

# Применение состава с отклонителем для обработки призабойной зоны пласта

Савельев К.Ю., Фудашкина М.В., Хисматуллин Д.Г., Булатов Р.И., Вилков М.Н.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

kirill.saveliev2@lukoil.com

## Аннотация

В 2023 году на объектах предприятия N, в том числе при участии коллектива авторов, были внедрены обработки призабойной зоны с потокоотклоняющим составом, чему предшествовало теоретическое обоснование проведения данного вида обработок. Выполнен анализ эффективности предлагаемой технологии, приведено экономическое сравнение ОПЗ с потокоотклоняющим составом и стандартной ОПЗ. Выделены критерии и признаки скважин-кандидатов для обработок с потокоотклоняющим составом, проведен анализ влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятия при помощи алгоритма машинного обучения — метода случайного леса, который был реализован на языке Python.

## Материалы и методы

Данные об эксплуатации добывающих скважин. Информация о геологическом строении, выявление характерных особенностей разреза пласта.

## Ключевые слова

обработка призабойной зоны, кислотные обработки, состав-отклонитель, неоднородный коллектор, кольматация

## Для цитирования

Савельев К.Ю., Фудашкина М.В., Хисматуллин Д.Г., Булатов Р.И., Вилков М.Н. Применение состава с отклонителем для обработки призабойной зоны пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 106–110.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-106-110

Поступила в редакцию: 23.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.63 | Original Paper

## Application of a flow diverter to treat the bottomhole formation zone

Savelyev K.Yu., Fudashkina M.V., Khismatullin D.G., Bulatov R.I., Vilkov M.N.

“LUKOIL-Engineering” LLC, Kogalym, Russia

kirill.saveliev2@lukoil.com

## Abstract

In 2023, bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition were introduced at the fields of enterprise N, including with the participation of the authors' team, which was preceded by a theoretical justification for this type of treatment. An analysis of the effectiveness of the proposed technology is carried out, an economic comparison of bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition and "traditional" bottomhole zone treatments is given. The criteria and features of candidate wells for treatments with a flow-diverting composition are identified, an analysis of the influence of factors on the flow rate increase after the event is carried out using a machine learning algorithm - the random forest method, which was implemented in Python.

## Materials and methods

Bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition have been introduced. An analysis of the effectiveness of this type of treatment is carried out.

## Keywords

treatment of the bottomhole zone, acid treatments, flow diverter composition, heterogeneous reservoir, clogging.

## For citation

Savelyev K.Yu., Fudashkina M.V., Khismatullin D.G., Bulatov R.I., Vilkov M.N. Application of a flow diverter to treat the bottomhole formation zone. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 106–110. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-106-110

Received: 23.09.2024

## Введение

Эффективная разработка месторождений во многом зависит от оптимальности режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Под оптимальным режимом работы скважин понимается эксплуатация с режимами, соответствующими потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации.

По ряду причин, фактические режимы работы скважин, зачастую, ниже оптимальных. Одной из возможных причин является

снижение абсолютной и фазовой проницаемости призабойной зоны пласта вследствие ее загрязнения различного рода кольматантами. С целью достижения оптимального режима работы закольматированных скважин выполняются мероприятия по обработке призабойной зоны (ОПЗ).

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» для ОПЗ используются различные составы/технологии. Условно их можно разделить на три категории: кислотная (стандартная) ОПЗ, обработка бескислотными

реагентами и воздействие физическими методами.

В процессе кислотной или бескислотной ОПЗ в пласт закачивается химический состав с последующим освоением продуктов реакции, или рассеиванием их по пласту.

При физическом методе ОПЗ производится спуск специального оборудования до глубины интервала воздействия, после чего осуществляется обработка импульсами высокого давления, акустическими волнами и пр.

В данной работе рассматривается опыт проведения стандартных кислотных обработок, а также ОПЗ кислотными составами с дополнительной закачкой составов-отклонителей.

Стандартная ОПЗ включает в себя следующий набор последовательных операций: закачку кислотного состава в пласт, продавку, реагирование, освоение/рассеивание. Рассмотрим методику проведения стандартной ОПЗ более подробно:

1. На первом этапе выполняется закачка кислотного состава в насосно-компрессорные трубы (НКТ), при этом затрубное пространство оставляют открытым. Объем состава не должен превышать объем НКТ.
2. Далее происходит закачка в НКТ

оставшегося кислотного состава при закрытом затрубном пространстве.

3. Затем выполняется нагнетание продавочной жидкости в пласт при закрытой запорной арматуре.
4. Состав выдерживается в коллекторе на реагирование.
5. По окончании времени реагирования бригада приступает к освоению скважины при помощи струйного насоса, свабирования, компрессирования, либо выполняется рассеивание продуктов реакции по пласту.

#### Проблемы стандартных ОПЗ

Проблема неравномерной выработки запасов упоминается в научной литературе различными авторами [1–7]. С целью

равномерной ОПЗ неоднородных по проницаемости коллекторов разработаны специальные составы-отклонители.

Под отклоняющим составом понимается реагент-эмульсия с потокоотклоняющими свойствами, способная изменять свои реологические свойства, повышая вязкость как при взаимодействии с пластовыми флюидами, так и при смешивании с компонентами технологии, применяемая для временного блокирования высокопроницаемых интервалов и последующей закачки кислотного состава. Следующая за отклонителем кислота отклоняется от наиболее проницаемых пропластков в связи с временной их изоляцией.

Наиболее часто в научной литературе упоминаются проблемы стандартных ОПЗ в наклонно-направленных скважинах (ННС),

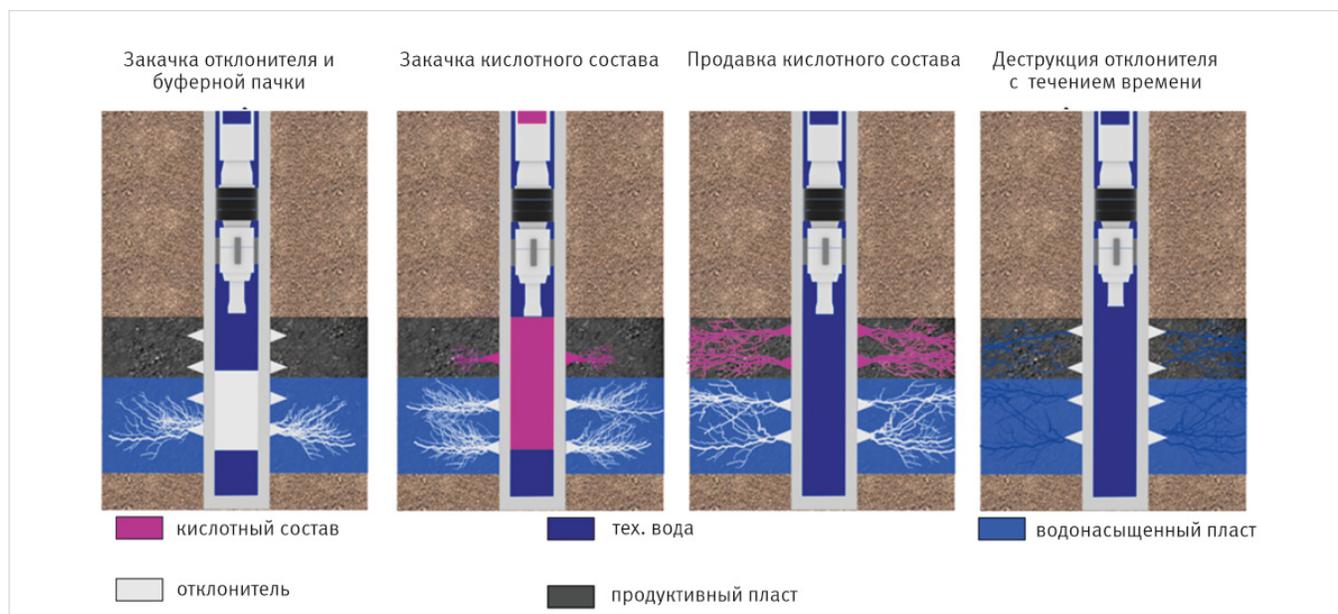


Рис. 1. ОПЗ с отклонителем в ННС

Fig. 1. Bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on directional wells

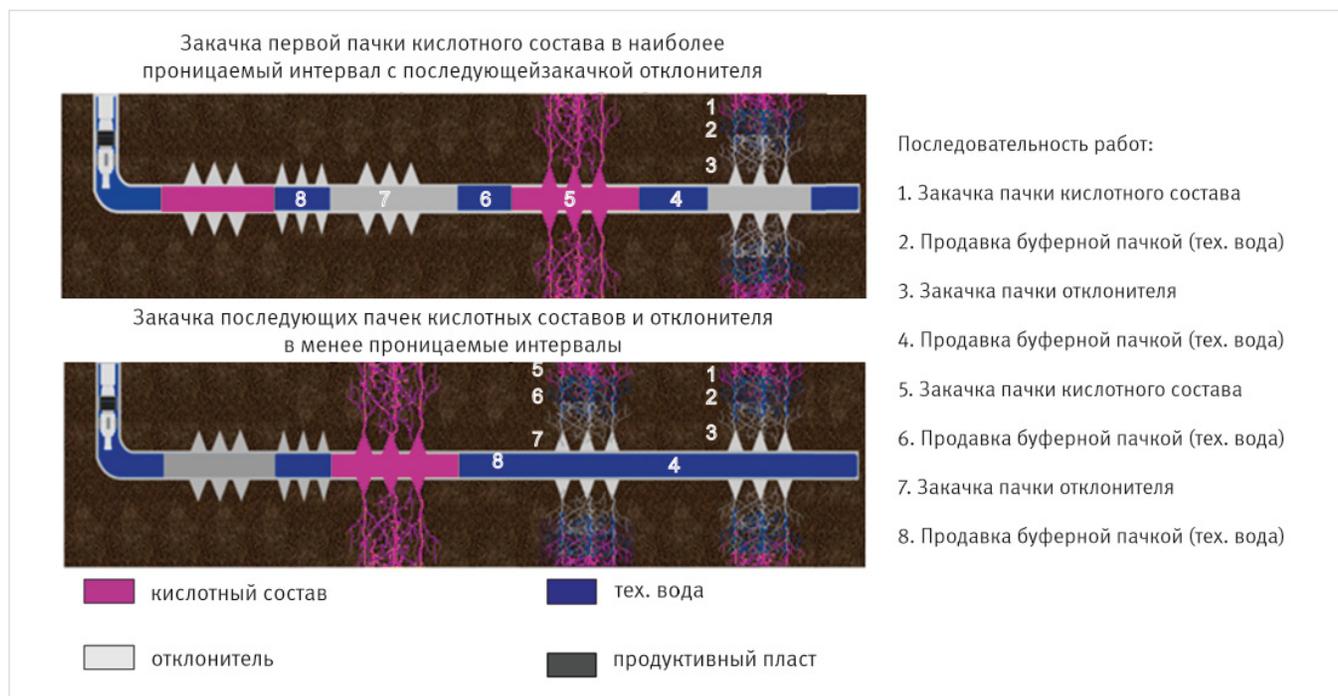


Рис. 2. ОПЗ с отклонителем в ГС

Fig. 2. Bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on horizontal wells

при этом, проведение ОПЗ по стандартной технологии сопровождается также рядом осложнений в скважинах с горизонтальным окончанием (ГС):

- отсутствие направленного воздействия. При стандартной «слепой» ОПЗ фильтрация кислотного состава происходит по наиболее проницаемым (раннее работавшим) интервалам, при этом, другие интервалы объекта остаются не охваченными кислотным воздействием;
- использование недостаточных объемов кислотных составов. При проведении ОПЗ с 2017-2022 г. объемы кислотных составов варьировались от 6 до 17 м<sup>3</sup>, удельный объем — от 0,02 до 0,77 м<sup>3</sup>/м. Данного объема недостаточно для полного охвата протяженных интервалов ГС;
- отсутствие по большинству скважин исследований на профиль притока, не позволяет качественно планировать ОПЗ, а именно выбирать целевые интервалы воздействия и минимизировать риски недостижения планируемой эффективности — исключать из плана работ интервалы, обработка которых может привести к росту обводненности продукции. Даже при наличии исследований, ОПЗ по стандартной технологии не позволяет обеспечить селективность обработки, поскольку проводится «вслепую»;
- отсутствие дизайнов обработок. При планировании ОПЗ в ГС целесообразно производить качественную оценку рисков роста обводненности: анализ контактных запасов объектов, объемы накопленной закачки жидкости от нагнетательных скважин, учет прорывов в промытые зоны при закачке больших объемов химических реагентов.

Таким образом, проведение ОПЗ в ГС по стандартной схеме нерационально, так как не позволяет в полной мере восстановить потенциальный режим работы данных скважин.

### Опыт внедрения составов-отклонителей на месторождениях предприятия N

Геологическое строение залежей на месторождениях предприятия крайне изменчиво, однако по ряду месторождений отмечаются предпосылки для проведения ОПЗ с применением состава-отклонителя. Объекты имеют сложное геологическое строение пластов: линзовидно-мозаичное строение, наличие тектонических нарушений, зон замещения, выклинивания, литологических окон внутри залежей, высокая степень зональной и послонной неоднородности, слабая связанность коллекторов, наличие подстилающей воды.

В 2023 году на месторождениях были внедрены обработки с отклонителем по технологии SkMax (СК «Максимум»). В работе проведен анализ эффективности обработок по данной технологии.

Последовательность проведения обработки с отклонителем в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах представлена на рисунках 1, 2.

В настоящее время, тиражирование ОПЗ с применением состава-отклонителя на месторождения других предприятий компании осложнено недостаточной статистической выборкой, вследствие чего не представляется возможной достоверная оценка эффективности ОПЗ по данной технологии: доля скважин, в которых выполнены ОПЗ с отклонителем на месторождениях за 2023 год, оценивается в 26 %, что составляет 3 % от общего количества скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Предлагается увеличение объема обработок с отклонителем с 3 до 25 % к 2027 году с постоянным мониторингом и контролем эффективности.

### Моделирование в Python

Для оценки влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятий дополнительно использовался алгоритм

машинного обучения — метод случайного леса, который был реализован на языке Python. Принцип данного алгоритма основан на построении множества деревьев решений со случайной выборкой данных и случайным множеством признаков. В конечном итоге определяется вес каждого признака на основе его влияния в каждой итерации деревьев решений.

База данных для анализа была собрана по результатам проведения мероприятий по ОПЗ с отклонителем на объектах разработки N, B, K.

В качестве факторов для оценки были выбраны геолого-физические характеристики объектов разработки и технологические показатели (табл. 1).

По результатам проведенной оценки из перечня проанализированных факторов наиболее значимыми являются:

- песчаность;
- отклонение проницаемости;
- базовый дебит жидкости;
- накопленная добыча жидкости.

Необходимо отметить, что на данный момент количество объектов, на которых проведены ОПЗ в текущей конфигурации не так велико, и в дальнейшем будет проводиться уточнение количественной оценки с учетом дополненной базы данных.

В итоге с учетом качественной и количественной оценки были выделены следующие признаки скважин, подходящих для обработок с отклонителем:

1. Скважины с неоднородным коллектором;
2. Скважины, имеющие базовую обводненность более 75–80 %;
3. Скважины, имеющие риск повышения обводненности в результате интенсификации водоносных пропластков. На данных скважинах, как правило, наблюдается исторически более высокая обводненность, чем в настоящее время;
4. Скважины с ожидаемым дебитом жидкости более 10 м<sup>3</sup>/сут. Нет необходимости во временной кольматации пропластков перед обработкой на скважинах с ожидаемым низким дебитом жидкости;
5. Горизонтальные скважины с МГРП. Раннее в работе было показано, что проведение ОПЗ в горизонтальных скважинах по стандартной схеме нерационально.

При этом для реализации технологии скважина-кандидат должна соответствовать следующим критериям:

- нефтенасыщенная толщина пласта не менее 3,5 м;
- наличие остаточных запасов не менее 1 тыс. т/га;

Табл. 1. Факторы, выбранные для оценки влияния на прирост после проведения мероприятия

Tab. 1. Factors selected to assess the impact on growth after the event

| Технологические  | Геолого-физические   |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• базовый дебит жидкости;</li> <li>• накопленная добыча жидкости;</li> <li>• отношение максимального дебита жидкости к текущему;</li> <li>• удельный дебит жидкости на 1 метр эффективной толщины пласта</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• эффективная нефтенасыщенная толщина;</li> <li>• песчаность;</li> <li>• отклонение проницаемости;</li> <li>• плотность текущих подвижных запасов;</li> <li>• фильтрационно-емкостные свойства</li> </ul> |

Табл. 2. Оценка эффективности ОПЗ с отклонителем на наклонно-направленных скважинах действующего фонда

Tab. 2. Assessing the effectiveness of the bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on directional wells of the active well stock

|  | Входной прирост дебита нефти | Удельный прирост дебита нефти в год обработки | Изменение дебита жидкости после ОПЗ | Базовая обводненность, % | Изменение обводненности после ОПЗ, % | Количество обработок, шт. |
|--|------------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| ОПЗ с отклонителем (все обработки)                                       | 100 ед.                      | 87 ед.  | +592 ед.                            | 79                       | +2                                   | 8                         |
| ОПЗ без отклонителя (все обработки)                                      | 100 ед.                      | 68 ед.  | +450 ед.                            | 46                       | +13                                  | 65                        |
| ОПЗ без отклонителя (выборка с сопоставимыми условиями по обводненности) | 89 ед.                       | 58 ед.  | +655 ед.                            | 76                       | +4                                   | 23                        |

Табл. 3. Оценка эффективности ОПЗ с отклонителем на горизонтальных скважинах действующего фонда  
 Tab. 3. Assessing the effectiveness of the bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on horizontal wells of the active well stock

|                     | Входной прирост дебита нефти | Удельный прирост дебита нефти в год обработки | Изменение дебита жидкости после ОПЗ | Базовая обводненность, % | Изменение обводненности после ОПЗ, % | Количество обработок, шт. |
|---------------------|------------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| ОПЗ с отклонителем  | 120 ед.                      | 85 ед.  | +315 ед.                            | 36                       | +9,5                                 | 6                         |
| ОПЗ без отклонителя | 100 ед.                      | 98 ед.  | +400 ед.                            | 47,2                     | +11,8                                | 4                         |

- текущее пластовое давление не менее 50 % от первоначального;
- пластовая температура не более 90 °С;
- соответствие конструкции скважины требованиям к проведению ОПЗ, техническим и технологическим возможностям для применяемого оборудования.

Специалистами Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени был проведен анализ, в результате которого был сделан вывод о том, что проведение ОПЗ без привлечения бригад по текущему ремонту скважин, т.е. обработок, которые выполняются без проведения спуско-подъемных операций, в том числе без операций по освоению не снижает наработку по ЭЦН [8].

В таблицах 2, 3 приведены первые результаты эффективности ОПЗ с отклонителем на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах действующего фонда по обработкам СК «Максимум» за 2023 год.

Как правило, обработки без отклонителя проводятся при относительно небольшой обводненности — так, как видно из таблицы 2, средняя обводненность обработок без отклонителя на наклонно-направленных скважинах действующего фонда в 2023 г. составила 46 %. Исходя из данных таблицы видно, что обработки с отклонителем являются эффективными ГТМ на скважинах с высоким базовым уровнем обводненности. Видно, что в сопоставимых условиях по обводненности в ННС после ОПЗ с отклонителем входной прирост дебита нефти на 10 % выше по сравнению со стандартными ОПЗ, также наблюдается меньший рост обводненности (2,3 % против 4,2 %). Удельный прирост дебита нефти в сопоставимых условиях у обработок с отклонителем выше на 33 %, что говорит о большей стабильности эффекта. По данным таблицы 2 видно, что как при сопоставимых базовых условиях, так и при общем сопоставлении обработки с отклонителем позволили достичь сравнительно лучших показателей эффективности.

Исходя из данных таблицы 3, на ГС обработки с отклонителем позволили добиться более высокого входного прироста дебита нефти, однако удельный прирост дебита нефти оказался ниже. Рекомендуется продолжить обработки с отклонителем на горизонтальных скважинах до получения представительной выборки. С учетом небольшой выборки на текущий момент не представляется возможным сделать выводы об успешности обработок на горизонтальных скважинах.

#### Технико-экономическое обоснование

Были проведены экономические расчеты сравнения стандартных ОПЗ с обработкой с отклонителем. Результаты отражены в таблице 4.

Отмечается, что обработка с отклонителем имеет меньшую стоимость относительно

Табл. 4. Сравнение стоимости стандартных ОПЗ и обработки с отклонителем  
 Tab. 4. Comparison of the cost of the standard bottom-hole treatments and the bottom-hole treatment with a flow-diverting composition

| Параметр                                  | Стандартный ОПЗ | ОПЗ с отклонителем | ОПЗ с отклонителем |
|---|-----------------|--------------------|--------------------|
| Стоимость услуг по ОПЗ, 10 м <sup>3</sup> | 122 ед.         | 100 ед.            | 100 ед.            |
| Продолжительность работы бригады КРС      | 105 %           | 100 %              | 100 %              |
| Стоимость 1 часа бригады КРС              | 2.3 ед.         | 2.3 ед.            | 2.3 ед.            |

стандартной ОПЗ. Общая стоимость стандартных обработок с учетом цены работы бригады КРС выше стоимости обработок с отклонителем на 8,6 %. Это связано с тем, что извлечение продуктов реакции не предусмотрено технологией проведения ОПЗ с отклонителем, т.к. высокая вязкость отклонителя не позволяет проводить освоение.

#### Итоги

- Анализ научной литературы и эмпирических данных показал, что проблема неравномерной выработки запасов углеводородов из разнопроницаемых коллекторов давно имеет высокую актуальность.
- С 2023 года, в том числе при участии авторов, на месторождениях внедрены ОПЗ с потокоотклоняющим составом, этому предшествовала работа по теоретическому обоснованию проведения ОПЗ по данной технологии.
- Были выделены признаки и критерии скважин, подходящих для обработок с отклонителем.
- Проведен анализ влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятия при помощи алгоритма машинного обучения — метода случайного леса, который был реализован на языке Python.
- Технология с отклонителем позволила проводить успешные обработки на скважинах с высоким базовым уровнем обводненности ранее считавшимся критическим для ОПЗ (75–80 % и более). Обработки с отклонителем позволили снизить рост обводненности после ОПЗ.
- Отмечается, что обработка с отклонителем имеет меньшую стоимость относительно стандартной ОПЗ.
- На данный момент охват обработок с отклонителем составляет 3 % от всего фонда ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Предлагается постепенно расширить объем обработок до 25 % в 2027 году с постоянным мониторингом эффективности.

#### Выводы

В 2023 году на месторождениях, в том числе при участии коллектива авторов, были внедрены обработки призабойной зоны с потокоотклоняющим составом, чему предшествовало теоретическое обоснование проведения обработок по данной технологии. Проведен анализ эффективности данной технологии, приведено экономическое сравнение ОПЗ с потокоотклоняющим составом и стандартной ОПЗ, описаны перспективы данной технологии, предложено постепенное увеличение объема обработок, выделены критерии и признаки скважин, подходящих для обработок с отклонителем, проведен анализ влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятия при помощи алгоритма машинного обучения — метода случайного леса, который был реализован на языке Python.

#### Литература

1. Куряшов Д.А., Исмагилов И.Ф., Сладовская О.Ю., Башкирцева Н.Ю. Интенсификация добычи нефти из неоднородных карбонатных коллекторов // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 10. С. 155–158.
2. Кузьмин Е.В. Анализ эффективности потокоотклоняющих технологий с применением полимерных составов на неоднородных коллекторах // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2016. № 1. С. 132–135.
3. Нурғалиев Р.З. Оценка достоинств и недостатков основных технологий вытеснения нефти водой из неоднородных по проницаемости нефтяных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 5–8.
4. Колосова С.Б., Полозов М.Б. Использование кислотного ГРП

- для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых неоднородных коллекторов Каширо-Подольских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 3. С. 54–56.
5. Джафарпур Хамед. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для сложнопостроенных карбонатных коллекторов с применением кислотной обработки: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17. СПб., 2019.
6. Андреев К.В. Исследования повышения приемистости нагнетательных скважин самоотклоняющимися кислотными составами в слоисто-неоднородном карбонатном коллекторе // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 98–101.
7. Сагидуллин Л.Р., Мухлиев И.Р., Салихов М. М., Назимов Н.А. Опыт интенсификации отбора нефти из неоднородных по проницаемости пластов проводкой скважин с горизонтальным окончанием // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 54–57.
8. Юмачиков А.Б., Вилков М.Н., Юрьев А.Н. Повышение нефтеотдачи без проведения спуско-подъемных операций оборудования для уменьшения потерь дебита нефти по причине кольматации призабойной зоны пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 4. С. 84–93.

## ENGLISH

### Results

- Analysis of scientific literature and empirical data showed that the problem of uneven development of hydrocarbon reserves from reservoirs with different permeability has long been highly relevant.
- Since 2023, including with the participation of the authors, BPF with a flow-diverting composition have been introduced at the fields, this was preceded by work on the theoretical justification of BPF using this technology.
- Signs and criteria of wells suitable for treatment with a diverter were identified.
- An analysis of the influence of factors on the flow rate increase after the event was carried out using a machine learning algorithm – the random forest method, which was implemented in Python.
- The technology with a diverter made it possible to carry out successful treatments on wells with a high base water cut level, previously considered critical for BPF (75–80 % or more). Treatments with a diverter made it possible to reduce the increase in water cut after BPF.
- It is noted that treatment with a diverter has a lower cost compared to standard BPF.

### References

1. Kuryashov D.A., Ismagilov I.F., Sladovskaya O.Yu., Bashkirtseva N.Yu. Intensification of oil production from heterogeneous carbonate reservoirs. Bulletin of the Kazan Technological University, 2011, issue 10, P. 155–158. (In Russ).
2. Kuzmin E.V. Analysis of the effectiveness of flow diverter technologies using polymer compositions on heterogeneous reservoirs. Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits, 2016, issue 1, P. 132–135. (In Russ).
3. Nurgaliev R.Z. Evaluation of advantages and disadvantages of the main technologies of oil displacement by water from heterogeneously permeable oil reservoirs. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2017, issue 10, P. 5–8. (In Russ).
4. Kolesova S.B., Polozov M.B. Using acid fracturing for promotion oil recovery of low-permeable heterogeneous reservoirs of Kashiro-Podolsk sediments. Exposition Oil Gas, 2019, issue 3, P. 54–56. (In Russ).
5. Jafarpur Hamed. Justification of oil flow stimulation technology for complex carbonate reservoirs using acid treatment: abstract of thesis. dis. Ph.D. tech. Sciences: 25.00.17. St. Petersburg, 2019. (In Russ).
6. Andreev K.V. Investigation of increasing of the injection wells injectivity with self-diverting acid compositions in a layered heterogeneous carbonate. Oil industry, 2020, issue 11, P. 98–101. (In Russ).
7. Sagidullin L.R., Mukhliev I.R., Salikhov M.M., Nazimov N.A. The experience of oil extraction intensification from formations, permeably non-uniformed, by construction of horizontal wellbores. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2017, issue 10, P. 54–57. (In Russ).
8. Yumachikov A.B., Vilkov M.N., Yuryev A.N. Increasing oil recovery without carrying out hoisting operations of equipment to reduce oil production losses due to clogging of the bottomhole formation zone. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2022, issue 4, P. 84–93. (In Russ).

- Currently, the coverage of treatments with a diverter is 3 % of the entire fund of “LUKOIL-Western Siberia” LLC. It is proposed to gradually expand the volume of treatments to 25 % in 2027 with constant monitoring of the effectiveness.

### Conclusions

In 2023, bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition were introduced at the fields, including with the participation of the team of authors, which was preceded by a theoretical justification for performing treatments using this technology. An analysis of the effectiveness of this technology was carried out, an economic comparison of a bottomhole zone treatment with a flow-diverting composition and a standard bottomhole zone treatment was given, the prospects of this technology were described, a gradual increase in the volume of treatments was proposed, criteria and features of wells suitable for treatments with a diverter were identified, an analysis of the influence of factors on the increase in flow rate after the event was carried out using a machine learning algorithm – the random forest method, which was implemented in Python.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Савельев Кирилл Юрьевич**, инженер 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия  
Для контактов: [kirill.saveliev2@lukoil.com](mailto:kirill.saveliev2@lukoil.com)

**Фудашкина Марина Викторовна**, инженер 1-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Хисматуллин Денис Гафурович**, главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Булатов Рустем Ирекович**, инженер 1-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

**Вилков Максим Николаевич**, старший менеджер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Savelev Kirill Yurievich**, engineer 2nd category, “LUKOIL-Engineering” LLC, Kogalym, Russia  
Corresponding author: [kirill.saveliev2@lukoil.com](mailto:kirill.saveliev2@lukoil.com)

**Fudashkina Marina Viktorovna**, 1st category engineer, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Khismatullin Denis Gafurovich**, chief specialist, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Bulatov Rustem Irekovich**, 1st category engineer, “LUKOIL-Engineering” LLC, Kogalym, Russia

**Vilkov Maxim Nikolaevich**, senior manager, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia