

Увеличение нефтеотдачи в карбонатных пластах Волго-Уральской нефтяной провинции: проблемы и решения

Л.Е. Ленченкова¹, С.А. Вежнин², Ф.Э. Сафаров^{2,3}, И.П. Новиков⁴, Р.Н. Якубов¹,
М.А. Варфоломеев⁵, С.А. Назарычев⁵, А.О. Малахов⁵, Р.Р. Асадуллин¹, Т.Ф. Хаернасов¹,
А.С. Павлик¹, А.Э. Фетисов¹, А.Г. Телин^{2*}

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», Уфа, Россия

³Уфимский институт химии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Уфа, Россия

⁴ООО «Нафта-Сервис», Альметьевск, Россия

⁵Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Увеличение нефтеотдачи и интенсификация добычи нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтяной провинции осуществляется посредством планирования и проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), а классические многообъемные физико-химические и газовые методы практически не применяются. В этом отношении особое значение имеют технологическая эффективность отдельных видов ГТМ и применение их системным образом.

Опираясь на анализ российского опыта, а также на собственные экспериментальные и опытно-промышленные исследования, авторы данной статьи приводят результаты применения отдельных видов воздействия, которые успешно прошли апробацию в промышленных условиях и показали высокую эффективность. Представлены данные лабораторной проработки всех технологических операций, предшествующей опытно-промышленным испытаниям. Показано эффективное применение закачки оторочек поверхностно-активных веществ (ПАВ) в карбонатные пласты с высокой вязкостью нефти и высокой минерализацией пластовой воды. Обработки по выравниванию профиля приемистости осуществлены с помощью полиакрилатных и модифицированных полиакриламидных реагентов (NGT-Chem-2 и NGT-Chem-6), которые сшиваются ионами жесткости и алюминия. Приведены данные по изменению профиля приемистости и дополнительной добыче нефти на высокотемпературных карбонатных объектах разработки. Водоизоляция скважины в трещиновато-поровом коллекторе проведена с помощью самогенирующейся пенополимерной системы и волокнистого полимерно-гелевого композита. Интенсификацию притока нефти одновременно с водоизоляцией предложено осуществлять с использованием волокнистого полимерногелевого композита и интенсифицирующей кислотной композиции с замедленным временем реакции с карбонатной горной породой и элементами самоотклонения – за счет добавок талловых масел и ПАВ. Цель работы – ознакомить с лучшими практиками проведения ГТМ проектировщиков, чтобы в проектные документы закладывались современные проверенные технологии, а при проектировании системного воздействия на карбонатные объекты разработки использовался передовой опыт сервисных предприятий.

Ключевые слова: системная технология, карбонатный коллектор, выравнивание профиля приемистости, малообъемные методы увеличения нефтеотдачи, гелеосадкообразующие реагенты, закачка оторочек ПАВ, направленные кислотные обработки с отклонителями

Для цитирования: Ленченкова Л.Е., Вежнин С.А., Сафаров Ф.Э., Новиков И.П., Якубов Р.Н., Варфоломеев М.А., Назарычев С.А., Малахов А.О., Асадуллин Р.Р., Хаернасов Т.Ф., Павлик А.С., Фетисов А.Э., Телин А.Г. (2026). Увеличение нефтеотдачи в карбонатных пластах Волго-Уральской нефтяной провинции: проблемы и решения. *Георесурсы*, 28(2), с. 168–185. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.2.15>

* Ответственный автор: Алексей Герольдович Телин
e-mail: telinag@ufntc.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Введение

Разработка залежей с карбонатными коллекторами Волго-Уральской нефтяной провинции сопряжена с определенными трудностями, связанными с их геологическими особенностями. К таковым можно отнести наличие трещиноватости, высокую минерализацию пластовой воды, высокую вязкость нефти, гидрофобные свойства поверхности горной породы (Хисамутдинов, Астахова, 2024). В мировой практике для увеличения извлечения нефти из карбонатных коллекторов применяют известные апробированные газовые и физико-химические методы. Например, в США соотношение газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для карбонатных и терригенных коллекторов практически одно и то же. Так, наибольшее распространение получила закачка диоксида углерода, газа высокого давления (преимущественно на объектах Аляски), а также воздуха высокого давления (по российской терминологии – термогазовый метод). В гораздо меньших объемах применяют заводнение с поверхностно-активными веществами (ПАВ), полимерное и щелочно-ПАВ-полимерное заводнения (Manrique et al., 2013). Вместе с тем, в разных странах мира для оптимизации химических МУН в карбонатах (Yu-Qi et al., 2020) затрачиваются колоссальные усилия. Имеются публикации по использованию нанокремнезема с додецилсульфатом натрия в экспериментах на физических моделях карбонатного коллектора, в которых прирост коэффициента вытеснения составил 15,1% при использовании нанокремнезема в концентрации 0,03% и додецилсульфата – 0,16% (Ali K. Alhurishawi et al., 2019).

Немногочисленные полевые испытания классических МУН внимательно анализируются и обобщаются с рекомендациями расширения опытно-технологических работ (Sreela et al., 2018; Sheng, 2013). Из относительно «молдых» МУН следует отметить растущий интерес к малосолевому заводнению, особенно на месторождениях с явно выраженной блоковой структурой, причем исследования в этом направлении продолжают (Mohammad et al., 2018).

В силу ряда причин в России классические МУН (полимерное, ПАВ-заводнение и газовое воздействие) в карбонатных коллекторах практически не применяются. Анализ этого обстоятельства в рамках данной статьи не проводится; подчеркнем лишь, что сдерживающими факторами являются большие капитальные и операционные затраты, а также отсутствие преференций со стороны государства. Справедливости ради необходимо отметить успешную реализацию проекта водогазового воздействия на Алексеевском месторождении, Республика Татарстан, Волго-Уральская нефтяная провинция (Недропользователь – малая нефтяная компания «Алойл»). Закачка при этом осуществляется в трещиновато-поровые карбонатные коллектора кизеловского горизонта с помощью насосно-бустерной установки завода «Синергия». Водогазовое воздействие осуществляется в приконтурные части залежи с десятью нагнетательными скважинами, под влиянием которых находятся 44 добывающие скважины. Компенсация отбора поддерживается на уровне 150%. Этот проект рентабелен и кроме чистой прибыли позволяет квалифицированно утилизировать попутный нефтяной газ (Муслимов и др., 2004; Вафин, 2008).

Основными методами воздействия на карбонатный пласт в Волго-Уральской нефтяной провинции являются технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП), по отечественной классификации относящиеся к малообъемным МУН (Земцов, Мазаев, 2021), а также интенсификация добывающих скважин кислотным воздействием (Kharisov et al., 2012). Из малообъемных потокоотклоняющих технологий наибольшее распространение получили различные модификации ВПП скважин с использованием полимердисперсных систем и гелеосадкообразующих технологий (Газизов, 2002). В статье (Гафаров, 2005) описано успешное применение комплексной технологии воздействия на пласт: сначала закачивается полимердисперсная система, затем оторочка ПАВ. Необходимо отметить, что данный подход нуждается в большем распространении. В работах двух групп авторов (Сафаров и др., 2020; Ганиев и др., 2020) обработки скважин осуществлялись с одинаковой методологией: сначала проведение трассерных исследований с определением основных коридоров обводнения, затем закачка гелеосадкообразующих композиций на основе акриловых полимеров, которые образуют тампонирующий экран при взаимодействии с солями жесткости, находящимися в пластовой воде. Также в трещиноватых пластах хорошо проявили себя обработки скважин с предварительно сформированными гель-частицами (Ганиев и др., 2023; Рожкова, 2021).

Все отмеченные технологии успешно применяются на различных месторождениях Волго-Уральской нефтяной провинции. Можно указать на единственный недостаток такого подхода – несистемность, связанная с тем, что, как правило, отдельные скважины обрабатываются в отрыве от концепции разработки. Отметим, что в Советском Союзе и в России для терригенных коллекторов Западной Сибири усилиями Горбунова А.Т. и Петракова А.Н. была сформулирована и внедрена системная технология площадного воздействия на залежь, включающая такие виды геолого-технических мероприятий (ГТМ), как ВПП, ограничение водопритока, интенсификация добывающих скважин (Гумерский и др., 2000). Для карбонатных пластов такой подход, убедительно представленный в работах (Распопов, Жигалов, 2023; Распопов и др., 2016), является действенным инструментом в повышении эффективности разработки залежей в сложных горно-геологических условиях. Методология, принятая А.В. Распоповым для доизвлечения остаточных запасов, является классической: на основании анализа разработки и гидродинамического моделирования проводится локализация извлекаемых запасов, и определяется комплекс ГТМ для их селективной выработки. Причем в статье (Распопов и др., 2016) рассматриваются физико-химические методы в сочетании с гидроразрывом и кислотным гидроразрывом пласта с забуриванием боковых стволов и бурением горизонтальных скважин. Все эти методы позволяют значительно увеличить добычу нефти, замедлить темпы обводнения и в целом повысить экономическую привлекательность внедрения системной технологии, что убедительно показано на примере башкирско-серпуховских отложений одного из месторождений Верхнего Прикамья (Распопов и др., 2016). К сожалению, в большинстве карбонатных объектов такой подход отсутствует.

Фактически такая логика уже частично реализуется в виде одного из обязательных пунктов разделов в проектно-технологических документах (ПТД), представляемых на экспертизу Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений (ЦКР). В настоящее время проектным организациям очень важно готовить ПТД с использованием лучших практик по интенсификации добычи нефти и ограничению добычи воды. В таком случае мысль об экономической целесообразности должна сама подтолкнуть недропользователей к реализации системной технологии увеличения нефтеотдачи.

Цель настоящей работы заключается в обосновании эффективности ГТМ по интенсификации добычи нефти и ограничению притока воды в карбонатных коллекторах Урало-Поволжского региона.

Материалы и методы

Определение поверхностного натяжения на границе вода-нефть при использовании ПАВ

Для проведения эксперимента по определению межфазного натяжения для растворов ПАВ был выбран метод вращающейся капли, позволяющий провести измерения в широком диапазоне значений, что является важным условием при анализе эффективности ПАВ, значительно снижающих значения межфазного натяжения относительно исходного уровня. Измерения проводились с использованием тензиометра «SITE100» (KRUSS GmbH, Германия).

Данный метод основывается на вращении капли под действием центробежной силы. Капля легкой фазы (нефть) с плотностью ρ_1 при помощи капилляра вводится в тяжелую фазу (вода в системе поддержания пластового давления (ППД), раствор ПАВ) плотностью ρ_2 , находящуюся в рабочей кювете. Кювета вращается вокруг своей оси с заданной частотой ω . При этом молекулы межфазного слоя подвергаются воздействию центробежных сил, направленных от оси вращения. При определенной частоте вращения ω силы межфазного натяжения становятся равными центробежной силе, и молекулы в межфазном слое начинают двигаться по определенной траектории с радиусом R . В результате капля вытягивается вдоль оси вращения и при равновесии сил принимает форму цилиндра (рис. 1).

Зная разницу между плотностью тяжелой фазы и плотностью легкой фазы, радиус вращения капли (R) и частоту вращения (ω), можно определить межфазное натяжение (k – постоянная прибора, зависящая от приближения оптики):

$$\sigma = k \cdot R^3 \cdot \omega^2 (\rho_2 - \rho_1).$$

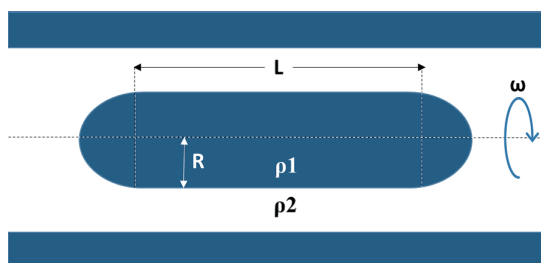


Рис. 1. Определение межфазного натяжения методом вращающейся капли

Определение краевого угла смачивания

При фильтрации вытесняющей жидкости в пористой среде смачивающая способность оказывает большое влияние на степень извлечения капиллярно-удерживаемой нефти. Для вытеснения нефти из гидрофобного коллектора требуются большие значения перепада давления или большее снижение поверхностного натяжения, чем для гидрофильного. Изменение смачиваемости твердой поверхности с гидрофобной на гидрофильную вследствие воздействия ПАВ может способствовать улучшению отрыва пленок и капель нефти, увеличению их подвижности, активизации капиллярного впитывания.

В общепринятой практике основным критерием оценки смачивающей способности ПАВ является способность уменьшения величины краевого угла смачивания (КУС). Эксперименты по определению КУС проводились с использованием прибора Dataphysics OCA 15EC (DataPhysics Instruments GmbH, Германия) (рис. 2), который позволяет проводить измерения с одновременной фотофиксацией и анализом формы контура капли.

Определение пористости и проницаемости

Пористость и проницаемость определялись на газовом порозиметре-пермеатре Пласт-215АТМ фирмы Argosy Tehnologies Ltd., Россия (рис. 3).

Измерение абсолютной проницаемости по воздуху проводилось согласно ГОСТ 26450.2-85 (1985), открытой пористости – согласно ГОСТ 26450.1-85 (1985).

Методика определения коэффициента вытеснения методом капиллярной пропитки в ячейках Амотта

Образцы керна подготавливали согласно ГОСТ 26450.0-85 (1985). Пористость и проницаемость определяли газоволюметрическим методом согласно ГОСТ 26450.2-85 (1985). Керна насыщали пластовой водой или моделью пластовой воды под вакуумом согласно ГОСТ 26450.1-85 (1985). Остаточную водонасыщенность создавали методом центрифугирования, затем керны насыщали керосином под вакуумом. Начальная нефтенасыщенность создавалась на фильтрационной установке М-1

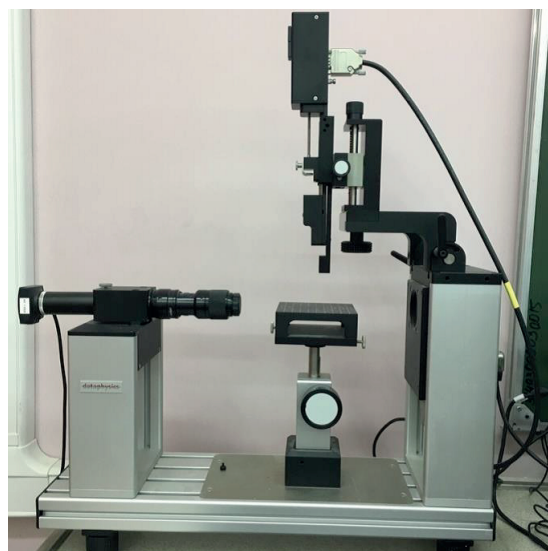


Рис. 2. Внешний вид прибора Dataphysics OCA 15EC



Рис. 3. Газовый порозиметр – пермеаметр Пласт-215АТМ

(КФУ, Россия) при пластовых температуре и давлении. Для определения значения начальной нефтенасыщенности образцы взвешивали. Далее помещали в емкость с нефтью без доступа воздуха в термостатируемый шкаф на две недели для старения.

Перед помещением в ячейки Амотта нефтенасыщенные керны обкатывались и проходили контрольное взвешивание. Керн помещали в ячейку, заливали туда раствор ПАВ, предварительно нагретый до пластовой температуры.

Ячейки Амотта с керном, помещенным в раствор ПАВ (или пластовую воду), хранили в термостатируемом шкафу при пластовой температуре в течение 30 дней. Объем вытесненной нефти фиксировали через определенные промежутки времени (2 часа, 4 часа, 8 часов, 12 часов, 1 день и далее каждый день).

Коэффициент вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$) определяли как отношение суммы объема извлеченной нефти ($V_{\text{н}}$) и объема извлеченной микроэмульсии ($V_{\text{э}}$), умноженной на коэффициент содержания в ней нефти ($C_{\text{н-э}}$), к начальному объему нефти в образце ($V_{\text{н.нач}}$):

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н}} + V_{\text{э}} \cdot C_{\text{н-э}}}{V_{\text{н.нач}}}$$

Методика фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти

Фильтрационные эксперименты проводили на установке М-1 (рис. 4) согласно ОСТ 39-195-86 (1986).

В опытах использовали подготовленные пробы пластовой воды и нефти. Керны с остаточной водонасыщенностью, которые насыщены керосином под вакуумом, до проведения эксперимента хранили полностью погруженными в керосин.

Принципиальная схема фильтрационной установки представлена на рис. 5.

Первый этап фильтрационного эксперимента заключался в подготовке составной модели и флюидов. Составную модель кернов помещали в кернодержатель установки М-1, донасыщали керосином и в климатической камере выдерживали не менее двух часов при пластовых температуре и давлении. По прошествии указанного времени через составную пористую среду фильтровали

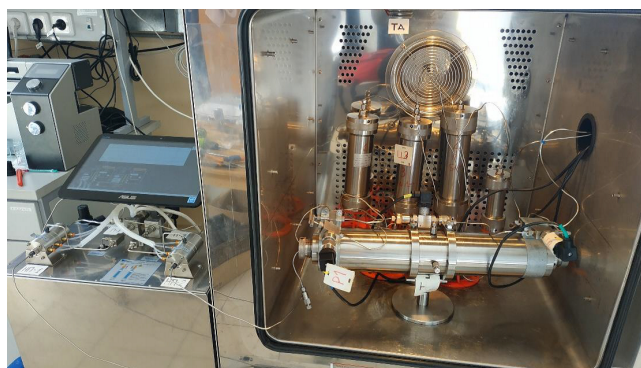


Рис. 4. Общий вид фильтрационной установки М-1

нефть (не менее трех поровых объемов) при скорости фильтрации, не превышающей 5 м/сут (расчетная скорость 0,2 мл/мин). Насыщенную составную модель выдерживали при пластовых температуре и давлении в течение 16 часов для завершения адсорбционных процессов и восстановления смачиваемости.

Второй этап эксперимента: вытеснение нефти из образца водой ППД, определение коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) и довытеснения ($K_{\text{довыт}}$) нефти. Процесс вытеснения нефти водой ППД проводили до полного отсутствия нефти на выходе из кернодержателя (полная обводненность), но не менее пяти поровых объемов с определением $K_{\text{выт}}$ и проницаемости модели. После этого закачивали оторочку ПАВ в количестве 0,3 поровых объема с последующей фильтрацией воды ППД до полного обводнения выходящей жидкости, но не менее пяти поровых объемов с определением $K_{\text{довыт}}$ и изменения проницаемости модели.

Коэффициент вытеснения и довытеснения нефти рассчитывали по следующим формулам:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{н.нач}}}, \quad K_{\text{довыт}} = \frac{V_{\text{н.довыт}}}{V_{\text{н.нач}}}$$

где $K_{\text{выт}}$, $K_{\text{довыт}}$ – коэффициенты вытеснения и довытеснения нефти водой, соответственно; $V_{\text{н.выт}}$, $V_{\text{н.довыт}}$ – объем нефти в экспериментах вытеснения и довытеснения; $V_{\text{н.нач}}$ – объем нефти, первоначально содержащейся в образце.

Методика приготовления полимерногелевых волокнистых композитов

Базовый гидрогель готовили из частично гидролизованного полиакриламида (1,7%) и комплексного органического сшивателя (Муллагалин и др., 2015). В качестве волокнистых наполнителей использовали полипропиленовую фибру («Atren-Fibre»), ТУ 2458-029-63121839-2011 (2011) (ООО «МКО»), длиной от 4 до 6 мм; в качестве дисперсного наполнителя – хризотил ГОСТ 12871-2013 (2015) (ПАО «Ураласбест»).

Приготовление гелеобразующих составов проводили в пресной воде на магнитной мешалке: в течение 10–15 минут распускали дисперсные и волокнистые наполнители, затем добавляли полимер со сшивателем. Полученный состав перемешивали в течение 45 минут или до полного растворения полимера. По истечении 16 часов проводили реологические и фильтрационные исследования.

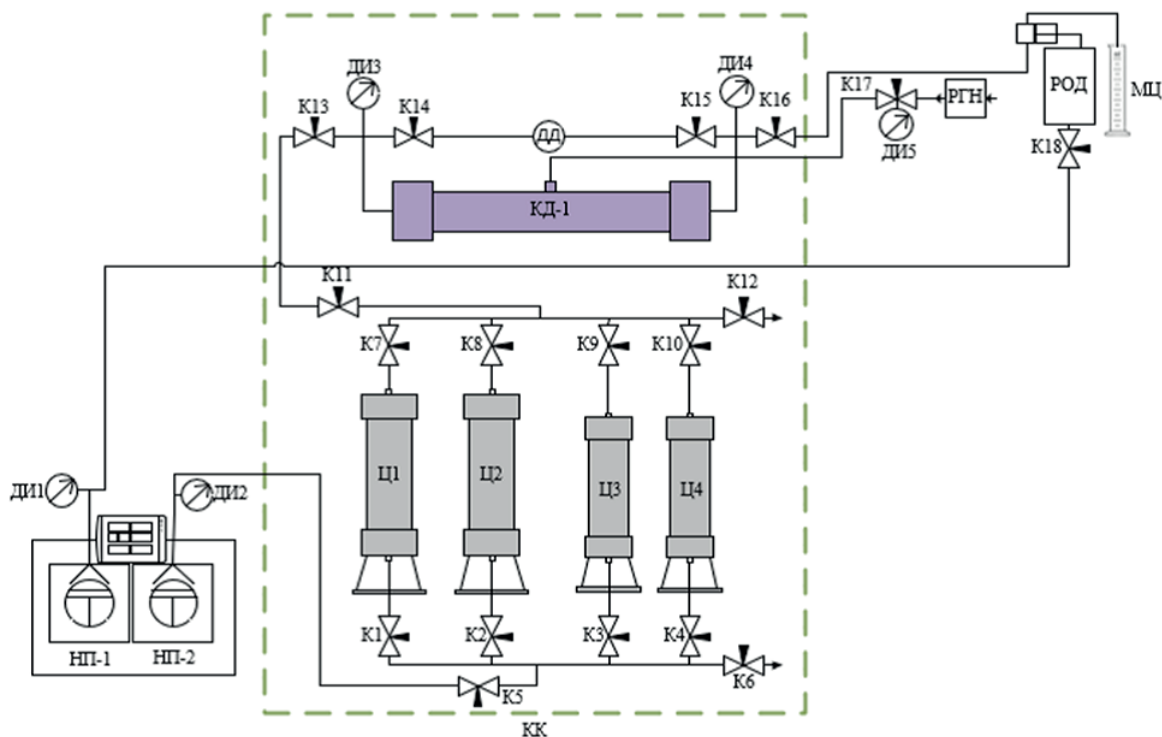


Рис. 5. Принципиальная схема фильтрационной установки М-1: НП-1, НП-2 – насосы высокого давления плунжерного типа; К1 – К18 – краны игольчатые; Ц1 – Ц4 – контейнеры поршневые жидкостные; ДП1 – ДП5 – датчики избыточного давления; ДД – датчик разности давлений малогабаритный; КД-1 – кернодержатель; КК – климатическая камера; МЦ – мерный цилиндр; РГН – ручной гидравлический насос; РОД – регулятор обратного давления

Методика определения предельного напряжения сдвига

Предельное напряжение сдвига определяли на ротационном вискозиметре фирмы Haake Viscotester iQ (Thermo Fisher Scientific, Waltham, MA, USA) по зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига. Для этого снимали реологические кривые в режиме контролируемого напряжения сдвига. Аликвоту геля в объеме 4 мл помещали в измерительный цилиндр типа CC16 Din/Ti, затем этот цилиндр помещали в термостатируемый отсек ротационного вискозиметра, опускали ротор и запускали измерение. При достижении предельного напряжения сдвига происходит резкий скачок скорости сдвига, и измерение при этом останавливается. После окончания измерения проводили обработку результатов с построением соответствующей кривой зависимости «скорость сдвига – напряжение сдвига». Значение предельного напряжения сдвига определяли по резкому перегибу на данной кривой (Шрамм, 2003).

Методика определения модуля упругости, модуля вязкости и комплексного модуля

Осцилляционные измерения проводили на ротационном вискозиметре Rheotest RN 5.1 (RHEOTEST Medingen GmbH, Германия) с измерительной системой «плоскость-пластина» при температуре 24 °С. Диаметр измерительной пластины $D = 36$ мм, зазор между пластинами $h = 1$ мм (рис. 6).

На пластину с помощью шприца-дозатора наносили необходимый объем гидрогеля, затем с помощью микрометра выставляли зазор 1 мм между пластинами. Излишек гидрогеля убирали специальными щипцами так, чтобы

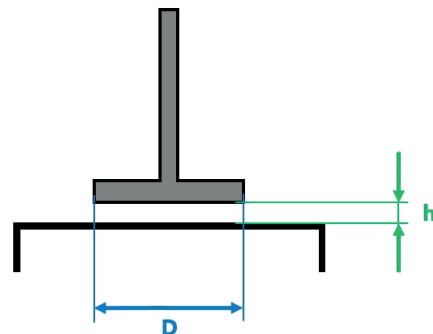


Рис. 6. Измерительная система «плоскость-пластина»

пространство между пластинами было полностью заполнено измеряемой жидкостью.

Осцилляционные исследования выполняли с разверткой по напряжению сдвига τ , при частоте колебаний ν в 1 Гц. Основными измеряемыми параметрами были модуль упругости G' , модуль вязкости G'' , точка кроссовера (точка пересечения G' и G''), соответствующая пределу текучести, а также линейный диапазон измерений. В ходе экспериментов проводили несколько замеров, результаты которых затем осредняли и рассчитывали стандартное отклонение (Шрамм, 2003).

Фильтрационное тестирование на модели идеальной трещины

Исследования проводили на фильтрационной установке исследования ядра СМП ФЕС-2Р (Кортех, Россия), технические характеристики которой приведены в табл. 1.

Подготовку кернового материала и фильтрационные исследования проводили согласно требованиям ОСТ 39-195-86 (1986). При создании модели идеальной трещины (щелевая модель – рис. 7) использовали естественные образцы керна, что позволило удовлетворительно воспроизвести условия естественной смачиваемости.

Образцы керна распиливали вдоль, затем половинки подбирали так, чтобы щелевая модель имела цилиндрическую форму. После отшлифовки соприкасающихся поверхностей щелевой модели на одну из половинок наклеивали полоски фольги заданной толщины (для создания заданной величины раскрытости трещины). Параметры изготовленной модели идеальной трещины: длина 11,2 см; ширина 1,7 см; ориентация в пространстве – горизонтальная.

Перед каждым опытом поверхность щелевой модели тщательно подготавливали: очищали от загрязнений, промывали водой и спиртовым раствором. Модель идеальной трещины помещали в кернодержатель фильтрационной установки.

На первом этапе эксперимента осуществляли фильтрацию воды в прямом направлении в объеме не менее 10 см³ до стабилизации градиента давления. Затем осуществляли фильтрацию нефти в прямом направлении (не менее 10 см³) до стабилизации градиента давления. На следующем этапе осуществляли фильтрацию воды также в прямом направлении с заданным постоянным расходом

№ п/п	Параметр	Значение
1	Линейная длина керновой модели	100–300 мм
2	Диапазон регулирования температуры керна	(+25) – (+150) °С
3	Максимальное горное давление	70 МПа
4	Максимальное пластовое давление	55 МПа

Табл. 1. Технические характеристики установки СМП ФЕС-2Р

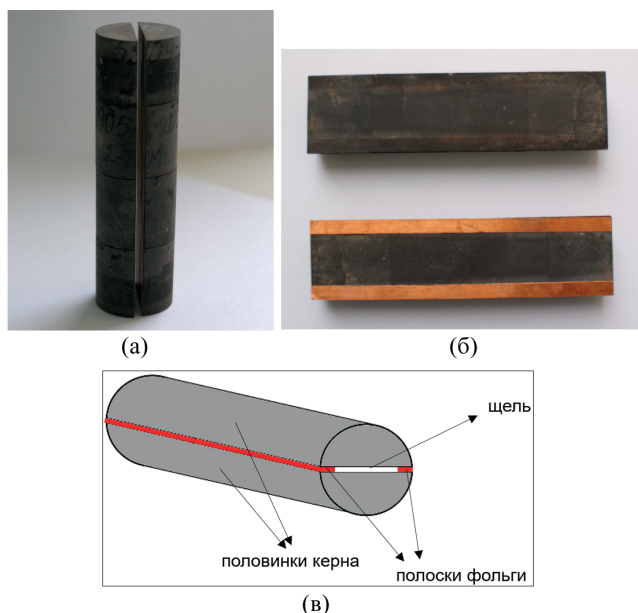


Рис. 7. Фотография модели идеальной трещины: а – фото распиленного керна; б – фото распиленных половинок керна с наклеенными полосками фольги; в – схема идеальной трещины

объемом не менее 10 см³ до стабилизации градиента давления и при этом определяли проницаемость по воде. Далее в модель идеальной трещины в направлении, обратном первоначальному, закачивали тампонирующий состав в объеме, не превышающем 10 см³. После чего производили технологический отстой системы в статике не менее 24 часов.

Следующим этапом закачивали воду в прямом направлении с заданным постоянным расходом объемом не менее 10 см³ до стабилизации градиента давления и при этом определяли проницаемость по воде и максимальный градиент давления. В результате рассчитывали фактор остаточного сопротивления (ФОС) – отношение перепада давления по воде/газу после закачки состава к перепаду давления до воздействия реагента:

$$\text{ФОС} = \frac{dP_i}{dP_1},$$

где dP_i – перепад давления по флюиду после проведения воздействия на соответствующем этапе фильтрации; dP_1 – перепад давления по флюиду до воздействия состава.

Методика приготовления кислотной композиции

Кислотную композицию готовили из 12% соляной кислоты, олеиновой кислоты и неонола марки АФ₉-12. Использовали: химически чистую 36% соляную кислоту (ООО «АО Реахим», Россия), которую в дальнейшем разбавляли до 12%, олеиновую кислоту (ТУ 6-09-5290-86, 1986), жирные кислоты таллового масла (ГОСТ 14845-79, 1999), неонол марки АФ₉-12 (ТУ 2483-077-05766801-98, 1998).

Кислотный состав готовили путем смешивания всех компонентов в конической колбе объемом 100 мл с дальнейшим перемешиванием на лопастной мешалке в течение 40 мин до образования прямой эмульсии (рис. 8).



Рис. 8. Внешний вид кислотного состава после отстаивания в течение одного часа

Кинетические исследования

Определение скорости реакции карбонатной горной породы с кислотными составами на основе изучения кинетики выделения CO₂ в статических условиях проводили на волнометрической установке марки ПИК-ОСГ (ООО «Геологика», Россия), внешний вид которой представлен на рис. 9.

При подготовке к эксперименту керновый материал измельчали, дезинтегрировали механически в ступке,

после чего под прессом марки ПГЛ-12 (ООО «Лабтулс», Россия) изготавливали «таблетки» по 2 г (рис. 10). Дезинтегрированный керн в течение 5 минут выдерживали под давлением в 20–25 МПа.

«Таблетки» помещали в реактор волюметрической установки и заливали исследуемой кислотной композицией (7,5 мл кислотного раствора на 1 г карбонатной породы) при нормальных условиях. Объем выделившегося CO_2 фиксировался газоуловителем, а данные автоматически выводились на дисплей программного обеспечения в виде графика и таблицы.

Исследования по определению скорости реакции карбонатной горной породы с кислотными композициями в динамических условиях на основе измерения количества растворившегося кальция в отбираемых образцах кислотного состава проводили на установке вращающегося диска марки ПИК-ОСГ (ООО «Геологика», Россия). Внешний вид установки представлен на рис. 11.

Отбор образцов отработанной кислоты в объеме 5 мл производили через 0,5; 1; 1,5; 2; 3; 5; 7; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50 и 60 минут с момента погружения kernового образца в кислоту. Полученные пробы титровали для определения содержания в них ионов кальция (титрант – Трилон Б, индикатор – мурексид).

По динамике изменения концентрации ионов кальция строили графики, согласно которым и определяли скорость реакции.



Рис. 9. Внешний вид волюметрической установки ПИК-ОСГ

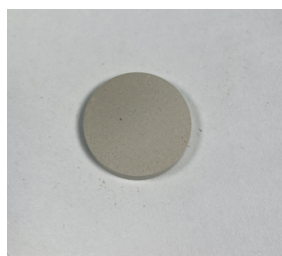


Рис. 10. «Таблетка» образца карбонатной породы



Рис. 11. Внешний вид установки вращающегося диска

Результаты

Рассмотрим более подробно отработанные нами отдельные элементы системной технологии применительно к карбонатным коллекторам, причем по каждому виду воздействия мы постарались оптимизировать метод воздействия, опираясь на достигнутый в отрасли технический уровень и собственные разработки.

Поскольку в разрезе карбонатных объектов разработки преобладают залежи трещиновато-порового типа, наиболее успешно зарекомендовали себя технологии ВПП на основе гелеосадкообразующих реагентов, эффективно снижающих проницаемость трещин. С точки зрения доступности, стоимости и технологичности, наиболее привлекательным реагентом выглядит гидролизированный полиакрилонитрил (ПАН-волокно). К тому же, при взаимодействии с солями жесткости, находящимися в пластовой воде, он образует экран из гелеосадка, что весьма удобно при проведении промышленных работ. Полиакрилатные реагенты, известные под такими торговыми названиями, как Гивпан, Геопан, NGT-Chem-2 и др., были многократно испытаны на месторождениях России, Республики Казахстан, Республики Беларусь и при этом неизменно показывали высокую эффективность. Исключительно важными технологическими свойствами реагентов для ВПП является селективность по фазе и по проницаемости. В идеальном случае, чем больше проницаемость, тем больше должен быть ФОС. Однако для полиакрилатных реагентов ФОС с ростом проницаемости плавно снижается (рис. 12).

Идеальную зависимость ФОС от проницаемости демонстрируют шитые полимерные (Telin et al., 2023), полимердисперсные и коллоиднодисперсные составы (Газизов и др., 1998; Лозин, Хлебников, 2003). Мы предположили, что модификация полиакриламида функциональными группами, обеспечивающими образование гелеосадка, при взаимодействии с двух- и трехвалентными катионами позволит придать реагенту свойства, необходимые для селективного снижения проницаемости трещин. Руководствуясь этой концепцией, нами был разработан

реагент NGT-Chem-6 (Каразеев и др., 2018), который проявляет искомые свойства (рис. 13).

Основываясь на полученных ранее экспериментальных результатах (Сафаров и др., 2017), в рамках настоящей работы мы провели испытания по сочетанию гелеосадкообразующего реагента неселективного действия NGT-Chem-2 и реагента селективного действия NGT-Chem-6 в трещиновато-поровом пласте. В качестве объекта опытно-промысловых исследований были выбраны скважина 820 (D_4 , $D_{4.0}$) и скважина 856 (D_3) Гаршинского месторождения (Оренбургская область, Волго-Уральская нефтяная провинция). Трассерными исследованиями была подтверждена хорошая гидродинамическая связь нагнетательных скважин с реагирующими добывающими скважинами. В скважину 820 порционно было закачено 9,6 т реагента NGT-Chem-2 и 11,8 т NGT-Chem-6, а также 21,6 т швивателя – оксихлорида алюминия. В скважину 856 было закачено 52,2 т реагента NGT-Chem-6 и 21,6 т оксихлорида алюминия. В результате обработки по реагирующим добывающим скважинам в очаге нагнетательной скважины 820 добыто 1190 т дополнительной нефти,

а в очаге скважины 856–1690 т. Сравнение профилей приемистости скважины 820 до и после обработки подтвердило перераспределение потоков нагнетаемой воды (рис. 14), причем основной водопринимающий интервал был надежно изолирован при незначительном снижении приемистости.

Следовательно, в результате обработки произошло увеличение приемистости малопринимавших пластов: D_4^0 – с 11% до 27,2%, D_4^1 – с 0,3% до 16,2%, D_4^2 – с 16,9% до 56,6%; в то время как нижний промытый пропласток D_4^3 полностью изолировался реагентом.

Необходимо отметить, что сравнение эффективности обработок двух нагнетательных скважин показало, что закачка одного реагента NGT-Chem-6 дала больший прирост дополнительной нефти, чем совместная закачка реагентов NGT-Chem-2 и NGT-Chem-6, что связано с молекулярной массой полиакрилатного полимера (NGT-Chem-2) и полиакриламидного (NGT-Chem-6): за счет большей молекулярной массы полиакриламида достигается и большая селективность по проницаемости и по структуре порового пространства при воздействии реагента NGT-Chem-6, что связано с вязкоупругими свойствами гелеосадка.

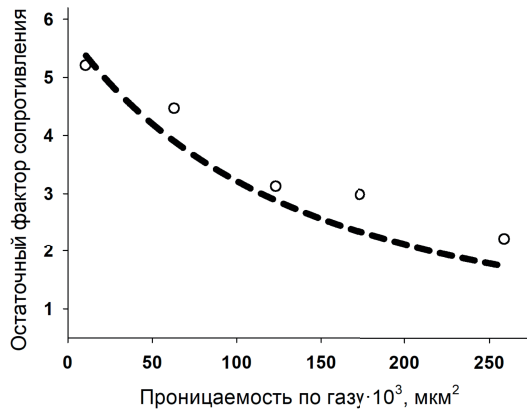


Рис. 12. Зависимость ФОС для реагента NGT-Chem-2, сшитого оксихлоридом алюминия в смеси с лигносульфонатом, от проницаемости по газу поровой модели с остаточной нефтенасыщенностью (Сафаров и др., 2017)

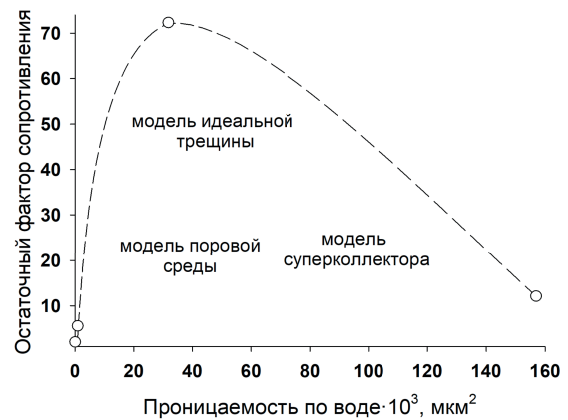


Рис. 13. Зависимость ФОС для реагента NGT-Chem-6, сшитого оксихлоридом алюминия, от проницаемости по воде (Сафаров и др., 2017)

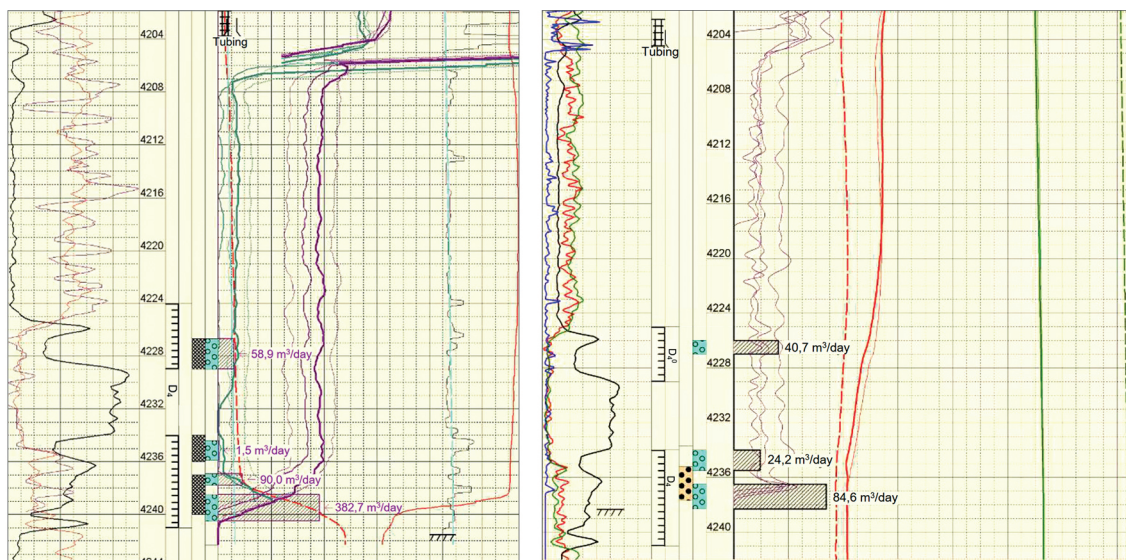


Рис. 14. Профиль приемистости скважины 820 до и после обработки

Закачка оторочек ПАВ

Закачка оторочек ПАВ в карбонатные объекты Волго-Уральского региона до настоящего времени не получила широкого распространения из-за негативного промышленного опыта советского периода (Лозин, 2012), а также из-за недостаточной эффективности промышленно выпускаемых ПАВ. Вместе с тем, применяя композиции анионоактивных и неионогенных поверхностно-активных веществ (АПАВ и НПАВ), обладающих синергетическим эффектом снижения межфазного натяжения (Плетнев, 1987; Холмберг и др., 2003), а также удовлетворительными величинами адсорбции, значительно увеличивающими смачиваемость карбонатной породы, можно получить экономически оправданные обработки скважин. Наиболее целесообразно закачивать оторочку ПАВ после ВПП, но возможен вариант только ПАВ-воздействия.

В настоящей работе для лабораторного обоснования методов закачки оторочек ПАВ использовалась Композиция 1 (ТУ 20.41.20-008-12726854-2021, 2023) на основе российских реагентов, в частности, сульфированных этоксиатов жирных спиртов и неолола АФ₉-6 с добавкой взаимного растворителя, которая ранее тестировалась для девонского объекта месторождения Волго-Уральской нефтяной провинции. В качестве объекта испытания было выбрано Ивинское месторождение (Республика Татарстан, Волго-Уральская нефтяная провинция): верейский и башкирский горизонты с вязкостью нефти 143,42 мПа·с и 155,73 мПа·с соответственно и с минерализацией пластовых вод 270–275 г/л. Для таких высоких значений вязкости нефти и минерализации пластовой воды подобрать композицию ПАВ является непростой задачей, поскольку анионоактивное ПАВ с ионами жесткости образует кальциевые и магниевые мыла и выпадает из водного раствора в виде хлопьевидного осадка. В связи с этим, был проведен комплекс исследований по определению КУС, межфазного натяжения, капиллярного вытеснения нефти (за счет самопроизвольной пропитки) и довытеснения нефти при нагнетании растворов ПАВ в воде ППД с минерализацией 267,98 г/л, относящейся к хлоридно-кальций-натриевому типу.

Результаты определения КУС, проведенного на таблетках нефтенасыщенного керна, показали, что для башкирского яруса КУС по пластовой воде составляет 111,3°. При нанесении на поверхность таблетки капли раствора Композиции 1 (концентрация 0,1% в воде ППД) КУС снижается до 86,9°, а по истечении 4 часов значение данного параметра равняется 54°. При увеличении концентрации Композиции 1 до 0,3% сразу после нанесения капли КУС составил 99,2°, а через 4 часа – 38,9°. Для верейского горизонта картина аналогичная: при 0,1% концентрации Композиции 1 сразу после нанесения капли КУС оказался равен 115,7°, а через 4 часа – 70°. Для 0,3% раствора Композиции 1 КУС составил 102,9° и 24° соответственно.

На границе раздела фаз вода из системы ППД/нефть при концентрации 0,3% Композиции 1 измерение межфазного натяжения (МФН) показало следующие результаты: 0,123 мН/м – для верейского и 0,137 мН/м – для башкирского горизонтов (рис. 15).

При изучении противоточной капиллярной пропитки на ячейках Амотта было установлено, что для верейского горизонта коэффициент капиллярного вытеснения

для воды системы ППД равен 4,17%, а для 0,3% раствора Композиции 1 – 22,86%. Для башкирского горизонта вода системы ППД вытеснила 37,4% нефти, в то время как 0,3% раствор Композиции 1 – 43,20%.

При моделировании заводнения на линейной составной модели пласта при закачке 0,3% Композиции 1 (0,3% содержание в воде системы ППД) прирост коэффициента вытеснения составил 16,98% на модели верейского (проницаемость 718,8 мД) и 7,07% башкирского (проницаемость 544,2 мД) горизонтов. Из приведенных данных видно, что для проведения промышленных испытаний наиболее предпочтительным является верейский горизонт. Так, в августе 2021 г. в нагнетательную скважину 4109 верейского горизонта Ивинского месторождения была осуществлена закачка 4,5 т товарной формы Композиции 1 в виде 0,3% раствора в воде системы ППД. Наблюдение за реагирующими добывающими скважинами велось полгода, и за этот период добыто 231 т дополнительной нефти (51,3 т на тонну товарной формы ПАВ), что является экономически приемлемым результатом.

Учитывая, что на многих карбонатных объектах с вязкими нефтями осуществляется нестационарное циклическое заводнение (Владимиров и др., 2014), мы оценили возможность использования растворов ПАВ в одном или нескольких циклах закачки воды, которые за счет усиления противоточной капиллярной пропитки могут более эффективно вытеснять нефть из матричных блоков в трещинное пространство. Для получения растворов ПАВ использовалась пресная вода, которая, согласно работе (Mohammad et al., 2018), более активно впитывается в гидрофобную карбонатную породу, что подтверждено промышленным проектом (Yousef et al., 2012). В качестве объекта исследования были выбраны керн и нефть турнейского горизонта Щелкановского месторождения (Республика Башкортостан, Волго-Уральская нефтяная провинция), причем использовалась отбензиненная нефть с вязкостью 234,3 мПа·с при 25 °С. Отбензиненная нефть является простейшей моделью остаточных нефтей (Фахретдинов и др., 1992; Старцева и др., 1998), и ее использование в керновых экспериментах позволяет более контрастно проявиться растворам ПАВ. В опытах определялись изотермы КУС и коэффициент вытеснения нефти с использованием ячеек Амотта. Значения КУС записывались сразу после нанесения капли раствора ПАВ на поверхность низкопроницаемой гидрофобной нефтенасыщенной таблетки, а также по истечении 4-часовой экспозиции. Изучались композиции АПАВ и НПАВ

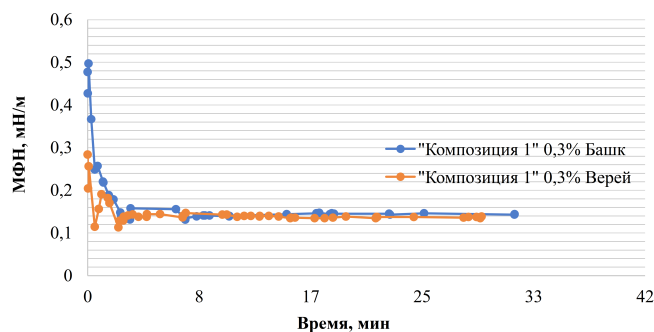


Рис. 15. Результаты измерения межфазного натяжения для раствора Композиции 1

(1:2) с добавкой 8% взаимного растворителя по объему. В качестве АПАВ были выбраны сульфированные этоксилаты спиртов и натриевые соли сульфированных алкилароматических соединений, а в качестве НПАВ – неонол АФ₉-6 и ОП-4. Как выяснилось, у всех композиций при увеличении концентрации от 0,01% до 0,05% происходит значительное снижение КУС, а при достижении концентрации смесевых ПАВ до 0,07% КУС уменьшается практически до нуля. Критическая концентрация мицеллообразования во всех случаях оценивается в интервале от 0,05% до 0,06% (рис. 16).

Для эксперимента на ячейках Амотта была выбрана композиция натриевой соли сульфированного алкилбензола и АФ₉-6, у которой КУС при всех концентрациях минимален (рис. 16). Как выяснилось, капиллярное вытеснение отбензиненной нефти из нефтенасыщенного ядра проницаемостью 139 мД (связанная вода – 8%) водой из системы ППД приводит к коэффициенту вытеснения, равному 16,6%. Капиллярное впитывание 1% раствора сульфированного алкилбензола и НПАВ позволяет достичь коэффициента вытеснения, равного 41,9%. Таким образом, данные эксперименты наглядно подтверждают перспективность использования растворов ПАВ в пресной воде при циклическом нестационарном заводнении в карбонатных пластах с вязкой нефтью.

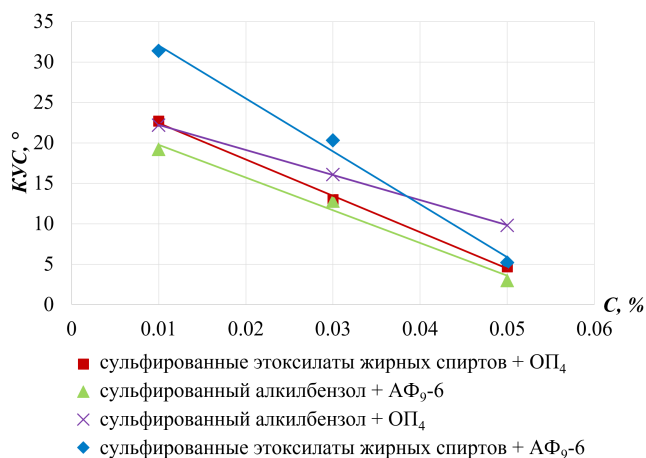


Рис. 16. Изотермы КУС растворов ПАВ

Водоизоляция скважин

Трещиновато-поровая структура карбонатных объектов разработки способствует прорывам воды по трещинам из нагнетательных скважин в добывающие и осложняет проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ограничению водопритока, предъявляя повышенное требование к тампонажным материалам. Самое важное качество водоизоляционных составов в таких

случаях – это высокая блокирующая способность воды в трещинных структурах и глубокое проникновение в пласт. Согласно Багринцевой К.И. (Багринцева, 1999), раскрытость трещин в карбонатных коллекторах изменяется от 20 до 60 мкм. В работе (Мартюшев и др., 2015) по Логовскому месторождению пермского края показано, что раскрытость трещин, определенная тремя методами, составляет от 5 до 12 мкм. Во всех случаях, приступая к водоизоляционным работам в карбонатных коллекторах, необходимо получить представление о густоте и раскрытости трещин.

Ранее мы показали, что гидрогелевые композиции легко фильтруются в трещинах и после гелирования обладают достаточными водоблокирующими свойствами (Телин и др., 2023). В дальнейшем мы обнаружили, что сочетание пеногеля с гидрогелем в тампонажной оторочке способствует увеличению эффекта газоизоляции в гранулярных коллекторах (Telin et al., 2024). В трещиноватых коллекторах мы решили использовать более жесткий гидрогель, введя в известный тампонажный состав на основе реагента NGT-Chem-3 (Каразеев и др., 2024) полипропиленовое фиброволокно (ППФ). Необходимо отметить, что в ПАО «Татнефть» подобный прием неплохо отработан, когда в гель вводятся волокнистая и дисперсная добавки, что способствует увеличению эффективности водоизоляции в карбонатных пластах (Байкова, Муслимов, 2016). В «ТатНИПИнефть» (ПАО «Татнефть») имеется РД 153-39.01-821-13 «Инструкция на технологию применения армированных полимерных систем для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока добывающей скважины (Технология АПС)».

В настоящей работе для обоснования количества добавляемого волокна в гель мы провели серию реологических и фильтрационных экспериментов. Реологические эксперименты заключались в определении таких параметров, как модуль упругости (G'), модуль вязкости (G''), комплексный модуль (G^*) – с помощью осцилляционной реометрии, а также предельное напряжение сдвига – с помощью сдвиговой. За базовую матрицу был взят гель с комплексным реагентом NGT-Chem-3 с концентрацией полиакриламида 1,7% в воде. К нему добавлялось ППФ от 0,05% до 0,20% масс. (табл. 2).

Из табл. 2 видно, что добавка фиброволокна во всех случаях приводит к увеличению всех реологических показателей, причем модуль упругости увеличивается от 23,07 до 27,52 Па при увеличении содержания армирующих волокон от 0,00% до 0,20%. Такие же изменения происходят с модулем вязкости, комплексным модулем и предельным напряжением сдвига. Фильтрационные исследования, проведенные на модели идеальной трещины, показали, что ФОС при фильтрации в трещине раскрытостью

Состав	G' , Па	G'' , Па	G^* , Па	Crossover, Па	Линейный диапазон измерений, Па	Предельное напряжение сдвига, Па
БГ	23,07	11,72	25,88	45,27	31,36	85,0
БГ + 0,05 % ППФ	24,23	12,28	27,17	43,99	30,30	104,0
БГ + 0,10 % ППФ	26,62	14,19	30,16	41,34	26,99	105,5
БГ + 0,20 % ППФ	27,52	13,88	30,82	46,45	32,95	160,0

Табл. 2. Реологические параметры базового геля (БГ) с различным содержанием ППФ

50 мкм при расходе 0,01 и 0,1 см³/мин для геля без наполнителя составил 24,72 и 7,23 ед., в то время как для геля с добавкой 0,15% фиброволокна он уже составил 310,73 и 43,61 ед. соответственно.

Экспериментальные работы по водоизоляции проводились на добывающей скважине 949 Зюзеевского месторождения, башкирский горизонт (Республика Татарстан, Волго-Уральская нефтяная провинция). Резкий рост обводненности на этой скважине с 40% (2017 г.) до 96% произошел в июле 2023 г. Причем выявлено, что остановки закачки в нагнетательной скважине 2363 быстро снижают обводненность в добывающей скважине 949, что косвенно указывает на прорыв нагнетаемой воды. Действительно, как видно по карте текущих отборов (рис. 17), скважина 949 находится в зоне влияния нагнетательной скважины 2363.

Сопоставление данных радиоактивного каротажа и приемистости скважин 2363 и 949 показало, что избыточная вода может поступать как по подошве перфорированной мощности пласта, так и снизу по заколонной циркуляции нагнетательной скважины 2363 (рис. 18).

Данные промысловых геофизических исследований 24.12.2024 г. показали, что в интервале 1146–1155 м по термометрии в остановленной скважине наблюдается заколонная циркуляция (рис. 19, отмечено красным овалом).

В табл. 3 представлены параметры работы скважины 949 до и после обработки, причем надо отметить, что приемистость перед проведением технологии ограничения водопритока составляла 576 м³/сут при 0 атм.

Изоляционные работы проводились через существующий интервал перфорации. При этом в пласт было закачено 30 м³ пенополимерного состава при 0 атм и следом 5,5 м³ реагента NGT-Chem-3 с концентрацией полиакриламида (ПАА) 1,7% и полипропиленовой фибры – 0,15%. Давление в конце закачки поднялось до 35 атм, а после продавки технической водой – до 100 атм. Из табл. 3 видно, что до запуска нагнетательной скважины 2363 обводненность снизилась до 35%, а после запуска системы ППД она поднялась до 50%. На основании полученных результатов, Недропользователю даны рекомендации провести ВПП на скважине 2363, что позволит снизить обводненность продукции до 35–40%.

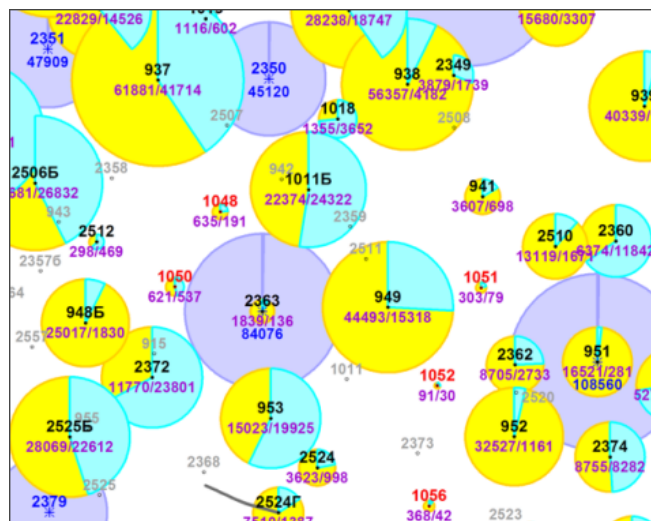


Рис. 17. Карта текущих отборов, месторождение Зюзеевское, скважина 949

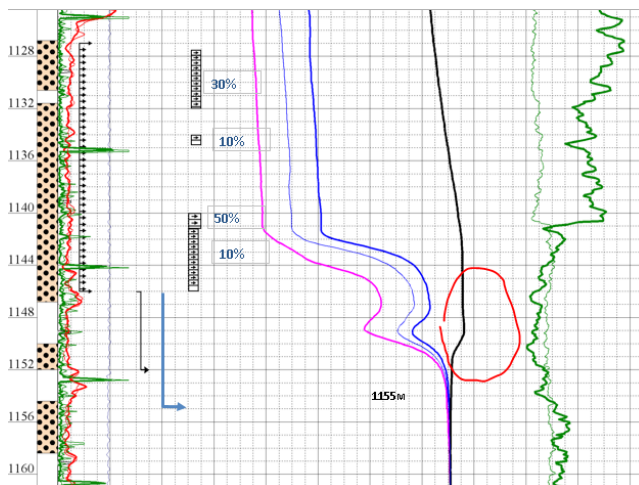


Рис. 19. Планшет промысловых геофизических исследований от 24.12.2024 г., скважина 949

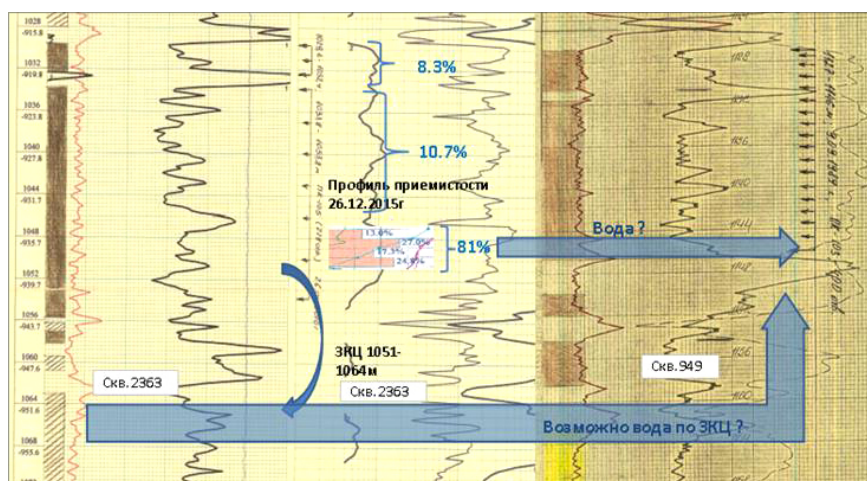


Рис. 18. Сопоставление радиоактивного каротажа и данных по профилю приемистости нагнетательной скважины 2363

Режим работы скважины	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обводненность, %
До проведения РИР	17	0,2	99
После проведения РИР на 01.01.2025 г.; система ППД не запущена	8	4,8	35
После проведения РИР на 20.01.2025 г.; система ППД запущена	7,5	3,5	50

Табл. 3. Технологические параметры работы скважины 949 до и после проведения РИР

Интенсификация добывающих скважин

Традиционно для интенсификации добывающих скважин в карбонатных коллекторах применяются кислотные обработки. Однако по мере выработки запасов и роста обводненности продукции скважин матричные кислотные обработки, приводящие к появлению доминантных червоточин (Kharisov et al., 2012), уступают место направленному кислотному воздействию, когда вначале закачивается пачка отклонителя, а затем кислотный состав. В качестве отклонителей используются гели, эмульсии, растворы полимеров, дисперсионные составы (Магадова и др., 2009; Гавриленко, 2023). В работе (Мусабири и др., 2019) в качестве кислотного отклонителя предложен саморазрушающийся волокнистый материал в геле на основе вязкоупругих ПАВ (ВУПАВ). Подобное техническое решение описано в статье (Полозов, Аль-Румаима, 2018).

Однако в настоящее время мы считаем, что нет необходимости в освобождении трещин от волокнистого полимерногелевого композита; наоборот, сохранение в трещинах водоблокирующих реагентов позволит снизить обводненность продукции при вызове притока. В начале 2000 годов мы успешно применяли дисперсию инвертную (дисин) в технологии направленной кислотной обработки (Телин и др., 2001) и добивались увеличения продуктивности скважин с одновременным уменьшением обводненности. В настоящее время дисин не производится, однако применение обратных эмульсий Пикеринга и волокнистых полимерногелевых композитов для перекрытия трещин при кислотном воздействии мы считаем актуальной задачей. Отметим, что наибольшее распространение в качестве отклонителя при кислотных обработках получили обратные эмульсии (Глушенко, 2008). Мы предлагаем использовать волокнистые полимерногелевые композиты для направленной кислотной обработки. В качестве базовой матрицы для данного композита был выбран состав на основе реагента NGT-Chem-3 с концентрацией полиакриламида, равной 1,9%. Изучались реологические и фильтрационные свойства волокнистых полимерногелевых композитов с добавлением микроволокон хризотила (1,5%) и полипропиленовой фибры длиной 4–6 мм (0,15%). Так, если у базовой матрицы модуль упругости составил 36,1 Па и комплексный модуль – 41,7 Па, то добавка хризотила и полипропиленовой фибры привела к увеличению этих параметров до 44,6 и 50,9 Па соответственно. Фильтрационное тестирование на модели идеальной трещины с раскрытостью 100 мкм показало, что состав

с двумя волокнистыми наполнителями приводит к ФОС, равному 167,3; 162,4; 89,3 при расходе 0,1; 0,5; 1,0 см³/мин соответственно. В случае раскрытости трещин, равной 650 мкм, при таких расходах воды ФОС составил 63,4; 8,72; 5,38 соответственно. Как видно из приведенных данных, в зависимости от степени раскрытости трещин можно подобрать тампонажный состав для надежной их изоляции при закачке кислотного состава.

Наиболее эффективными для матричной обработки карбонатных пластов являются кислотные составы с добавками ВУПАВ, обеспечивающие кислоте самоотклоняющие свойства (Куряшов и др., 2009). Единственным недостатком таких составов является дороговизна главного компонента – цвиттерионных соединений, которые в большинстве своем представляют алкилбетаины.

С целью создания более дешевой и достаточно эффективной кислотной композиции в своей работе мы придали составу функцию самоотклонения путем ввода в него олеиновой кислоты. Дело в том, что образующийся олеат кальция растворим в нефти и нерастворим в воде. В сочетании с НПАВ реакция такого кислотного состава с карбонатной горной породой в воде приводит к образованию коллоидной дисперсии, вязкость которой 2–4 раза превышает вязкость минерализованной воды в зависимости от соотношения НПАВ – олеат кальция. Конечно, этот эффект не сопоставим с эффективностью таких известных реагентов, как Катол-40 («Миррико»), но следует отметить, что олеиновая кислота вносит в кислотный состав элемент самоотклонения и, кроме того, обеспечивает выравнивание скоростей его реакции с водо- и нефтенасыщенными интервалами. Кислотный фактор (Харисов и др., 2011) у состава с олеиновой кислотой по сравнению с ингибированной соляной кислотой равен 3,38; следовательно, данный кислотный состав будет проникать в пласт более чем в 3 раза глубже, чем ингибированная соляная кислота.

Кинетические исследования проводились на установке вращающегося диска, а также на волнометрической установке. Если в первом случае кинетика реакции отслеживалась по выделяющемуся иону кальция (табл. 4), то во втором – по объему выделяющегося диоксида углерода. Обработка кинетических кривых, полученных двумя экспериментальными методами, показала близкие результаты. Так, например, если при проведении исследования с использованием волнометрической установки кислотный фактор с нефтенасыщенным керном оказался равен 3,06, то на установке вращающегося диска – 3,38. Учитывая, что в литературе отдается предпочтение методу вращающегося диска, мы приняли значение, полученное по данной методике, равное 3,38.

Последующие фильтрационные тесты на установке СМП-ПС/ФЕС-2Р (Кортех, Россия) на единичных кернях проницаемостью 7,9 мД подтвердили правильность выбранного подхода: оказалось, что ингибированная соляная кислота прожигает керн насквозь при закачке 0,76 $V_{пор}$, а с добавкой жирных кислот таллового масла, в которых 80% олеиновой кислоты, потребовалось менее 0,55 $V_{пор}$ кислотного состава. Таким образом, можно утверждать, что применение направленных кислотных обработок с отклонителями, обладающими разной степенью мягкости-жесткости, а также кислотных составов

Интенсифицирующий состав	Скорость реакции, моль/(см ² ·с)	Порядок реакции (безразмерный)	Константа скорости, $\left(\frac{\text{моль}}{\text{см}^3}\right)^{1-n} \left(\frac{\text{см}}{\text{с}}\right)$	Кислотный фактор
Водонасыщенный керн				
12 % HCl	$2,28 \cdot 10^{-5}$	0,3086	$1,42 \cdot 10^{-4}$	4,18
Кислотный состав	$5,45 \cdot 10^{-6}$	0,3799	$5,10 \cdot 10^{-5}$	
Нефтенасыщенный керн				
12 % HCl ингибированная	$1,68 \cdot 10^{-5}$	0,3799	$1,54 \cdot 10^{-4}$	3,38
Кислотный состав	$4,97 \cdot 10^{-6}$	0,3799	$4,58 \cdot 10^{-5}$	

Табл. 4. Результаты расчетов кинетики реакции (метод вращающегося диска)

с элементами самоотклонения, позволит в разных горно-геологических условиях увеличить приток нефти и ограничить приток воды.

Обсуждение результатов

При выборе ГТМ определяющими факторами всегда являются геолого-физические условия разработки месторождений. Для карбонатных объектов, в первую очередь, это трещиноватость (Багринцева, 1999). По определению авторов работы (Seright, Brattekas, 2021), для изоляции трещин в карбонатах используются «сильные гели» (на основе полиакриламида и сшивателей), т. е., такие, которые сформированы на устье скважины. Без сомнения, этот подход эффективен, и он в России нашел подтверждение (Исмагилов, 2015); но, исходя из имеющихся данных по протяженности, раскрытости и густоте трещин, проницаемость которых может достигать десятков Дарси (Белонская и др., 2007), во многих случаях требуется глубокая обработка трещинного пространства. Для этих целей применяются полиакрилатные реагенты, которые, встречаясь с пластовой водой, образуют гелеосадки непосредственно в трещинах, где и формируют водоизоляционный экран. Практика проведения ВПП на многих месторождениях Волго-Уральской нефтяной провинции подтверждает целесообразность применения этого вида воздействия.

При водоизоляционных работах также необходимо обеспечивать проникновение тампонирующей массы в радиусе не менее 1,5–2,0 м от интервала перфорации скважины путем подбора концентраций реагентов в пластовых условиях. В этом отношении целесообразно закачивать гелант с волокнистыми наполнителями, который превращается в армированный гель на программируемом расстоянии от забоя скважины.

Проведение интенсифицирующих закачек оторочек ПАВ в нагнетательные скважины наиболее целесообразно проводить после ВПП с тем расчетом, что трещины будут изолированы гелеосадкообразующим реагентом, а композиция ПАВ будет перенаправлена в поровую матрицу.

При интенсификации добывающих скважин кислотными композициями направленные обработки прочно вошли в промышленную практику. Улучшения технологии возможны при оптимизации кислотоотклоняющей оторочки и кислотной композиции. Предпочтительно, чтобы кислотоотклоняющая оторочка обладала свойствами водоизолирующего экрана, а кислотная композиция сочетала в себе самоотклоняющиеся функции.

Заключение

В результате проделанной экспериментальной и опытно-промышленной работы установлено, что при правильном подборе композиций ПАВ даже в условиях высокой минерализации пластовой воды и высоковязкой нефти закачка оторочек ПАВ позволяет интенсифицировать добычу нефти с удельной эффективностью 51,3 тонны на тонну закачанной товарной формы композиции отечественных реагентов.

Использованные полиакрилатные и модифицированные полиакриламидные реагенты в технологиях ВПП при закачке в две нагнетательные скважины дали 2880 т дополнительной нефти по реагирующим добывающим скважинам.

Водоизоляция скважины в трещиновато-поровом бакирском объекте с помощью последовательной закачки пенополимерного состава и волокнистого полимерно-гелевого композита позволила снизить обводненность с 99% до 50%.

Для интенсификации и водоизоляции добывающих скважин предложено применять направленную кислотную обработку, причем на первой стадии надо закачивать водоизоляционный волокнистый полимерно-гелевый композит, а на второй – обладающую способностью к самоотклонению кислотную композицию с регулируемой скоростью реакции кислоты с карбонатной породой.

Отметим, что использование системного подхода к обработкам нагнетательных и добывающих скважин на основе анализа выработки запасов, а также определения влияния и взаимовлияния скважин должно привести к рентабельному доизвлечению запасов нефти в карбонатных коллекторах объектов разработки Волго-Уральской нефтяной провинции.

Финансирование

Исследование выполнено в рамках реализации научно-исследовательского проекта «Разработка технологии кислотного воздействия с внутрипластовым отклонением с целью выравнивания профиля притока в карбонатных коллекторах» стратегического проекта «Новые технологические решения в ТЭК» программы развития ФГБОУ ВО «УГНТУ», Приоритет 2030.

Литература

Багринцева К.И. (1999). Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. Москва: РГГУ, 285 с.

- Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. (2016). Опыт применения технологии ограничения водопритока и РИР в трещиноватых карбонатных коллекторах. *Георесурсы*, 18(3), с. 175–185. <http://dx.doi.org/10.18559/grs.18.3.6>
- Белонская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. (2007). Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 2, с. 1–19.
- Вафин Р.В. (2008). Метод регулирования технологии водогазового воздействия на пласт на Алексеевском месторождении. *Нефтепромысловое дело*, 2, с. 33–35.
- Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М., Абилхайров Д.Т. (2014). Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллекторами двойной проницаемости. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 4, с. 16–25.
- Гавриленко А.И., Кобец А.Н., Прохоренко С.В. (2023). Совершенствование технологии направленного кислотного воздействия на пласт и оценка применения на примере месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». *Бурение и нефть*, 2.
- Газизов А.А. (2002). Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. Москва: Недра-Бизнесцентр, 638 с.
- Газизов А.А., Галактионов Л.А., Газизов А.Ш. (1998). Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 12–14.
- Ганиев И.М., Калимуллин Г.З., Мингалишев Ф.К., Валеев Р.Ф., Белых А.М. (2023). Опыт применения предварительно сшитых полимерных систем для целей повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах. *Нефтегазовое дело*, 2, с. 105–113. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-105-113>
- Ганиев И.М., Яковлев К.В., Белых А.М., Исмагилов Т.А. (2020). Об особенностях применения потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки трещиноватых карбонатных коллекторов. *Нефтегазовое дело*, 3, с. 51–60. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-3-51-60>
- Гафаров Ш.А. (2005). Экспериментально-лабораторное обоснование и оценка результатов закачки «ПДС+ПАВ» в порово-кавернозно-трещинные карбонатные пласты Балкановского месторождения АНК «Башнефть». *Нефтегазовое дело*, 2.
- ГОСТ 26450.0-85 (1985). Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М.: Изд-во стандартов.
- ГОСТ 26450.1-85 (1985). Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. М.: Изд-во стандартов.
- ГОСТ 26450.2-85 (1985). Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М.: Изд-во стандартов.
- ГОСТ 14845-79 (1999). Кислоты жирные талловые. Технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов.
- ГОСТ 12871-2013 (2015). Хризотил. Общие технические условия. М.: Стандартинформ.
- Глуценко В.Н. (2008). Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. Москва: Интерконтакт Наука, 725 с.
- Гумерский Х.Х., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Петраков А.М. (2000). Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 12–15.
- Земцов Ю.В., Мазаев В.В. (2021). Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: литературно-патентный обзор. Екатеринбург: Издательские решения, 240 с.
- Исмагилов Т.А. (2015). Применение потокоотклоняющих технологий с учетом механизма обводнения продукции скважин. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 59–65.
- Каразеев Д.В., Сафаров Ф.Э., Арсланов И.Р., Вежнин С.А., Телин А.Г., Коптяева Е.И., Ратнер А.А. (2018). Способ получения товарной формы щелочных стоков производства капролактама для применения в нефтедобывающей промышленности и способ получения на ее основе состава для выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритока. Патент № 2656296.
- Каразеев Д.В., Стрижнев В.А., Вежнин С.А., Гусарова Е.И., Фахреева А.В., Телин А.Г. (2024). Газо- и водоизоляция скважин с использованием гидрогелевых изоляционных составов на базе реагента «NGT-CHEM-3». *Инженер-Нефтяник*, с. 77–82.
- Куряшов Д.А., Башкирцева Н.Ю., Дияров И.Н. (2009). Реологические свойства смешанных мицеллярных растворов цвиттерионного и анионоактивного ПАВ. *Вестник Казанского технологического университета*, 4, с. 260–267.
- Лозин Е.В. (2012). Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. Уфа: Скиф, 704 с.
- Лозин Е.В., Хлебников В.Н. 2003. Применение коллоидных реагентов для повышения нефтеотдачи. Уфа: БашНИПИнефть, 233 с.
- Магадова Л.А., Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Маркова Н.С., Терентьев С.В. (2006). Технологические жидкости для направленных кислотных обработок карбонатного коллектора. *Нефтепромысловое дело*, 12, с. 7–11.
- Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. (2015). Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 16, с. 61–69. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.7>
- Муллагаллин И.З., Коптяева Е.И., Каразеев Д.В., Исмагилов Т.А., Вежнин С.А., Стрижнев В.А., Пресняков А.Ю., Нигматуллин Т.Э., Ганиев И.М., Сингизова В.Х., Калимуллина Г.З. (2015). Гелеобразующий состав, сухая смесь и способы его приготовления. Патент № 2553816.
- Мусабиринов М.Х., Куряшов Д.А., Гарифов К.М., Дмитриева А.Ю., Абусалимов Э.М. (2019). Разработка структурообразующих коллоидных систем для обработки порово-трещиноватых коллекторов. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 71–73. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-71-73
- Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Вафин Р.В., Хисамутдинов Р.И., Алексеев Д.Л., Буторин О.И., Владимиров И.В. (2004). Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении. *Нефтепромысловое дело*, 6, с. 23–31.
- ОСТ 39-195-86 (1986). Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Министерство нефтяной промышленности СССР.
- Плетнев М.Ю. (1987). О природе взаимодействия в растворе смесей неионогенных и анионных поверхностно-активных веществ. *Коллоидный журнал*, 49(1), с. 184–187.
- Полозов М.Б., Аль-Румаима Д.М.А.А. (2018). Саморазрушающийся отклонитель для кислотных обработок. *Управление техносферой*, 1(1), с. 94–100.
- Располов А.В., Жигалов В.А. (2023). Повышение эффективности разработки залежей нефти в высокорасчлененных карбонатных коллекторах за счет применения системной технологии воздействия на пласт. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, 9–10, с. 58–63.
- Располов А.В., Казанцев А.С., Карманов А.Ю., Жигалов В.А. (2016). Повышение эффективности опытно-промышленных работ за счет изменения подхода к выбору технологий воздействия на пласт (на примере действующего добывающего фонда) группы месторождений соликамской депрессии. *Нефтепромысловое дело*, 11, с. 31–39.
- Рожкова Ю.А. (2021). Обоснование применения ограниченно-набухающих полимерных гелей при разработке высокообводненных эксплуатационных нефтяных объектов Пермского края. *Дисс. канд. техн. наук*. Пермь, 151 с.
- Сафаров Ф.Э., Вежнин С.А., Вульфович С.Л., Исмагилов О.З., Мальных В.И., Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Телин А.Г. (2020). Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине Дачного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 38–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-38-43>
- Сафаров Ф.Э., Каразеев Д.В., Вежнин С.А., Ратнер А.А., Коптяева Е.И., Хасанова Г.И., Телин А.Г. (2017). Разработка составов для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин в условиях низкопроницаемых высокотемпературных коллекторов со сложной структурой порового пространства. *Нефть. Газ. Новации*, 4, с. 40–45.
- Старцева Р.Х., Парфенова М.А., Зарипов Р.Н., Блинов С.А., Фахрегдинов Р.Н., Ляпина Н.К. (1998). Моделирование состава и свойств остаточной нефти. *Нефтехимия*, 38(2), с. 96–101.
- Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Ахметов Н.З., Смыков В.В., Хисамутдинов А.И. (2001). Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 69–74.
- Телин А.Г., Стрижнев В.А., Фахреева А.В., Асадуллин Р.Р., Ленченкова Л.Е., Ратнер А.А., Чепенко В.С. (2023). Гидрогели полиакриламида с дисперсным наполнителем: особенности реологии и фильтрации в трещинах. *Инженерно-физический журнал*, 96(2), с. 511–517.
- ТУ 6-09-5290-86 (1986). Кислота олеиновая чистый. Технические условия.
- ТУ 2483-077-05766801-98 (1998). Неонолы. Технические условия.
- ТУ 2458-032-63121839-2011 (2011). Поверхностно-активное вещество комплексного действия «ATREN-SA». Технические условия.
- ТУ 20.41.20-008-12726854-2021 (2023). Композиции ПАВ. Технические условия. (изм. №1).

Фахретдинов Р.Н., Давиденко Н.В., Старцева Р.Х., Халитов Г.Г., Мухаметзянова Р.С. (1992). Остаточные нефти и способы их извлечения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 25–27.

Харисов Р.Я., Фоломеев А.Е., Булгакова Г.Т., Телин А.Г. (2011). Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 78–82.

Хисамутдинов Н. И., Астахова А. Н. (2024). Теория и практика разработки нефтенасыщенных карбонатных коллекторов. Москва: ИКИ, 376 с.

Холмберг К., Йёнссон Б., Кронберг Б., Линдман Б. (2003). Пер. с англ. Ямпольская Г.П.; под ред. Сумм Б.Д. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах. Москва: Бином. Лаб. знаний, 531 с.

Шрамм Г. (2003). Основы практической реологии и реометрии. Москва: КолосС, 312 с.

Ali K. Alhurishawi, Ramzi S. Yamied, A.Hammad, Waleed Hussein Al-Bazzaz (2019). Enhanced Oil Recovery for Carbonate Oil Reservoir by Using Nano-Surfactant: Part 2. *Proceedings of SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, Dubai. <https://doi.org/10.2118/198666-MS>

Kharisov R.Ya., Folomeev A.E., Bulgakova G.T., Sharifullin A.R., Telin A.G. (2012). Integrated Approach to Acid Treatment Optimization in Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*, 26(5), pp. 2621–2630. <https://doi.org/10.1021/ef201388p>

Manrique E., Muci V. E., Gurfinkel M.E. (2013). EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(6). <https://doi.org/10.2118/100063-MS>

Mohammad R.Z., Rohallah H., Hamidreza Sh., Mehdi S. (2018). Enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by spontaneous imbibition of low salinity water. *Petroleum Science*, 15(6), pp. 1–13. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0234-1>

Seright R., Brattakas B. (2021). Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Petroleum Science*, 18(2), pp. 450–478. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>

Sheng J.J. (2013). Review of Surfactant Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 6(1). <http://dx.doi.org/10.3968/j.apld192554382013601.1582>

Sreela P., Muhammad M., Fawzi B., Ali M.A.I.S. (2018). Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives. *Petroleum Science*, 15(4). <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0198-6>

Telin A., Karazeev D., Vezhnin S., Strizhnev V., Levadsky A., Mamykin A., Lenchenkova L., Yakubov R., Fakhreeva A., Akhmetov A., Oleynik A., Shirobokov A., Minnebaev B., Mullagalin I., Bakhtizin R. (2024). Use of Self-Generating Foam Gel Composition with Subsequent Injection of Hydrogel to Limit Gas Inflow in Horizontal Wells of Vostochno-Messoyakhskoye Field. *Gels*, 10, 215. <https://doi.org/10.3390/gels10040215>

Telin A., Lenchenkova L., Yakubov R., Poteshkina K., Krisanova P., Filatov A., Stefantsev A. (2023). Application of Hydrogels and Hydrocarbon-Based Gels in Oil Production Processes and Well Drilling. *Gels*, 9, 609. <https://doi.org/10.3390/gels9080609>

Yousef A.A.; Al-Saleh S.; Al-Jawfi M.S. (2012) Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content. Proceedings of the Society of Petroleum Engineers, Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/154076-MS>

Yu-Qi Y., Liang Li, Xiang W., Yue-Qun Fu, Xiao-Qing He, Shi-Ling Zh., Ji-Xiang G. (2020). A Surfactant for Enhanced Heavy Oil Recovery in Carbonate Reservoirs in High-Salinity and High-Temperature Conditions. *Energies*, 13, 4525. <https://doi.org/10.3390/en13174525>

Сведения об авторах

Любовь Евгеньевна Ленченкова – доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1
e-mail: LenchenkovaL@mail.ru

Сергей Аркадьевич Везнин – начальник отдела МУН, ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»

Россия, 450076, Уфа, ул. Аксакова, д. 59
e-mail: Vezhninsa@ufntc.ru

Фарит Эрикович Сафаров – кандидат химических наук, старший научный сотрудник отдела МУН, ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»; старший инженер, Уфимский институт химии Уфимского федерального исследовательского центра РАН

Россия, 450076, Уфа, ул. Аксакова, д. 59
Россия, 450054, Уфа, пр. Октября, д. 71
e-mail: SafarovFI@ufntc.ru

Игорь Петрович Новиков – главный геолог, ООО «Нафта-Сервис»

Россия, 423452, Альметьевск, ул. Ленина, д. 15
e-mail: Novikovipnafta@mail.ru

Равиль Наилевич Якубов – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1
e-mail: Rnyakubov@mail.ru

Михаил Алексеевич Варфоломеев – кандидат химических наук, директор Технологического парка «Малотоннажные химические технологии», Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
e-mail: Mikhail.Varfolomeev@kpfu.ru

Сергей Александрович Назарычев – научный сотрудник НИЛ методов увеличения нефтеотдачи, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 29/1
e-mail: SeANazarychev@kpfu.ru

Алексей Олегович Малахов – научный сотрудник НИЛ методов увеличения нефтеотдачи, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 29/1
e-mail: AlOMalahov@kpfu.ru

Рустэм Рустямович Асадуллин – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1
e-mail: yorkerbridge@mail.ru

Тимур Фидаилевич Хаernasов – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1
e-mail: timur.fidailevich@mail.ru

Артем Станиславович Павлик – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1
e-mail: lnplay@mail.ru

Андрей Эдуардович Фетисов – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1
e-mail: fetisovae@ufntc.ru

Алексей Герольдович Телин – кандидат химических наук, заместитель директора по научной работе, ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»

Россия, 450076, Уфа, ул. Аксакова, д. 59
e-mail: telinag@ufntc.ru

Статья поступила в редакцию 28.05.2025;
Принята к публикации 11.11.2025; Опубликована 30.06.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs of the Volga-Ural Petroleum Province: Challenges and Solutions

L.E. Lenchenkova¹, S.A. Vezhnin², F.E. Safarov^{2,3}, I.P. Novikov⁴, R.N. Yakubov¹, M.A. Varfolomeev⁵, S.A. Nazarychev⁵, A.O. Malakhov⁵, R.R. Asadullin¹, T.F. Khaernasov¹, A.S. Pavlik¹, A.E. Fetisov¹, A.G. Telin^{2*}

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

²Ufa Scientific and Technical Center, Ufa, Russian Federation

³Ufa Institute of Chemistry of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

⁴Nafta-Service LLC, Almetyevsk, Russian Federation

⁵Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Aleksey G. Telin, e-mail: telinag@ufntc.ru

Abstract. The development challenges of carbonate reservoirs in the Volga-Ural petroleum province are associated with their geological features (presence of fracturing, high formation water salinity, high oil viscosity, hydrophobic rock surface properties). While global practice employs well-established gas and physicochemical methods, Russia practically doesn't apply conventional EOR techniques in carbonate reservoirs. The article emphasizes that the main methods of carbonate formation stimulation in the Volga-Ural petroleum province include: injection profile conformance technologies (small-scale EOR) as well as production well stimulation through acid treatments. A comparative analysis of literature is provided, reflecting the main types of implemented geological and technical measures. The authors describe in detail their developed individual elements of systemic technology adapted for carbonate reservoirs, optimized for each type of impact based on the industry's achieved technical level – thereby demonstrating that all geological and technical measures for carbonate reservoirs have been refined and their effectiveness proven. The systematic approach to injection and production well treatments requires multiple expansions and replication, which should lead to profitable reserve recovery in carbonate reservoirs when applying best practices of geological and technical operations.

Keywords: systematic technology for carbonate reservoirs, flow-diverting technologies, injection profile equalization, small-scale EOR methods, polymer-disperse systems, gel-sediment-forming technologies, acid treatments with diverters, polyacrylate reagents

Acknowledgements

The study was carried out as part of the implementation of the research project “Development of Acid Stimulation Technology with In-Situ Diversion for Flow Profile Equalization in Carbonate Reservoirs”, implemented under the

strategic project “New Technological Solutions for the Fuel and Energy Sector” of the USPTU Priority 2030 development program (Ufa State Petroleum Technological University).

Recommended citation: Lenchenkova L.E., Vezhnin S.A., Safarov F.E., Novikov I.P., Yakubov R.N., Varfolomeev M.A., Nazarychev S.A., Malakhov A.O., Asadullin R.R., Khaernasov T.F., Pavlik A.S., Fetisov A.E., Telin A.G. (2026). Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs of the Volga-Ural Petroleum Province: Challenges and Solutions. *Georesursy = Georesources*, 28(2), pp. 168–185. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.2.15>

References

- Ali K. Alhurishawi, Ramzi S. Yamied, A.Hammad, Waleed Hussein Al-Bazzaz (2019). Enhanced Oil Recovery for Carbonate Oil Reservoir by Using Nano-Surfactant: Part 2. *Proceedings of SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, Dubai. <https://doi.org/10.2118/198666-MS>
- Bagrintseva K.I. (1999). Conditions of formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. Moscow: RGGU, 285 p. (In Russ.)
- Baykova E.N., Muslimov R.Kh. (2016). Experience in the Application of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies in Fractured Carbonate Reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 18(3), pp. 175–185. (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.3.6>
- Belonovskaya L.G., Bulach M.H., Gmid L.P. (2007). The role of fracturing in the formation of the reservoir filtration space of complex collectors. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2, pp. 1–19. (In Russ.)
- Fakhretdinov R.N., Davidenko N.V., Startseva R.H., Khalitov G.G., Mukhametzyanova R.S. (1992). Residual oils and methods of their extraction. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 4, pp. 25–27. (In Russ.)
- Gafarov Sh.A. (2005). Experimental and laboratory substantiation and evaluation of the results of the injection of “PDS+Surfactants” into the porous-cavernous-fractured carbonate formations of the Balkanovskoye field of ANC Bashneft. *Neftegazovoe delo*, 2. (In Russ.)
- Ganiev I.M., Kalimullina G.Z., Mingaliev F.K., Valeev R.F., Belykh A.M. (2023). Experience in the use of pre-crosslinked polymer systems to enhance oil recovery in carbonate reservoirs. *Neftegazovoe delo*, 2, pp. 105–113 (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-105-113>

- Ganiev I.M., Yakovlev K.V., Belykh A.M., Ismagilov T.A. (2020). On the specifics of the application of flow-deflecting technologies in the late stages of the development of fractured carbonate reservoirs. *Neftegazovoe delo*, 3, pp. 51–60. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-3-51-60>
- Gavrilenko A.I., Kobets A.N., Prokhorenko S.V. (2023). Improving the technology of directed acidic effect on the reservoir and evaluating its application using the example of the deposits of RUE Production Association Belorusneft. *Burenie i neft*, 2. (In Russ.)
- Gazizov A.A. (2002). Increased oil recovery of heterogeneous formations at a late stage of development. Moscow: Nedra-Businesscenter, 638 p. (In Russ.)
- Gazizov A.A., Galaktionov L.A., Gazizov A.S. (1998). The use of polymer-dispersed systems and their modifications to enhance oil recovery. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 2, pp. 12–14. (In Russ.)
- Glushchenko V.N. (2008). Reverse emulsions and suspensions in the oil and gas industry. Moscow: Intercontact Nauka, 725 p. (In Russ.)
- GOST 26450.0-85 (1985). Rocks. General requirements for sampling and sample preparation to determine reservoir properties. Moscow: Publishing House of Standards. (In Russ.)
- GOST 26450.1-85 (1985). Rocks. Method for determining the open porosity coefficient by liquid saturation. Moscow: Publishing House of Standards. (In Russ.)
- GOST 26450.2-85 (1985). Rocks. Method for determining the absolute gas permeability coefficient during stationary and non-stationary filtration. Moscow: Publishing House of Standards. (In Russ.)
- GOST 14845-79 (1999). Tall fatty acids. Specifications. Moscow: IPC Publishing House of Standards. (In Russ.)
- GOST 12871-2013 (2015). Chrysotile. General Specifications. Moscow: Standartinform. (In Russ.)
- Gumersky H.H., Gorbunov A.T., Zhdanov S.A., Petrakov A.M. (2000). Enhanced oil recovery using systemic exposure technology. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 12, pp. 12–15. (In Russ.)
- Holmberg K., Jenson B., Kronberg B., Lindman B. (2003). Translated from English. Yampolskaya G.P., ed. Sum B.D. Surfactants and polymers in aqueous solutions. Moscow: Binom. Lab. znanie, 531 p. (In Russ.)
- Ismagilov T.A. (2015). The use of flow-deflecting technologies, taking into account the mechanism of irrigation of well products. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 11, pp. 59–65. (In Russ.)
- Karazeev D.V., Safarov F.E., Arslanov I.R., Vezhnin S.A., Telin A.G., Koptyaeva E.I., Ratner A.A. (2018). A method for obtaining a commercial form of alkaline effluents produced by caprolactam for use in the oil industry and a method for obtaining a composition based on it to equalize the intake profile and limit water inflow. Patent No. 2656296. (In Russ.)
- Karazeev D.V., Strizhnev V.A., Vezhnin S.A., Gusarova E.I., Fakhreeva A.V., Telin A.G. (2024). Gas and water isolation of wells using hydrogel insulating compounds based on NGT-CHEM-3 reagent. *Inzhener-Neftyanik*, pp. 77–82. (In Russ.)
- Kharisov R.Ya., Folomeev A.E., Bulgakova G.T., Sharifullin A.R., Telin A.G. (2012). Integrated Approach to Acid Treatment Optimization in Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*, 26(5), pp. 2621–2630. <https://doi.org/10.1021/ef201388p>
- Kharisov R.Ya., Folomeev A.E., Bulgakova G.T., Telin A.G. (2011). An integrated approach to choosing the optimal acid composition for well stimulation in carbonate reservoirs. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 2, pp. 78–82. (In Russ.)
- Khisamutdinov N. I., Astakhova A. N. (2024). Theory and practice of development of oil-saturated carbonate reservoirs. Moscow: IKI, 376 p. (In Russ.)
- Kuryashov D.A., Bashkirtseva N.Yu., Diyarov I.N. (2009) Rheological properties of mixed micellar solutions of zwitterionic and anion-active surfactants. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 4, pp. 260–267. (In Russ.)
- Lozin E.V. (2012). Development of the unique Arlanskoye oil field in the east of the Russian plate. Ufa : Skif, 704 p. (In Russ.)
- Lozin E.V., Khlebnikov V.N. 2003. The use of colloidal reagents to enhance oil recovery. Ufa: BashNIPneft, 233 p. (In Russ.)
- Magadova L.A., Magadov R.S., Silin M.A., Gaevoy E.G., Markova N.S., Terentyev S.V. (2006). Process fluids for directed acid treatments of the carbonate reservoir. *Neftepromyslovoye delo*, 12, pp. 7–11. (In Russ.)
- Manrique E., Muci V. E., Gurfinkel M.E. (2013). EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(6). <https://doi.org/10.2118/100063-MS>
- Martyushev D.A., Lekomtsev A.V., Kotousov A.G. (2015). Determination of the openness and compressibility of natural cracks in the carbonate deposit of the Logovskoye field. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and Gas and Mining*, 16, pp. 61–69. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.7>
- Mohammad R.Z., Rohallah H., Hamidreza Sh., Mehdi S. (2018). Enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by spontaneous imbibition of low salinity water. *Petroleum Science*, 15(6), pp. 1–13. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0234-1>
- Mullagalina I.Z., Koptyaeva E.I., Karazeev D.V., Ismagilov T.A., Vezhnin S.A., Strizhnev V.A., Presnyakov A.Yu., Nigmatullin T.E., Ganiev I.M., Singizova V.Kh., Kalimullina G.Z. (2015). Gel-forming composition, dry mixture and methods of its preparation. Patent No. 2553816. (In Russ.)
- Musabirov M.H., Kuryashov D.A., Garifov K.M., Dmitrieva A.Yu., Abusalimov E.M. (2019). Development of structure-forming colloidal systems for processing pore-fractured reservoirs. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 6, pp. 71–73. (In Russ.)
- Muslimov R.H., Khisamov R.S., Vafin R.V., Khisamutdinov R.I., Alekseev D.L., Butorin O.I., Vladimirov I.V. (2004). A project for the implementation of a water and gas impact at the Alekseevskoye field. *Neftepromyslovoye delo*, 6, pp. 23–31. (In Russ.)
- OST 39-195-86 (1986). Oil. Method for Determining the Efficiency of Oil Displacement by Water under Laboratory Conditions. Moscow: USSR Ministry of Oil Industry. (In Russ.)
- Pletnev M.Y. (1987). On the nature of the interaction in solution of mixtures of nonionic and anionic surfactants. *Kolloidnyy zhurnal*, 49(1), pp. 184–187. (In Russ.)
- Polozov M.B., Al-Rumaimah D.M.A.A. (2018). Self-destructing deflector for acid treatments. *Upravlenie tekhnosferoy*, 1(1), pp. 94–100. (In Russ.)
- Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Karmanov A.Yu., Zhigalov V.A. (2016). Improving the efficiency of pilot operations by changing the approach to choosing technologies for influencing the formation (using the example of the current mining fund of the Solikamsk depression group of deposits). *Neftepromyslovoye delo*, 11, pp. 31–39. (In Russ.)
- Raspopov A.V., Zhigalov V.A. (2023). Improving the efficiency of oil deposits development in highly fragmented carbonate reservoirs through the use of systemic reservoir impact technology. *Territoriya NEFTEGAZ*, 9–10, pp. 58–63. (In Russ.)
- Rozhkova Yu.A. (2021). Justification of the use of limited-swelling polymer gels in the development of highly watered operational oil facilities in the Perm Region. Dissertation, Cand. tech. sci. diss. Perm, 151 p. (In Russ.)
- Safarov F.E., Karazeev D.V., Vezhnin S.A., Ratner A.A., Koptyaeva E.I., Khasanova G.I., Telin A.G. (2017). Development of compositions for leveling the intake profile of injection wells in conditions of low-permeability high-temperature reservoirs with a complex structure of the pore space. *Neft. Gas. Novatsii*, 4, pp. 40–45. (In Russ.)
- Safarov F.E., Vezhnin S.A., Vulfovich S.L., Ismagilov O.Z., Malykhin V.I., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Telin A.G. (2020). Tracer studies and work on leveling the pickup profile in the well of the Dachnoye deposit. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 4, pp. 38–43. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-38-43>
- Schramm, G. (2003). Fundamentals of Practical Rheology and Rheometry. Moscow: KolosS, 312 p. (In Russ.)
- Seright R., Brattakas B. (2021). Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Petroleum Science*, 18(2), pp. 450–478. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
- Sheng J.J. (2013). Review of Surfactant Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 6(1). <http://dx.doi.org/10.3968/j.apld192554382013601.1582>
- Sreela P., Muhammad M., Fawzi B., Ali M.A.I.S. (2018). Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives. *Petroleum Science*, 15(4). <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0198-6>
- Startseva R.H., Parfenova M.A., Zariyov R.N., Blinov S.A., Fakhretdinov R.N., Lyapina N.K. (1998). Modeling of the composition and properties of residual oil. *Petrochemistry*, 38(2), pp. 96–101. (In Russ.)
- Telin A., Karazeev D., Vezhnin S., Strizhnev V., Levadsky A., Mamykin A., Lenchenkova L., Yakubov R., Fakhreeva A., Akhmetov A., Oleynik A., Shirobokov A., Minnebaev B., Mullagalina I., Bakhtizin R. (2024). Use of Self-Generating Foam Gel Composition with Subsequent Injection of Hydrogel to Limit Gas Inflow in Horizontal Wells of Vostochno-Messoyakhskoye Field. *Gels*, 10, 215. <https://doi.org/10.3390/gels10040215>
- Telin A., Lenchenkova L., Yakubov R., Poteshkina K., Krisanova P., Filatov A., Stefantsev A. (2023). Application of Hydrogels and Hydrocarbon-Based Gels in Oil Production Processes and Well Drilling. *Gels*, 9, 609. <https://doi.org/10.3390/gels9080609>
- Telin A.G., Ismagilov T.A., Akhmetov N.Z., Smykov V.V., Khisamutdinov A.I. (2001). An integrated approach to increasing the efficiency of acid treatments of wells in carbonate reservoirs. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 8, pp. 69–74. (In Russ.)

Telin A.G., Strizhnev V.A., Fakhreeva A.V., Asadullin R.R., Lenchenkova L.E., Ratner A.A., Chepenko V.S. (2023). Polyacrylamide hydrogels with dispersed filler: specifics of rheology and filtration in fractures. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*, 96(2), pp. 511–517. (In Russ.)

TU 20.41.20-008-12726854-2021 (2023). Surfactant compositions. Technical conditions. (amendment No. 1). (In Russ.)

TU 2458-032-63121839-2011 (2011). ATREN-SA Complex-Action Surfactant. Specifications. (In Russ.)

TU 2483-077-05766801-98 (1998). Neonols. Technical conditions. (In Russ.)

TU 6-09-5290-86 (1986). Pure oleic acid. Technical conditions. (In Russ.)

Vafin R.V. (2008). A method for regulating the technology of water and gas exposure to the reservoir at the Alekseevskoye field. *Neftepromyslovoye delo*, 2, pp. 33–35. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Veliev E.M., Almukhametova E.M., Abilkhairov D.T. (2014). Application of non-stationary flooding for extra-viscous oil from the collector with dual permeability. Theory. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov*, 4, pp. 16–25. (In Russ.)

Yousef A.A.; Al-Saleh S.; Al-Jawfi M.S. (2012) Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content. Proceedings of the Society of Petroleum Engineers, Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/154076-MS>

Yu-Qi Y., Liang Li, Xiang W., Yue-Qun Fu, Xiao-Qing He, Shi-Ling Zh., Ji-Xiang G. (2020). A Surfactant for Enhanced Heavy Oil Recovery in Carbonate Reservoirs in High-Salinity and High-Temperature Conditions. *Energies*, 13, 4525. <https://doi.org/10.3390/en13174525>

Zemtsov Yu.V., Mazaev V.V. (2021). The current state of physico-chemical methods for increasing oil recovery: a literary and patent review. Yekaterinburg: Publishing solutions, 240 p. (In Russ.)

About the Authors

Lyubov E. Lenchenkova – Doctor of Technical Sciences, Professor of Oil and Gas Fields Development and Operation Department, Ufa State Petroleum Technological University
1 Kosmonavtov St., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: LenchenkovaL@mail.ru

Sergey A. Vezhnin – Head of the EOR Department, Ufa Scientific and Technical Center
59 Aksakov St., Ufa, 450076, Russian Federation
e-mail: Vezhninsa@ufntc.ru

Farit E. Safarov – Candidate of Chemical Sciences, Senior Researcher at the EOR Department, Ufa Scientific and Technical Center; Senior Engineer, Ufa Institute of Chemistry of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences

59 Aksakov St., Ufa, 450076, Russian Federation
71 Oktyabrya ave., Ufa, 450054, Russian Federation
e-mail: SafarovFI@ufntc.ru

Igor P. Novikov – Chief geologist, Nafta-Service LLC
15 Lenin St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation
e-mail: Novikovipnafta@mail.ru

Ravil N. Yakubov – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Oil and Gas Fields Development and Operation Department, Ufa State Petroleum Technological University

1 Kosmonavtov St., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: Rnyakubov@mail.ru

Mikhail A. Varfolomeev – Candidate of Chemical Sciences, Director of the Technology Park “Low-Tonnage Chemical Technologies”, Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: Mikhail.Varfolomeev@kpfu.ru

Sergei A. Nazarychev – Research Scientist at the Laboratory of Enhanced Oil Recovery Methods, Kazan Federal University
1/29 Lobachevskogo St., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: SeANazarychev@kpfu.ru

Aleksei O. Malakhov – Research Scientist at the Laboratory of Enhanced Oil Recovery Methods, Kazan Federal University
1/29 Lobachevskogo St., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: AlOMalahov@kpfu.ru

Rustem R. Asadullin – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Oil and Gas Fields Development and Operation Department, Ufa State Petroleum Technological University
1 Kosmonavtov St., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: Yorkerbridge@mail.ru

Timur F. Khaernasov – Postgraduate student of Oil and Gas Fields Development and Operation Department, Ufa State Petroleum Technological University
1 Kosmonavtov St., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: timur.fidailevich@mail.ru

Artem S. Pavlik – Postgraduate student of Oil and Gas Fields Development and Operation Department, Ufa State Petroleum Technological University
1 Kosmonavtov St., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: Lnplay@mail.ru

Andrey E. Fetisov – Postgraduate student of Oil and Gas Fields Development and Operation Department, Ufa State Petroleum Technological University
1 Kosmonavtov St., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: Fetisovae@ufntc.ru

Alexey G. Telin – Candidate of Chemical Sciences, Deputy Director for Scientific Work, Ufa Scientific and Technical Center
59 Aksakov St., Ufa, 450076, Russian Federation
e-mail: telinag@ufntc.ru

Manuscript received 28 May 2025;

Accepted 11 November 2025;

Published 30 June 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)