

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

GEOLOGY AND GEOECOLOGY

Научная статья
УДК 622.245.51
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-21-26>
EDN RCNSKA

Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 %

Алексей Витальевич Китель^{1✉}, Ильдар Ряшитович Халиуллов²

¹Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, aleksei_kitel@mail.ru[✉]

^{1,2}ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»,
Астрахань, Россия

Аннотация. Проведено обоснование применения новой технологии обработок призабойных зон (ОПЗ) нагнетательных скважин со сниженной концентрацией кислотных составов. Поддержание пластового давления при разработке месторождений осуществляется путем закачки воды в пласт в законтурную зону через нагнетательные скважины, в результате чего со временем фильтрационные характеристики пласта в околоскважинной зоне ухудшаются. С целью очистки призабойной зоны и как следствие увеличения приемистости нагнетательных скважин выполняются кислотные ОПЗ. Статья основана на всемирном опыте проведения обработок нагнетательного фонда с применением 12 %-го кислотного состава, а также на технологии выполненных ОПЗ нагнетательных скважин месторождений Северного Каспия с 8 %-ми кислотными составами. Технология ОПЗ применяется на всех этапах разработки нефтяных месторождений (залежей). ОПЗ проводятся на основании фактических показателей приемистости и/или после проведения геолого-технических мероприятий на фонде. Традиционно для целей ОПЗ терригенных коллекторов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» используются 12 %-е кислотные составы, которые подбираются по результатам лабораторных тестов под текущие пластовые условия. Технология ОПЗ включает в себя последовательное воздействие на призабойную зону и на отложения внутрискважинного оборудования углеводородным растворителем, раствором поверхностно-активных веществ и кислотным составом. При этом технология выполнения работ (очередность, скорость закачки, количество реагентов, количество пачек и т. д.) определяется специалистами в зависимости от состава и компоновки внутрискважинного оборудования, физико-химических характеристик пласта (толщины, пористости, проницаемости, забойной температуры, давления пласта, состава пород) и экономической оценки. Акцентируется внимание на принципах, технологиях и составах растворов, применяемых на месторождениях Северного Каспия.

Ключевые слова: технология проведения обработок призабойных зон, обоснование технологии, концентрация кислотного состава, солянокислотная обработка, поддержание пластового давления, нагнетательный фонд скважин, кислотный состав, обработка призабойной зоны, увеличение приемистости нагнетательной скважины

Для цитирования: Китель А. В., Халиуллов И. Р. Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 % // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 21–26. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-21-26>. EDN RCNSKA.

Original article

Justification of acid composition concentration reducing in bottom-hole zone treatments at injection wells from 12 to 8%

*Aleksei V. Kitel*¹✉, *Ildar R. Khaliullov*²¹*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, aleksei_kitel@mail.ru*✉^{1,2}*LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC,
Astrakhan, Russia*

Abstract. The substantiation of the application of a new technology for treatment of bottom-hole zone (hereinafter referred to as BHZ) treatment of injection wells with reduced concentration of acid compositions. Maintaining reservoir pressure during field development is carried out by injecting water into the formation in the bottom hole-zone through injection wells, as a result of which, over time, the filtration characteristics of the formation in the near-wellbore zone deteriorate. In order to clean the bottom-hole zone and, as a result, increase the pick-up rate of injection wells, acid stimulation is performed. The article is based on the world experience of treatment of injection wells using 12% acid composition, as well as on the technology of treatment of bottom-hole zones of injection wells of the Northern Caspian fields with 8% acid compositions. Bottom-hole zone treatment technology is applied at all stages of oil field (deposit) development. Bottom-hole zone treatments are carried out based on actual injectivity indicators and/or after geological and technical measures have been taken at the reservoir. LUKOIL-Nizhnevolzhskneft facilities traditionally use 12% acid compositions for treatment of terrigenous reservoirs, which are selected based on the results of laboratory tests for the current reservoir conditions. The BHZ technology includes sequential treatment of bottom-hole zone and down-hole equipment deposits with hydrocarbon solvent, surfactant solution and acid composition. At that, the technology of work execution (sequence, injection speed, quantity of reagents, number of packs, etc.) is determined by specialists depending on the composition and layout of down-hole equipment, physical and chemical characteristics of the formation (thickness, porosity, permeability, bottom-hole temperature, formation pressure, rock composition) and economic evaluation. The article focuses on the principles, technologies and compositions of solutions used in the North Caspian fields.

Keywords: bottom-hole zone treatment technology, technology justification, acid composition concentration, hydrochloric acid treatment, reservoir pressure maintenance, injection well stock, acid composition, bottom-hole zone treatment, injection well injectivity increase

For citation: Kitel A. V., Khaliullov I. R. Justification of acid composition concentration reducing in bottom-hole zone treatments at injection wells from 12 to 8%. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:21-26. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-21-26>. EDN RCNSKA.

Введение

В нефтепромысловом деле важное место занимает работа с фондом нагнетательных скважин, морские месторождения Северного Каспия не являются исключением. Для морских месторождений ведется работа на нагнетательном фонде в двух основных направлениях: поддержание необходимой поглотительной способности скважин (борьба с затуханием фильтрации) и освоение вновь вводимых скважин под нагнетание. Основной причиной этого являются загрязнения, вносимые потоком закачиваемого флюида и деградация призабойной зоны пласта (ПЗП).

В процессе разработки морских месторождений компании «ЛУКОЙЛ», расположенных на Нижней Волге, наблюдается постепенное падение дебитов эксплуатационных и снижение поглощающих возможностей нагнетательных скважин. Поэтому имеется острая необходимость регулярного восстановления и повышения приемистости скважин, обеспечивающих высокую продуктивность добычи нефти [1].

Методы увеличения приемистости нагнетательных скважин

Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин является одним из ключевых этапов в процессе добычи нефти и газа. Призабойная зона представляет собой область вокруг дна скважины, где происходит взаимодействие с пластом. Это место обладает особым значением для нагнетательного фонда, т. к. здесь скапливается большое количество загрязнений, которое без правильной обработки, может стать проблемой для поддержания пластового давления (ППД).

Цель обработки призабойной зоны (ОПЗ) – улучшить проницаемость пласта, увеличить закачку флюида в скважины и, как следствие, повысить объем добычи углеводородов.

Рассмотрим основные методы ОПЗ нагнетательных скважин, их особенности, преимущества и недостатки.

Одним из наиболее распространенных методов является гидроразрыв призабойной зоны (ГРП).

Этот метод основан на гидромеханическом воздействии на призабойную область с целью увеличения разрывов в пласте, что способствует увеличению проницаемости и улучшению дебита скважины. Для проведения гидроразрыва часто используют специальные технологические жидкости, которые создают дополнительное давление и ускоряют процесс разрыва пласта.

Также эффективными способами ОПЗ являются гидроразведка и гидрофракция. Эти методы заключаются в создании короткого временного давления на пласт с целью увеличения его проницаемости. Гидроразведка может быть эффективна в случае, когда призабойная зона находится в области больших напряжений и требуется создание дополнительных каналов для закачки флюида.

Однако в случае высокой стоимости методов, перечисленных выше, на нагнетательном фонде применяют метод ОПЗ, основанный на использовании химических реагентов. Этот метод предполагает ОПЗ специальными химическими композициями, которые способны улучшать проницаемость пласта и увеличивать дополнительную закачку в скважины. Этот метод наиболее эффективен в случае высоких

загрязнений колонны отложениями, уменьшающими диаметр скважины.

Стоит отметить, что ОПЗ является сложным и многоэтапным процессом, который требует высокой квалификации персонала и применения современного оборудования. Кроме того, при выборе метода обработки необходимо учитывать геологические особенности месторождения, характеристики нефти и газа, а также технические возможности. Для примера рассмотрим статистику проведения ОПЗ на месторождении № 1 Северного Каспия.

Результаты применения технологий на месторождении № 1 Северного Каспия

Основными источниками информации для оценки успешности проведения ОПЗ на нагнетательном фонде месторождения № 1 могут являться данные по анализу одной из скважин, на которой в течение года проводились соляно-кислотные обработки (СКО) (рис. 1). На данной скважине также тестировалось применение и 8 % раствора, что в итоге позволит сделать вывод об предложенной в данном исследовании технологии.

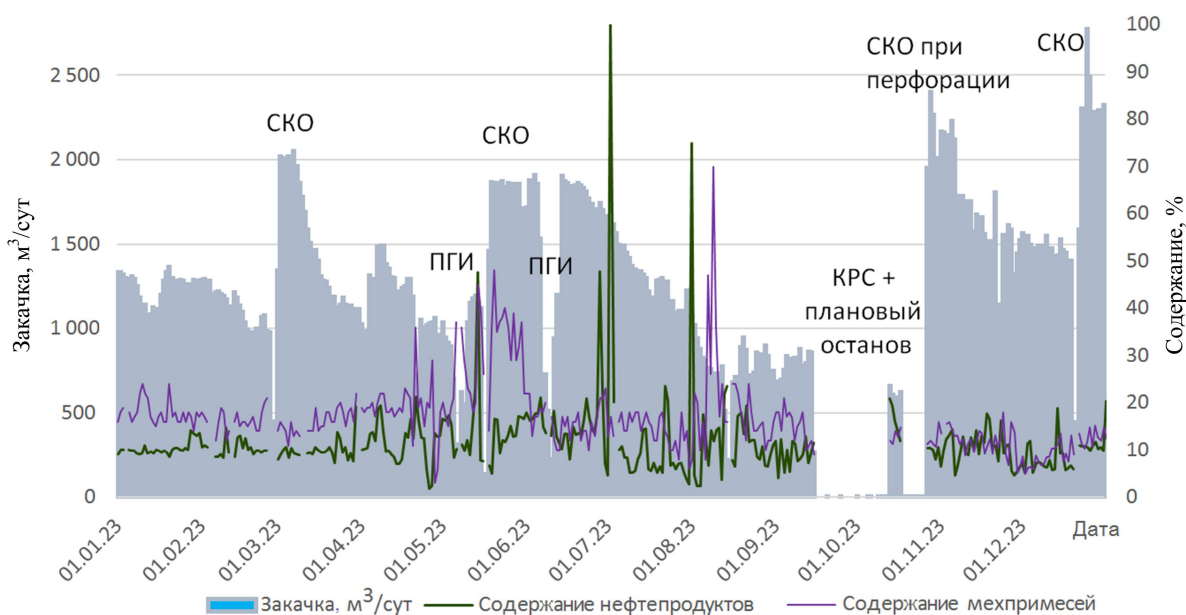


Рис. 1. Показатели нагнетательной скважины месторождения № 1 Северного Каспия: КРС – капитальный ремонт скважины; ПГИ – промыслово-геофизические исследования

Fig. 1. Indicators of the injection well of the North Caspian field N. 1: КРС – well overhaul; ПГИ – field and geophysical research

На рис. 1 в начале года прослеживается низкая приемистость нагнетательной скважины. После проведения СКО дополнительная закачка повышается на 1 000 м³/сут, что позволяет сделать однозначный вывод о эффективности технологии. Однако эффект

от применения данной технологии составляет порядка 1–1,5 месяца, после чего показатели закачки возвращаются на исходные значения, что требует проведение повторных обработок в течение года.

Технология проведения на данной скважине в начале года представляла следующую последовательность действий:

- 1) монтаж оборудования СКО;
- 2) закачка растворителя;
- 3) продавка морской водой с последующим техническим отстоем, 30 мин;
- 4) вызов притока;
- 5) продавка технической водой (морской);
- 6) технический отстой, 30 мин;
- 7) вызов притока;
- 8) продавка технической водой (морской);
- 9) технический отстой, 30 мин;
- 10) вызов притока;
- 11) продавка технической водой (морской);
- 12) технический отстой, 30 мин;
- 13) вызов притока;
- 14) продавка технической водой (морской);
- 15) технический отстой, 30 мин;
- 16) вызов притока;
- 17) продавка технической водой (морской);
- 18) технический отстой, 30 мин;
- 19) освоение (вызов притока) скважины;
- 20) закачка кислотного состава 12 %;
- 21) закачка отклонителя;
- 22) закачка кислотного состава 12 %;
- 23) продавка морской водой с последующим техническим отстоем, 60 мин;
- 24) вызов притока;
- 25) продавка технической водой (морской);
- 26) вызов притока;
- 27) продавка технической водой (морской);
- 28) вызов притока;
- 29) продавка технической водой (морская);
- 30) вызов притока;
- 31) продавка технической водой (морской);
- 32) вызов притока;
- 33) продавка технической водой (морской);
- 34) освоение (отработка) скважины;
- 35) демонтаж оборудования;
- 36) демобилизация оборудования и персонала.

Из представленного плана работ видно, что применялась технология динамических ванн с использованием растворителя и соляной кислоты 12 %.

Динамическая ванна – это технология ОПЗ, которая используется в нефтяной промышленности. Она представляет собой процесс, позволяющий создать динамическую среду в дренируемой зоне скважины с целью увеличения площади контакта кислотного состава с вмещающей породой. Технология динамических ванн включает в себя создание циркуляции рабочих растворов в призабойной зоне путем создания циклов чередования продавки составов и последующего их извлечения путем вызова притока из скважины методом газлифта. Это позволяет устранить заторы, растворить вто-

ричные отложения, улучшить проницаемость пласта и повысить производительность скважины. Кроме того, динамическая ванна может использоваться для интенсификации процесса закачки химических реагентов в призабойную зону, что способствует улучшению состояния скважины и увеличению объема закачки флюида.

Применяемый при обработках растворитель представляет собой смесь ароматических и алифатических углеводородов, а также высокоактивных соразтворителей: первичных, вторичных и третичных спиртов изо- и нормального строения с числом углеродных атомов от 2 до 6, простых и сложных эфиров. Готовая к применению товарная форма применяется при кислотных обработках скважин, осложненных загрязнением/выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в ПЗП.

Применяемый кислотный состав представляет собой смесь растворителей и поверхностно-активных веществ (ПАВ), содержащихся в строго определенных соотношениях. ПАВ, входящие в состав кислоты, адсорбируясь на поверхности пористой среды, способствуют гидрофилизации породы с одновременным увеличением проницаемости коллектора для фильтрации воды, за счет чего приемистость скважин возрастает. В рабочий раствор кислотного состава добавляют усиленный модификатор с целью обеспечения высокой растворяющей способности по отношению к нефтяным углеводородам, содержащимся в кольматирующих осадках нагнетательных скважин.

Отклонитель предназначен для создания дополнительных фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых зонах и последующего увеличения охвата активной кислотой участков ПЗП, подвергшихся кислотному воздействию в меньшей степени.

Таким образом, ОПЗ нагнетательных скважин играет важную роль в процессе добычи углеводородов. Технологии обработки разнообразны и могут быть выбраны в зависимости от конкретных условий месторождения. Однако важно помнить, что успешная ОПЗ требует комплексного подхода, высокой квалификации специалистов и использования совершенствования применяемых технологий.

Анализ пластовой воды и осадков, отобранных из нагнетательных скважин во время проведения обработок, показал наличие в воде органических веществ, а в осадках – ил и песок. Были обнаружены карбонатные и сульфатные материалы и сульфид железа.

Поэтому для правильного выбора метода воздействия и прогнозирования межпрофилактического периода работы нагнетательной скважины необходимо знать механизм загрязнения ее призабойной зоны (рис. 2).

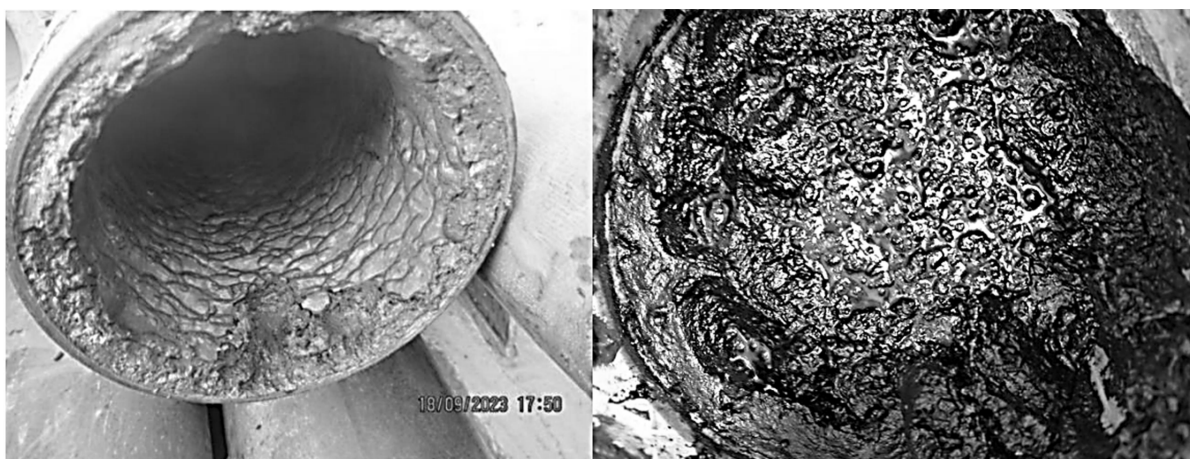


Рис. 2. Примеры загрязнений, наблюдаемых на насосно-компрессорных трубах нагнетательных скважин месторождения № 1 Северного Каспия

Fig. 2. Examples of contamination observed on pumping and compressor pipes of injection wells of the North Caspian field N. 1

В результате комплексных геохимических и минералогических исследований техногенных отложений установлено, что в их составе содержится: механических примесей – 17,1–19,5 %, компонентов нефти – 23,2–28,6 % и адсорбированной воды – 51,9–60,9 %. Невысокие концентрации парафина, смол и асфальтенов, не превышающие содержание данных компонентов в сырых нефтях, не позволяют характеризовать отложения из насосно-компрессорных труб (НКТ) как АСПО. Механические примеси на 95 % представлены соединениями железа (лепидокрокитом и грейгитом), остальные 5 % – это смесь кварца, кальцита и галита.

СКО основана на способности соляной кислоты химически разлагать карбонатные породы – известняки, доломиты, доломитизированные известняки, химические реакции, происходящие при этом, выражаются уравнениями:

– для известняка: $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$;

– для доломита: $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами не выпадают в осадок. Под действием соляной кислоты в комбинации с растворителем образуются кавернообразные каналы и расширяются естественные трещины продуктивного пласта, а также очищают от АСПО колонну. Обработку пласта на месторождениях Северного Каспия в основном производят 12–20 %-м раствором соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей воды приходится от 12 до 20 весовых частей соляной кислоты.

Для химического воздействия на терригенные породы Северного Каспия на практике применяют соляную кислоту HCl. Плавиковая (фтористоводородной) кислота HF не применяется для терриген-

ных отложений неокома по причине образования большого количества вторичных нерастворимых осадков. При этом соляная кислота подтверждает исключительно высокую способностью взаимодействовать с песками, песчаниками, глиной и глинистым цементом.

Заключение

В результате обширного изучения данных, полученных из тестирования растворимости представленных загрязнений как в центральных, так и в отраслевых изданиях, лабораторных и промышленных исследований, проводимых для усовершенствования имеющихся способов обработок и создания новых способов борьбы с АСПО, было установлено, что применение кислотного состава 8 % не уступает по своим свойствам кислотному составу 12 %. В следствии чего была разработана и протестирована следующая технология ОПЗ скважины (отработка (очистка) скважины после каждого этапа закачки химических реагентов производилась до выхода чистового пластового флюида исходя из свободного объема судна/судов, предназначенных для приема жидкости при СКО, с обеспечением непрерывного процесса работы):

- 1) монтаж оборудования СКО;
- 2) закачка отмывающего агента (подтоварная вода с растворителем);
- 3) техническое ожидание, 180 мин;
- 4) установка кислотной ванны с кислотным составом 8 % в НКТ;
- 5) техническое ожидание, 180 мин;
- 6) закачка растворителя;
- 7) техническое ожидание, 180 мин;
- 8) закачка растворителя;
- 9) техническое ожидание, 180 мин;

- 10) закачка кислотного состава 8 %;
- 11) продавка подтоварной водой;
- 12) техническое ожидание, 180 мин;
- 13) вызов притока;
- 14) продавка подтоварной водой;
- 15) вызов притока;
- 16) продавка подтоварной водой;
- 17) вызов притока;
- 18) продавка подтоварной водой;
- 19) освоение (вызов притока) скважины;
- 20) демонтаж оборудования;
- 21) демобилизация оборудования и персонала.

Данная технология была опробована в конце года (см. рис. 1) и показала свою эффективность за

счет увеличения времени применения кислотных ванн в колонне, а также в результате снижения концентрации кислотного состава, кроме этого, была доказана экономическая эффективность применения данной технологии обработки.

По результатам выполненного анализа реализованных ОПЗ сделан вывод, что применение 8 % кислотных составов существенно снижают риски коррозионных процессов оборудования, находящегося в контакте с рабочими растворами (в т. ч. и судов на морских месторождениях, используемых для транспортировки скважинной жидкости при ОПЗ).

Список источников

1. Калиев А. С., Серюгин А. В., Халиуллов И. Р. Проведение комбинированных обработок призабойной зоны пласта морских водонагнетательных скважин, представленных терригенными коллекторами // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья

и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIV Международ. науч.-практ. конф., Астрахань, 11–12 окт. 2023 г. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2023. С. 162–167. URL: <https://astu.org/Uploads/9-206%20umen.pdf> (дата обращения: 01.02.2024).

References

1. Kaliev A. S., Seriugin A. V., Khaliullov I. R. Provedenie kombinirovannykh obrabotok prizaboynoi zony pla-sta morskikh vodonagnetatel'nykh skvazhin, predstavlen-nykh terrigennymi kollektorami [Carrying out combined treatments of the bottomhole formation zone of offshore water injection wells represented by terrigenous reservoirs]. *Noveishie tekhnologii osvoeniia mestorozhdenii uglevodorod-*

nogo syr'ia i obespechenie bezopasnosti ekosistem Kaspiiskogo shel'fa: materialy XIV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Astrakhan', 11–12 oktiabria 2023 goda. Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2023. Pp. 162–167. Available at: <https://astu.org/Uploads/9-206%20umen.pdf> (accessed: 01.02.2024).

Статья поступила в редакцию 19.01.2024; одобрена после рецензирования 01.02.2024; принята к публикации 13.02.2024
The article was submitted 19.01.2024; approved after reviewing 01.02.2024; accepted for publication 13.02.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Алексей Витальевич Китель – аспирант кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; геолог 2 категории отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений и повышения нефтеотдачи пластов; ООО «ЛУ-КОЙЛ-Нижневожскнефть»; aleksei_kitel@mail.ru

Aleksei V. Kitel – Postgraduate Student of the Department of Geology of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; Geologist of the 2nd category of the Department for Monitoring the Development of Oil and Gas Fields and Enhanced Oil Recovery; LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC; aleksei_kitel@mail.ru

Ильдар Ряшитович Халиуллов – ведущий геолог отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений и повышения нефтеотдачи пластов; ООО «ЛУ-КОЙЛ-Нижневожскнефть»; KhaliullovIR@lukoil.com

Ildar R. Khaliullov – Leading geologist of the Department for Monitoring the Development of Oil and Gas Fields and Enhanced Oil Recovery; LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC; KhaliullovIR@lukoil.com

