

## СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ТРИЗ

**П.П. Повжик, А.В. Серебrenников**  
(РУП «ПО «Белоруснефть»)

**Н.А. Демяненко**  
(БелНИПИнефть)

Применение имеющихся в арсенале нашего региона (на месторождениях Припятского прогиба) технологий интенсификации разработки залежей нефти (таких как бурение горизонтальных и многозабойных скважин, в том числе с МГРП, боковых стволов, ГРП, физико-химических МУН, радиального вскрытия пластов, различных разновидностей кислотного воздействия и др.) в ряде случаев не обеспечивает возможность рентабельной разработки ТРИЗ. Поэтому возникает необходимость понимания, какие технологии применяются при разработке ТРИЗ в других нефтегазодобывающих регионах, и оценки возможности адаптации этих технологий в условиях ТРИЗ нефтяных месторождений Припятского прогиба. Для ответа на этот вопрос сделаем обзор публикаций за последние 10 лет (2010–2020 гг.) по современным технологиям разработки ТРИЗ в Российской Федерации.

Обзор литературных источников показывает, что для вовлечения в активную разработку ТРИЗ, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах, широкое применение находят такие агрессивные технологии воздействия на околоствольную зону скважины, как ГРП в различных видах его реализации, бурение разветвленных и многозабойных скважин.

Так, для достижения промышленных притоков нефти из залежей с ТРИЗ [1–5] предложено увеличение зоны дренирования одной скважины за счет бурения горизонтального окончания с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Эффективность МГРП на горизонтальных скважинах выше в 2,5 раза по сравнению с эффективностью на наклонно направленных с проведением стандартной операции по ГРП. Это обеспечивает прирост извлекаемых запасов нефти, возрастает скорость отбора, обеспечивается более высокая технологическая эффективность ввода в разработку низкопроницаемых и весьма неоднородных объектов. Данную технологию широко применяют для разработки сложно построенных месторождений Западной Сибири, Волгоградской области, Пермского края и др. нефтегазодобывающих регионов.

Бурение разветвленных горизонтальных (РГС) и многозабойных скважин является эффективной технологией увеличения их продуктивности [6–8]. Наибольшая эффективность РГС, по расчетам на постоянно действующих геолого-технологических моделях (ПДГТМ), достигнута при

бурении двух ответвлений под углом, близким к  $90^\circ$ , и оказалась на 10 % выше по сравнению с бурением двух коротких стволов под углом около  $15^\circ$ . Многозабойное бурение следует рассматривать как следующий этап в развитии горизонтального бурения. Уникальность технологии заключается в формировании системы горизонтальных стволов в продуктивном пласте, что означает переход с линейных на площадные системы охвата залежи дренированием при разработке. Основное преимущество разветвленно-горизонтальных скважин состоит в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом. Это приводит к увеличению площади дренирования скважины и снижению депрессии в пласте, что является первичным фактором. К вторичным факторам относятся: увеличение коэффициента продуктивности, дебита скважины, нефтеотдачи пласта; сокращение затрат на строительство скважины в себестоимости добычи нефти.

Для повышения интенсивности и эффективности выработки остаточных извлекаемых запасов на зрелых месторождениях на последней стадии разработки применяются технологии, направленные на вовлечение в разработку застойных зон, невыработанных линз, рассеянных запасов в заводненных зонах.

Наиболее эффективным мероприятием по интенсификации добычи нефти на месторождениях Соликамской депрессии является зарезка боковых стволов [9].

Опытно-промышленные работы по испытанию воздействия мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на объект БВ8 Самотлорского месторождения с целью доизвлечения остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) показали высокую технологическую эффективность метода [10]. В работе [11] подтверждена технологическая эффективность водогазового воздействия в режиме нестационарного воздействия на пласт для вытеснения вязкой нефти из карбонатных коллекторов на периферийных залежах (участках) с организацией подготовки водогазовых смесей на месте их закачки.

Условия эффективного водогазового и газового воздействия на продуктивные пласты в верхнеюрских и ачимовских отложениях Выинтойского нефтяного месторождения обоснованы авторами [12]: для пласта ЮВ попеременная закачка «жирного» газа и воды с циклами 3 месяца газ и 3 месяца вода с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 15 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  при суммарном объеме закачки газового агента 20 % от порового объема пласта; для пласта Ач постоянная закачка «жирного» газа с максимальной приемистостью нагнетательных скважин по газу 30 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Как показывает опыт Российских нефтяных компаний и мировой опыт, эффективная разработка пластов со сложным геологическим строением невозможна без массового использования методов воздействия на пласт. В настоящее время большое внимание уделяется физико-химиче-

ским методам увеличения нефтеотдачи пластов (ФХ МУН), основанным на создании внутрипластовых оторочек, регулировании фильтрационных потоков с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, осадкогелеобразующих композиций, растворов кислот и щелочей, органических растворителей. Доля физико-химических методов в общей структуре методов увеличения нефтеотдачи, применяемых в мировой промысловой практике, составляет лишь 3,3 % [13]. Вместе с тем, положительный опыт применения ФХ МУН на объектах ОАО «ЛУКОЙЛ» позволяет прогнозировать, что ФХ МУН в ближайшие годы получат наибольшее развитие.

Массированное применение ХМ ПНП на нагнетательном фонде скважин зарекомендовало себя как успешный подход оптимизации применения потокоотклоняющих технологий [14]. Применение массированной закачки ХМ ПНП привело к более высокому снижению обводненности и приросту дебита нефти на добывающих скважинах, ранее слабо реагирующих при точечных (единичных) обработках. Массированное применение ХМ ПНП позволяет в краткие сроки создать в пласте большой суммарный объем гидроэкрана, в результате чего нагнетаемые потоки воды фильтруются в менее дренируемые интервалы пласта (результаты ПГИ подтверждают перераспределение закачки по 90 % нагнетательных скважин). Благодаря 100 % охвату нагнетательного фонда обработками удается избежать прорыва нагнетаемой воды.

Вопрос об использовании для активизации выработки ТриЗ ПАВ на современном этапе развития нефтедобычи не вызывает сомнений. Применение ПАВ в различных технологиях повышения нефтеотдачи пластов является наиболее предпочтительным и определяется многоплановым механизмом действия ПАВ [15].

Обязательным условием получения оптимальных результатов применения ФХ МУН является системность применения. Регулярное (1-2 раза в год) использование ФХ МУН дает более высокий суммарный технологический эффект по сравнению с единовременной закачкой состава того же объема [16]. Периодически повторяющееся применение ФХ МУН должно сопровождаться обработкой призабойной зоны (ОПЗ) скважин добывающего фонда для увеличения работающего интервала пласта. Закачка растворов ПАВ должна проводиться комплексно с потокоотклоняющими составами, так как одно из следствий обработки пласта только ПАВ – прогрессирующий рост обводненности добываемой продукции. Необходимо увеличить использование растворов с ПАВ для доотмыва остаточной нефти.

Проведенными лабораторными и опытно-промысловыми исследованиями выявлено [17], что реструктурированная вода увеличивает коэффициент вытеснения нефти и, соответственно, коэффициент нефтеотдачи как текущий, так и конечный, также увеличивается энергоэффективность поддержания пластового давления. Технология реструктуризации

воды с применением агента L6 реализуема как в лабораторных, так и в промысловых условиях.

Авторы [18-20] считают, что для активизации притоков углеводородов в околоствольной зоне пласта наиболее предпочтительным методом являются ультразвуковые обработки (УЗО). Необходимым условием для качественного проведения ультразвуковых обработок пластов является работа на депрессии, для выноса продуктов реакции (диспергированных продуктов засорения) из пласта в скважину. Предпочтительным методом создания депрессии на пласт считается использование струйного насоса в сочетании с УЗО. Модельные расчеты ультразвукового воздействия на пористую матрицу позволили установить изменение распределения пористости и равновесной концентрации тяжелых углеводородов, что способствует лучшему протеканию нефти через поры и, как следствие, – увеличению объема вышедшей из пористого коллектора нефти и росту КИН более чем на 30 %.

На месторождениях нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» широко применяется технология нестационарного заводнения (НЗ). Общее число скважино-операций НЗ за 5 лет составило 1998. Дополнительно за этот период добыто 248,5 тыс. т нефти при средней удельной эффективности 124 т/скв.-опер. [21].

Авторами [22] обобщен огромный фактический материал по опытно-промысловым испытаниям технологии нестационарного заводнения на многочисленных месторождениях с терригенными и карбонатными коллекторами. Определены наиболее эффективные подходы к реализации циклического нестационарного заводнения на различных площадях на основе данных о фактических объемах дополнительной добычи. Впервые получена и подтверждена расчетами эмпирическая зависимость прироста КИН от абсолютной проницаемости пласта-коллектора (матрицы) на основе данных результатов опытно-промысловых испытаний шести площадей Ромашкинского месторождения.

На месторождении Кумколь (Республика Казахстан) четко прослеживается следующая тенденция: если плотность подвижных запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых прослоях коллектора, менее 1,5 тыс. т, то эффект от НЗ отсутствует или отрицательный [23]. При увеличении плотности подвижных запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых прослоях коллекторов, свыше указанного предельного значения, эффективность НЗ увеличивается пропорционально росту запасов.

Для залежей высоковязкой нефти Бурановского месторождения [24] использована технология термоциклического воздействия. Опробование показало, что термоциклическое воздействие на призабойную зону скважин эффективно для применения на всех скважинах Бурановского месторождения, эксплуатирующих визейские отложения, а также отложения других горизонтов. Среднее увеличение добычи нефти на одну скважину гарантированно составляет 2 т/сут, достигнуто уменьшение обводненности добываемой продукции в среднем на 20-30 %.

На опытном участке в районе скважины 219 Средне-Назымского месторождения ОАО «РИТЭК» с августа 2009 г. ведутся промышленные испытания технологии термогазового воздействия (ТГВ), освоение техники и технологии закачки воздуха и воды, а также системы контроля процесса ТГВ [25]. Геологическое строение баженовской свиты (БС) этого месторождения характеризуется чередованием дренируемых и недренируемых зон, что весьма благоприятно для организации теплового воздействия на недренируемые зоны из дренируемых.

Для ПНП в пластах с ТриЗ авторами [26] предлагается применять комплексные технологии, включающие выравнивание профилей приемистости (ВПП) с форсированными отборами жидкости, ВПП с НЗ и ряд других сочетаний.

При комплексном воздействии [27] на первой стадии организуют НЗ с последующим проведением форсированных отборов. Для повышения эффективности НЗ рекомендуется при заводнении использовать ПАВ низких концентраций и спирты. За счет ионообменных процессов происходит увеличение гидравлического радиуса пор коллекторов и снижение капиллярного давления.

На Новохазинской площади Арланского месторождения и Александровской площади Туймазинского месторождения [28] опробован для ПНП микробиологический метод воздействия (МБМ), который основан на закачке в пласт биомассы микроорганизмов, например, сухого активного ила (САИ) в нагнетательные скважины на нефтяных месторождениях средней и поздней стадий разработки, где имеет место высокий уровень обводненности добываемой продукции.

Авторами [29] проведена оценка влияния повторного ввода в 2000 г. в разработку месторождения Учкизил на конечный коэффициент извлечения нефти. Оценка начальных извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения показывает, что их величина для условий первичной разработки месторождения составляет 388 тыс. т, а ожидаемый конечный коэффициент извлечения нефти 23,9 %. Для периода повторной разработки месторождения эти величины составляют 466 тыс. т и 28,9 %, соответственно. В результате повторного ввода месторождения в разработку, после почти 23-летней консервации, снизилась как средняя обводненность продукции скважин на 3,7 %, так и достигнуто увеличение конечного коэффициента извлечения нефти на 5 %.

Промысловые эксперименты по технологии «сегрегация пластовых флюидов» (СПФ), выполненные на трех залежах месторождений Западной Сибири с высокой, средней и низкой проницаемостью и значительно различающейся расчлененностью, показали [30], что в наибольшей степени для эффективной реализации этой технологии подходят залежи со средней проницаемостью, у которых по разрезу отмечается увеличение проницаемости снизу вверх, между пропластками отсутствуют значительные перемычки и имеется слияние пропластков с разной про-

нищаемостью между собой с образованием единого гидродинамического резервуара.

В работе [31] приведены технологии по реализации проекта «одна скважина – две функции» для условно вертикальной и горизонтальной скважин. Скважина с двойным назначением имеет сложный профиль ствола и значительное количество внутрискважинного оборудования, поэтому предполагается применение в скважине безмуфтовой длинномерной колтюбинговой трубы с соответствующим оборудованием в ее конечной части. Кабель электропитания с функцией обратной связи должен находиться внутри колтюбинговой трубы для обеспечения безаварийных спускоподъемных операций подземного оборудования многофункциональной скважины.

Проведенный анализ [32, 33] для месторождений Пермского края позволил сравнить эффективность таких технологий как кислотный гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов, радиальное бурение и кислотные обработки. По соотношению технологического эффекта и цены за операцию авторы [32] выделяют перспективность технологии радиального бурения. Рекомендательными технологическими критериями подбора скважин-кандидатов для радиального бурения являются отношение текущего пластового давления к начальному не менее 0,55, проницаемость пласта более 0,01 мкм<sup>2</sup>, обводненность продукции скважин менее 50 %.

Авторы работы [34] отмечают, что изменение структуры разрабатываемых запасов и нефтеотдачи в определенной степени взаимосвязано с развитием технологий воздействия на пласты, технологий нефтеизвлечения, так как освоение трудноизвлекаемых запасов потребовало использования новых технологических решений. При этом взаимная конфигурация этих зависимостей свидетельствует, по мнению авторов [34], об опережающей роли динамики развития количества трудноизвлекаемых запасов и существенном отставании темпов соответствующего совершенствования технологий. В нефтяной промышленности, по существу, наиболее активно используется достаточно ограниченный перечень базовых технологий воздействия на пласты.

По мнению [35], в настоящее время все больше упоминаний встречается о проведении опытных работ по новым модификациям старых технологий МУН на очередном витке научно-технологического развития, таким как: ASP (щелочь-ПАВ-полимерное заводнение), закачка кислородосодержащих смесей (термогазовый метод), различные методы изменения состава закачиваемой воды (Smart Water, Bright Water, ионно-модифицированная вода), водогазовое воздействие, тепловые методы, гидродинамические методы.

По результатам исследований [36] наиболее эффективными технологиями вытеснения нефти повышенной вязкости из неоднородных коллекторов являются: вытеснение нефти растворами двуокиси углерода, при нагнетании которых полнота вытеснения самая высокая (до 91 % и

выше), а коэффициент нефтеотдачи может достигать 73 %; газовые и водогазовые технологии на базе углеводородного газа с совмещением их с нестационарными процессами и вводом химреагентов на прием глубоких насосов; применение в качестве нефтеснижающего агента таких загустителей, как полимерные растворы, волокнисто-дисперсные системы, оксиэтилцеллюлоза и др. композиции; сочетание применения различных добавок растворов химреагентов, например, в водогазовую смесь.

В ближайшей перспективе на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» для вовлечения в рентабельную разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами планируется испытание следующих технологий [37]: бурение скважин с горизонтальным заканчиванием с использованием оборудования для многозонного ГРП; применение сверлящего перфоратора; водоизоляционные работы с использованием кремнийорганических составов и на основе жидкого стекла; потокоотклоняющие технологии в нагнетательных скважинах; многообъемные кислотные обработки с временным отключением высокопроницаемых прослоев вязкоупругими ПАВ; ГРП с использованием высокопрочных проппантов; акустическое воздействие при гидровоздействии; КГРП с использованием гелированных кислот; КГРП с закреплением трещин проппантом; низкочастотное акустическое воздействие в нефтяных скважинах; полимерное заводнение; применение бинарных смесей; выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин с использованием синтетических полимеров, обладающих повышенной стойкостью к минерализованным водам. Повышение эффективности разработки месторождений на поздних стадиях является комплексной многофункциональной задачей, требующей постоянной системной организации по всему циклу работ [37].

Подводя итог по выполненному обзору, можно согласиться [34, 35], что за последние 10 лет происходила, в основном, только модификация старых технологий МУН на новом витке научно-технологического развития. Последнее не привело к кардинальному изменению темпов извлечения ТРИЗ. По-прежнему наблюдается опережающая динамика увеличения количества трудноизвлекаемых запасов и существенное отставание темпов совершенствования технологий от темпов увеличения ТРИЗ. Развитие технологий интенсификации разработки залежей нефти с ТРИЗ Припятского прогиба соответствует общей тенденции развития технологий других нефтегазодобывающих регионов.

#### Список литературы

1. Шорохов, А.Н. Основные особенности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах / А.Н. Шорохов, М.А. Азаматов, А.А. Артамонов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 5. – С. 46-51.
2. Кривова, Н.Р. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой гори-

зонтальных скважин / Н.Р. Кривова, Д.С. Решетникова, К.В. Федорова, С.В. Колесник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 5. – С. 52-57.

3. Проскурин, В.А. Особенности освоения и перспективы разработки юрских отложений Ново-Покурского месторождения / В.А. Проскурин, М.А. Виноходов, Н.И. Хисамутдинов, Д.К. Сагитов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 6. – С. 41-44.

4. Бухаров, А.В. Проведение большеобъемных ГРП на объектах большой толщины месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки (на примере объекта БВ8 Повховского месторождения) / А.В. Бухаров, Р.Т. Алимханов, А.В. Родионов, Д.А. Астафьев, Е.Н. Малышаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 10. – С. 53-59.

5. Соколов, В.С. Повышение эффективности разработки месторождения очень сложного геологического строения / В.С. Соколов, А.С. Епифанцев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 30-35.

6. Крамар, В.Г. Особенности разработки месторождений Когалымского района с применением разветвленно-горизонтальных скважин / В.Г. Крамар // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 64-69.

7. Мукаев, Р.Х. Опыт применения многозабойных скважин для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Пермского края / Р.Х. Мукаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 39-42.

8. Хакимзянов, И.Н. Особенность разработки локальных участков залежей Ромашкинского месторождения разветвленно-горизонтальными скважинами / И.Н. Хакимзянов // Нефтепромышленное дело. – 2012. – № 4. – С. 12-15.

9. Щербаков, А.А. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти (на примере месторождений Соликамской депрессии) / А.А. Щербаков, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 2. – С. 70-73.

10. Земцов, Ю.В. Результаты закачек мелкодисперсной водогазовой смеси для увеличения нефтеотдачи объекта БВ8 Самотлорского месторождения / Ю.В. Земцов, А.С. Тимчук, А.В. Баранов, А.С. Гордеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 49-55.

11. Вафин, Р.В. Опыт создания локальных периферийных участков отбора нефти из пласта водогазовыми технологиями / Р.В. Вафин, Н.И. Хисамутдинов, Р.Х. Гильманова, А.Ф. Егоров, А.Г. Миннуллин, И.И. Литвинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. – С. 63-66.



12. Валеев, А.С. Повышение эффективности выработки остаточных запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов с использованием газового и водогазового воздействия / А.С. Валеев, Ю.А. Котенев, А.Ю. Котенев, В.Ш. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7. – С. 59-64.
13. Рамазанов, Д.Н. Роль методов увеличения нефтеотдачи в обеспечении социально-экономической стабильности регионов с истощающимися ресурсами / Д.Н. Рамазанов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 68-70.
14. Хорюшин, В.Ю. Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приемистости скважин. Опыт массивированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ1-2 Кечимовского месторождения / В.Ю. Хорюшин, А.С. Коротенко, Р.Ф. Мазитов, А.В. Бармин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 86-94.
15. Бабалян, Г.А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян. – М. : Недра, 1983. – 216 с.
16. Москальчук, А.В. Применение поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / А.В. Москальчук, Ю.В. Пахаруков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 69-73.
17. Хузин, Р.Р. Анализ опытно-промышленных работ по закачке реструктурированной воды в карбонатные отложения Некрасовского месторождения / Р.Р. Хузин, Н.Н. Соловьев, Д.А. Салихов, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, В.Ш. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 5. – С. 40-46.
18. Муллакаев, М.С. Анализ опытно-промысловых испытаний ультразвуковой технологии на скважинах Самотлорского месторождения / М.С. Муллакаев, Ю.А. Салтыков, А.А. Салтыков, Р.М. Муллакаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7. – С. 71-85.
19. Муллакаев, М.С. Анализ существующего акустического оборудования и технологий его применения для повышения нефтеотдачи / М.С. Муллакаев, А.А. Салтыков, Ю.А. Салтыков, Р.М. Муллакаев, А.Р. Раянов, В.Г. Прачкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 10. – С. 60-70.
20. Муллакаев, М.С. Ультразвуковая технология повышения продуктивности низкодебитных скважин / М.С. Муллакаев, В.О. Абрамов, А.А. Печков, И.Л. Ероменко, В.М. Новоторцев, И.Б. Баязитов, И.Б. Есипов, Д.А. Баранов, А.А. Салтыков // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 4. – С. 25-32.
21. Гуляев, В.Н. Исследование влияния нестационарного заводнения на эффективность разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная

Сибирь» / В.Н. Гуляев, Н.П. Захарова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 9. – С. 48-51.

22. Чертенков, М.В. Результаты опытно-промысловых испытаний технологии циклического заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах / М.В. Чертенков, Э.А. Мамедов, И.В. Ханин, А.Р. Аубакиров, Р.А. Саблин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 2. – С. 5-12.

23. Абилхаиров, Д.Т. Определение условий положительной эффективности циклического воздействия на участке первого эксплуатационного объекта месторождения Кумколь / Д.Т. Абилхаиров, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 37-39.

24. Волков, А.Я. Комплексное испытание технологии термоциклического воздействия на призабойную зону добывающей скважины Бурановского нефтяного месторождения ОАО «Белкамнефть» / А.Я. Волков, С.Ю. Борхович, К.А. Волков, В.А. Шляховский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 2. – С. 24-29.

25. Боксерман, А.А. Промысловые исследования внутрипластовых окислительных процессов при термогазовом воздействии на породы баженовской свиты / А.А. Боксерман, В.Н. Власов, А.С. Ушакова, В.И. Корева, О.В. Чубанов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 78-82.

26. Куликов, А.Н. К вопросу оптимального сочетания и последовательности применения технологий ограничения водопритока и повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти различного типа / А.Н. Куликов, Л.А. Магадова, Д.Ю. Елисеев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 1. – С. 25-34.

27. Ваганов, Ю.В. Технология комплексного воздействия на нефтяную залежь в период поздней стадии разработки / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, А.К. Ягафаров // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 11. – С. 5-9.

28. Арсланова, Л.З. Разработка критериев оптимизации микробиологического метода повышения нефтеотдачи на завершающей стадии разработки нефтяной залежи / Л.З. Арсланова, А.Ю. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 16-22.

29. Агзамов, А.Х. Оценка возможности повторного ввода в разработку длительно законсервированных месторождений с высоковязкими нефтями / А.Х. Агзамов, А.Х. Каршиев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 8. – С. 8-11.

30. Захарова, Н.П. Анализ реализации технологии «сегрегации пластовых флюидов» на месторождениях Западной Сибири на примере Кочевского, Восточно-Придорожного и Повховского месторождений / Н.П. Захарова, С.А. Фуфаев, Н.А. Демяненко, М.М. Галиев // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9. – С. 30-41.

31. Денисламов, И.З. Применение многофункциональных скважин при разработке месторождений / И.З. Денисламов, З.Р. Рабартдинов, Р.Р. Ишбаев, Г.И. Денисламова // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 11. – С. 7-11.

32. Кривошеков, С.Н. О направлениях совершенствования технологии радиального вскрытия пласта с трудноизвлекаемыми запасами для повышения нефтеотдачи / С.Н. Кривошеков, А.А. Кочнев, К.А. Вяткин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 1. – С. 32-35.
33. Новокрещенных, Д.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пластов на месторождениях Пермского края / Д.В. Новокрещенных, А.В. Распопов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 54-57.
34. Фомкин, А.В. Тенденции и условия развития технологий повышения эффективности нефтеизвлечения в России и за рубежом / А.В. Фомкин, С.А. Жданов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 12. – С. 35-42.
35. Фомкин, А.В. Проблемы и перспективы освоения нефтяных месторождений со сложно построенными карбонатными объектами и залежами фундамента / А.В. Фомкин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 5-11.
36. Рахматуллин, А.А. Оценка эффективности некоторых технологий вытеснения трудноизвлекаемых запасов нефти и пути их совершенствования / А.А. Рахматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 7. – С. 35-38.
37. Муляк, В.В. Повышение эффективности разработки месторождений на поздней стадии как комплексная организационно-технологическая задача / В.В. Муляк, Н.А. Лядова, В.Л. Воеводкин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 96-99.