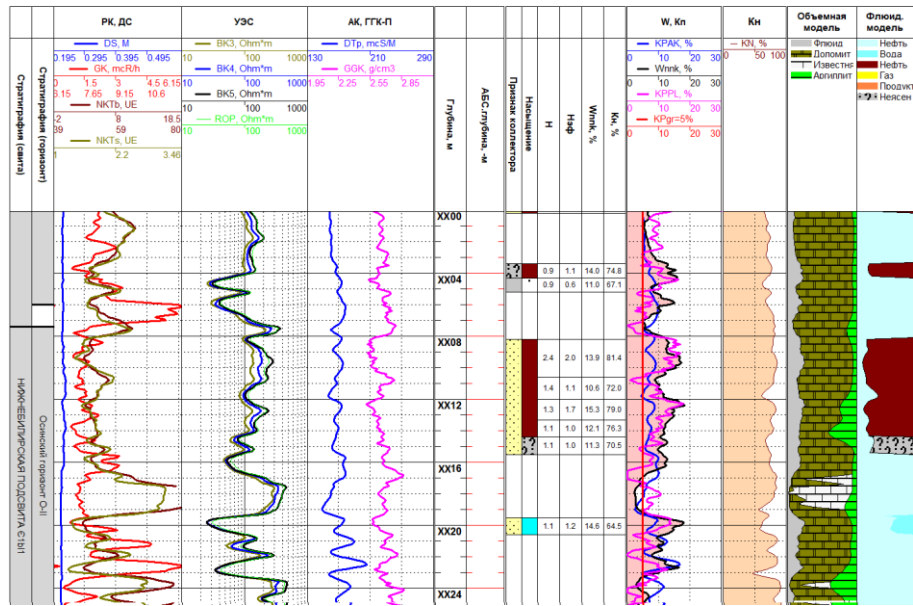


Рис. 5. Планшет интерпретации данных ГИС открытого ствола скважины № 2 (Нижнебилярская подсвита)

Fig. 5. Log data interpretation chart for the open hole of the well No. 2 (Nizhnebilir Subformation)

В результате исследования скв. № 2 методом ЯМК (рис. 6) определили, что проницаемость исследуемого пласта в интервале XX07,5–XX10,5 м находится

в диапазоне 10–40 мД (трек 10), водонасыщенность – около 35 % (трек 11). Первичный приток по опробованию – фильтрат бурового раствора с дебитом 5 л/ч.

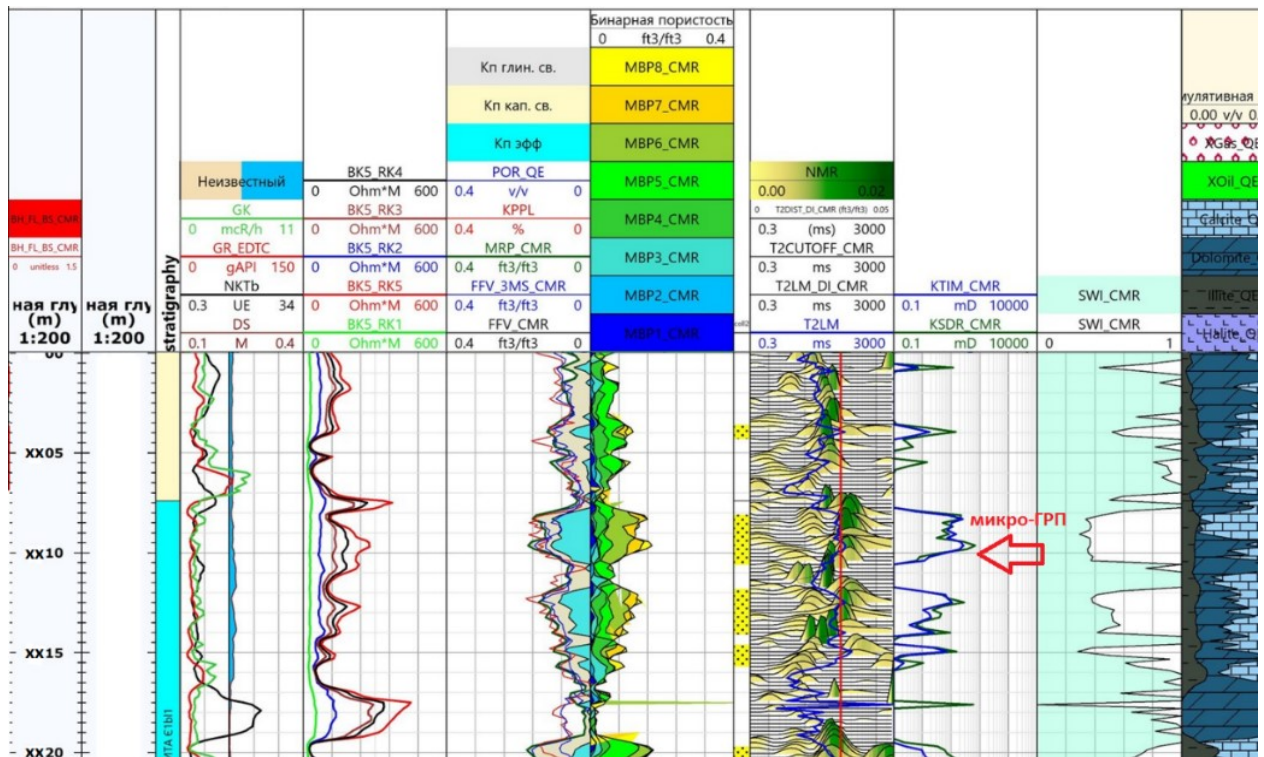


Рис. 6. Планшет с результатами ядерно-магнитного каротажа для скважины № 2

Fig. 6. Chart with the results of nuclear magnetic resonance logging for the well No 2

Результаты проведения микро-ГРП в скважине № 2

После интерпретации результатов комплекса ГИС и ЯМК был осуществлен спуск прибора MDT для проведения испытаний продуктивного интервала. Прокатка проводилась с периодическими остановками насоса для восстановления давления в межпакерном интервале по причине низких ФЕС. Максимальная депрессия на пласт составила ~128 атм.

На рис. 7 отображены результаты 6-часовой прокатки интервала. По оси абсцисс отложено время в минутах, по оси ординат – параметры флюида.

В ходе испытаний наблюдался стабильный приток пластовой воды (синяя заливка, трек 3), при этом не было зафиксировано признаков углеводородов, что послужило основанием о проведении микро-ГРП на данном интервале.



Условные обозначения – см. рис. 3

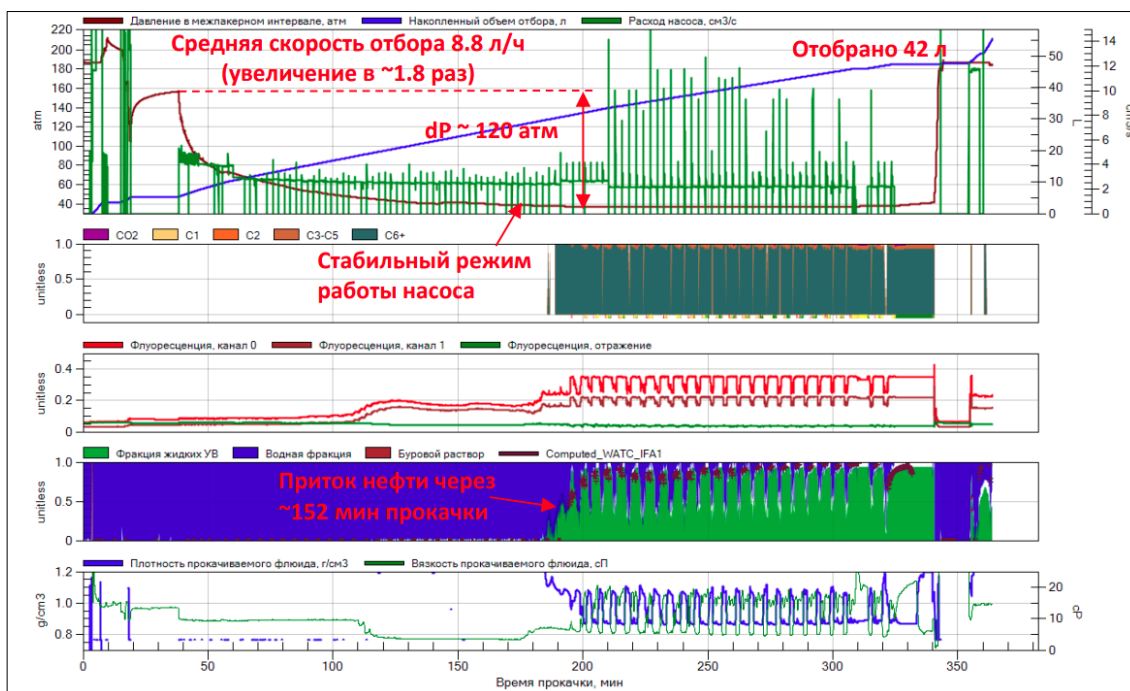
Рис. 7. Графики характеристик пласта при опробовании на глубине XX10,0 м (Нижнебилирская подсвита) до стимуляции пласта в скв. № 2

Fig. 7. Graphs of reservoir properties during testing at a depth of XX10.0 m (Nizhnebilir Subformation) prior to reservoir stimulation in the well No. 2

В результате проведения микро-ГРП был успешно инициирован гидроразрыв пласта, после чего выполнено четыре цикла закачки жидкости для оценки давлений открытия и закрытия трещины и проанализирована динамика параметров отбора и состава флюида (рис. 8). В ходе работ

были зафиксированы следующие ключевые параметры:

- давление гидроразрыва пласта составило 531,28 атм;
- давление открытия/распространения трещины в диапазоне: 357,23–361,35 атм;
- давление закрытия трещины в диапазоне: 346,23–351,07 атм.



Условные обозначения – см. рис. 4

Рис. 8. Графики характеристик пласта при опробовании на глубине XX10,0 м (Нижнебилirская подсвита) после стимуляции пласта в скв. № 2

Fig. 8. Graphs of reservoir properties during testing at a depth of XX10.0 m (Nizhnebilir Subformation) after reservoir stimulation in the well No. 2

Проведение микро-ГРП позволило увеличить дебит в 1,8 раза (с 5,0 до 8,8 л/ч) и получить приток нефти с обводненностью ~15 % через 152 мин после стимуляции (см. рис. 8).

Эффект от стимуляции был менее выраженным, но значимым: дебит увеличился в 1,8 раза (до 8,8 л/ч) с получением притока нефти (обводненность 15 %) (см. рис. 8). Технология подтвердила наличие в коллекторе продукта, выявленного данными ГИС, а также уточнила его состав прямым методом – отбором пробы нефти из пласта.

Важно отметить, что данные ОПК носят предварительный характер. При длительных испытаниях дебит может существенно снизиться, поэтому для достоверной оценки необходимы полноценные исследования.

Заключение

Применение микро-ГРП с использованием MDT на скважинах Среднеботуобинского НГКМ доказало его высокую эффективность для низкопроницаемых карбонатных коллекторов. Ключевые результаты включают увеличение продуктивности, подтверждение данных ГИС о характере насыщения и получение геомеханических параметров для оценки устойчивости ствола скважины.

Проведение микро-ГРП на обеих скважинах подтвердило данные ГИС о нефтегазонасыщении. В скв. № 1 дебит увеличился в 3,9 раза (подвижность возросла с 0,57 до 0,75 мД/сП), в скв. № 2 – в 1,8 раза (подвижность повысилась с 0,27 до 0,34 мД/сП).

Полученные значения давлений гидроразрыва (353,66 атм и 531,28 атм соответственно) предоставили критически важные данные о напряженном состоянии массива для прогнозирования стабильности ствола скважины.

Итоговым результатом работ стало подтверждение продуктивности интервалов через успешное опробование и отбор репрезентативных проб, что подкрепило результаты ГИС. Анализ давлений трещинообразования позволил точно

определить минимальное горизонтальное напряжение – критический параметр для оценки устойчивости ствола скважины. Комплексирование данных ЯМК, ГИС и ОПК обеспечило обоснованный выбор интервалов для стимуляции и оценку изменений ФЕС пласта после микро-ГРП. Увеличение подвижности в обеих скважинах демонстрирует эффективность технологии для разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов.

Вклад авторов

К.А. Воронов – администрирование данных, проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Р.В. Григорьев – проведение исследования, формальный анализ, создание черновика рукописи.

Л.А. Воронова – верификация данных, методология, создание рукописи и ее редактирование.

Р.Н. Абдуллин – руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

В.В. Баженов – ресурсы, программное обеспечение, создание рукописи и ее редактирование.

Д.И. Хасанов – концептуализация, администрирование проекта, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Игнатов В.С., Бурсин И.Н., Филимонов А.Ю.* Применение специальных методов геофизических исследований скважин для оценки насыщения и характера притока в карбонатном разрезе на примере Харьягинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 1. С. 30–34. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-1-30-34>

2. *Пономарева И.Н., Новиков В.А., Мартюшев Д.А., Разницын А.В.* Исследование взаимосвязей между фильтрационными и емкостными характеристиками карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства // Георесурсы. 2025. Т. 27, № 3. С. 221–232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>

3. *Кошкарлова Е.Ф., Наумов В.А., Бухарова И.А.* и др. Неоднозначность определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта и пути решения данной проблемы // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6(99). С. 32–36. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-6-32-36>

4. Оленич П.А., Бухарова И.А., Новикова М.С. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6(85). С. 58–61. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-6-58-61>
5. Тюрина Г.В. Применение модульного динамического испытателя пластов на каротажном кабеле для уточнения фильтрационных характеристик продуктивных пластов Маговского нефтегазоконденсатного месторождения // Недропользование. 2023. Т. 23, № 1. С. 25–31. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2023.1.4>
6. Fleury M., Romero-Sarmiento M. Characterization of shales using T_1 – T_2 NMR maps // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 137. P. 55–62. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.006>
7. Xiao H., Chuai Y., Zhang W., et al. Comparative experimental study of fracture conductivity of carbonate rocks under different stimulation types // ACS Omega. 2023. Vol. 8, No. 51. P. 49175–49190. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07319>
8. Шварёв Н.Г., Марков Н.С. Моделирование возникновения микросейсмических событий при распространении трещины гидроразрыва пласта // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 1(15). С. 18–25. EDN: ZZVEAQ
9. Астафьев В.Н., Ельцов И.Н. Роль геофизических исследований в скважинах в эволюции парадигмы гидравлического разрыва пласта // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. № 6(140). С. 9–37. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2022-6-9-37>
10. Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. Направления повышения эффективности гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20, № 2. С. 175–181. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.7>
11. Belhouchet H.E., Benzagouta M.S., Dobbi A., et al. Reservoir compartmentalization and fluid property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an Algerian oil field // Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration. 2021. Vol. 6, No. 1. P. 15. <https://doi.org/10.1007/s41207-020-00216-5>
12. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Филиппов Е.В., Ли Ю. Образование трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных сложнопостроенных коллекторах с естественной трещиноватостью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 1. С. 85–94. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/1/3212>
13. Зятиков П.Н., Синябрюхов К.В., Березовский Ю.С., Трушко А.С. Влияние направления трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на коэффициент извлечения нефти // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2019. № 58. С. 84–98. <https://doi.org/10.17223/19988621/58/7>
14. Xu J., Yang Q., Yi P., et al. Modular zonal fluid sampling and pressure testing technology for production well // Petroleum Exploration and Development. 2022. Vol. 49, No. 2. P. 438–447. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60037-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60037-5)
15. Айгильдин А.Л., Аминева Г.Р., Зубик А.О., Кучурина О.Е. Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных

коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4(89). С. 33–37. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-4-33-37>

16. *Sen S., Franquet J.A., Chakrabarti P.* Effects and benefits of the pump-out technique in microfracturing testing – Recent field experience from in-situ measurement campaigns in unconventional reservoirs // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2025. <https://doi.org/10.1007/s00603-025-04904-y>

Информация об авторах

Кирилл Алексеевич Воронов – геофизик, ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, Россия; аспирант, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; SPIN-код: 4911-4933, <https://orcid.org/0000-0003-4957-9773>; e-mail: Voronov.ka@mail.ru

Роман Валерьевич Григорьев – аспирант, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; <https://orcid.org/0009-0006-3824-6673>; e-mail: grigorevrv98@mail.ru

Любовь Андреевна Воронова – геофизик, ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, Россия; <https://orcid.org/0000-0002-8489-6021>; e-mail: Voronova.la@mail.ru

Ринат Нуруллович Абдуллин – начальник отдела, ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, Россия; <https://orcid.org/0009-0006-1808-9527>; e-mail: Abdullin.rn@tng.ru

Владимир Валентинович Баженов – канд. техн. наук, главный геолог, ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, Россия; <https://orcid.org/0009-0000-8222-6780>; e-mail: vb_ntu@tng.ru

Дамир Ирекович Хасанов – канд. геол.-минерал. наук, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; <https://orcid.org/0000-0002-8168-3848>; e-mail: damir.khassanov@mail.ru

Поступила в редакцию 18.09.2025

Принята к публикации 26.01.2026

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

Efficiency of microfracturing using a modular dynamic formation tester in low-permeable carbonate deposits of the Srednebotuobinskoye field

Kirill A. Voronov^{1,2} ✉, Roman V. Grigorev^{1,2}, Lubov A. Voronova¹, Rinat N. Abdullin¹, Vladimir V. Bazhenov¹, Damir I. Khasanov²

1 – TNG-Group LLC, 21 Klimenta Voroloshilova St., Bugulma, 423236, Russia

2 – Kazan (Volga Region) Federal University, 18 Kremlevskaya St., Bldg. 1, Kazan, 420008, Russia

Abstract. *Background.* Evaluation of the filtration and capacity properties of low-permeability carbonate reservoirs and characteristics of formation fluids is a key task in the development of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. *Objective.* To evaluate the effectiveness of microfracturing using a modular formation tester in complex carbonate reservoirs with low porosity and permeability. *Materials and methods.* Using the example of the two wells of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field, we performed the interpretation of a standard well logging and nuclear magnetic resonance logging complex to determine fluid saturation. The data on fluid distribution were used to justify the points for conducting microfracturing in low-permeability reservoirs by wireline formation tester. The application of microfracturing let us to specify reservoir hydrocarbon fractures, asses fluid mobility, and determine the minimum horizontal stress required to assess wellbore stability. *Results.* The example of two wells demonstrated the efficiency of the method: after microfracturing, it was possible to increase the flow rate by 3.9 and 1.8 times, respectively, and obtain an influx of hydrocarbons instead of drilling mud filtrate, as well as determine the mechanical properties of the formation: fracturing pressure and fracture opening/closing pressure. *Conclusion.* Microfracturing is highly effective for stimulating low-permeability reservoirs, confirming well testing data, and obtaining geomechanical parameters for development design.

Keywords: microfracturing, Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field, modular formation dynamic tester, nuclear magnetic resonance logging, hydrodynamic testing, wireline logging, low-permeability reservoirs

Funding: the work received no funding.

For citation: Voronov K.A., Grigoriev R.V., Voronova L.A. Bazhenov V.V., Khasanov D.I. Efficiency of microfracturing using a modular dynamic formation tester in low-permeable carbonate deposits of the Srednebotuobinskoye field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 1. P. 92–107. (In Russ.).

✉ Kirill A. Voronov, Voronov.ka@mail.ru

© Voronov K.A., Grigoriev R.V., Voronova L.A., Abdullin R.N., Bazhenov V.V., Khasanov D.I., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Kirill A. Voronov – data curation, investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Roman V. Grigoriev – investigation, formal analysis, writing – original draft.

Lubov A. Voronova – validation, methodology, writing – review & editing.

Rinat N. Abdullin – supervision, writing – review & editing.

Vladimir V. Bazhenov – resources, software, writing – review & editing.

Damir I. Khasanov – conceptualization, project administration, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Ignatov V.S., Bursin I.N., Filimonov A.Yu. Application of advanced logging suit for estimation of water saturation and prediction of influx fluid type from carbonate reservoirs on Kharyaga field. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2018. No. 1. P. 30–34. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-1-30-34>
2. Ponomareva I.N., Novikov V.A., Martyushev D.A., Raznitsyn A.V. Study of correlations between filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs with complex void structure. *Georesursy*. 2025. Vol. 27, No. 3. P. 221–232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>
3. Koshkarova E.F., Naumov V.A., Bukharova I.A., et al. Debatable interpretation of hydrocarbon saturation of Osinsky carbonate reservoirs and solution methods. *Exposition Oil Gas*. 2023. No. 6(99). P. 32–36. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-6-32-36>
4. Olenich P.A., Bukharova I.A., Novikova M.S., et al. Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakha horizon of Srednebotuobinskoye field. *Exposition Oil Gas*. 2021. No. 6(85). P. 58–61. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-6-58-61>
5. Tyurina G.V. Application of a modular dynamic formation tester on a wire line to refine the filtration characteristics of the production formations of the Magovsky oil and gas condensate field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2023. Vol. 23, No. 1. P. 25–31. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2023.1.4>
6. Fleury M., Romero-Sarmiento M. Characterization of shales using T_1 – T_2 NMR maps. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 137. P. 55–62. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.006>
7. Xiao H., Chuai Y., Zhang W., et al. Comparative experimental study of fracture conductivity of carbonate rocks under different stimulation types. *ACS Omega*. 2023. Vol. 8, No. 51. P. 49175–49190. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07319>
8. Shvarev N.G., Markov N.S. Modelling of the occurrence of microseismic events during hydraulic fracture propagation. *PROneft. Professionally about Oil*. 2020. No. 1(15). P. 18–25. (In Russ.).
9. Astafyev V.N., Yeltsov I.N. The role of well logging in the hydraulic fracturing paradigm evolution. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2022. No. 6(140). P. 9–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2022-6-9-37>
10. Novokreshchennykh D.V., Raspopov A.V. Ways of improving the formation hydraulic fracturing effectiveness in carbonate deposits of fields of the Republic of Komi and Nenets Autonomous

Okrug. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2020. Vol. 20, No. 2. P. 175–181. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.7>

11. Belhouchet H.E., Benzagouta M.S., Dobbi A., et al. Reservoir compartmentalization and fluid property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an Algerian oil field. *Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration*. 2021. Vol. 6, No. 1. P. 15. <https://doi.org/10.1007/s41207-020-00216-5>

12. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Filippov E.V., Li Y. Formation of hydraulic fracturing cracks in complicated carbonate reservoirs with natural fracturing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022. Vol. 333, No. 1. P. 85–94. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/1/3212>

13. Zyatikov P.N., Sinebryukhov K.V., Berezovsky Yu.S., Trushko A.S. Impact of the crack direction in a multistage hydraulic fracturing on the oil recovery factor. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika*. 2019. No. 58. P. 84–98. (In Russ.). <https://doi.org/10.17223/19988621/58/7>

14. Xu J., Yang Q., Yi P., et al. Modular zonal fluid sampling and pressure testing technology for production well. *Petroleum Exploration and Development*. 2022. Vol. 49, No. 2. P. 438–447. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60037-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60037-5)

15. Aygildin A.L., Amineva G.R., Zubik A.O., Kuchurina O.E. Analysis of the results of studies by reservoir testers on a cable in the conditions of complex carbonate reservoirs. *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 4(89). P. 33–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-4-33-37>

16. Sen S., Franquet J.A., Chakrabarti P. Effects and benefits of the pump-out technique in microfracturing testing – Recent field experience from in-situ measurement campaigns in unconventional reservoirs. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2025. <https://doi.org/10.1007/s00603-025-04904-y>

Information about the authors

Kirill A. Voronov – Geophysicist, TNG-Group LLC, Bugulma, Russia; Postgraduate, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4957-9773>; e-mail: Voronov.ka@mail.ru

Roman V. Grigoriev – Postgraduate, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-3824-6673>; e-mail: grigorevrv98@mail.ru

Lubov A. Voronova – Geophysicist, TNG-Group LLC, Bugulma, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-8489-6021>; e-mail: Voronova.la@mail.ru

Rinat N. Abdullin – Head of Department, TNG-Group LLC, Bugulma, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-1808-9527>; e-mail: Abdullin.rn@tng.ru

Vladimir V. Bazhenov – Cand. Sci. (Eng.), Chief Geologist, TNG-Group LLC, Bugulma, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-8222-6780>; e-mail: vb_ntu@tng.ru

Damir I. Khasanov – Cand. Sci. (Geol-Min.), Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-8168-3848>; e-mail: damir.khasanov@mail.ru

Received 18 September 2025

Accepted 26 January 2026