

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.1-20>

EDN ZQVKLI

УДК 551.7.022+622.276.1/.4 «712.8»

О необходимости исследования фациальной изменчивости коллекторов на поздней стадии разработки месторождений

Дехтярев В.А.

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия*

E-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru

Аннотация. Фациальная изменчивость коллекторов является ключевым геологическим фактором, определяющим неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов, что напрямую влияет на эффективность разработки нефтегазовых месторождений. В данной статье рассматривается комплексное воздействие фациальной изменчивости на геологическое строение месторождения, проектирование и реализацию системы разработки, в том числе добычные возможности коллекторов и вариации коэффициента охвата и вытеснения. Ключевой акцент в данной статье сделан на подготовке и проработке геологической концепции с учётом исторических процессов накопления и взаиморасположения осадков (их влиянии на анизотропию проницаемости фаций) как надежной основе для дальнейшей работы с данными по разработке объекта месторождения, которая включает седиментологический анализ, петрофизическую основу, а также работу с керновыми данными и данными геофизических исследований скважин. Особое внимание уделено методам прогнозирования фаций, их взаимовлиянию и распространению на основе интегрированного анализа керновых данных и цифровых инструментов применительно для участка месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, которые позволяют повысить точность геологического моделирования и провести анализ влияния фациальной изменчивости на эффективность выработки запасов. Аналитические подходы, описанные в статье, базируются, в первую очередь, на корректности концептуального понимания геологического строения месторождения и его влиянии на объёмы добычи нефти на тех или иных участках в пределах разных фациальных зон. Проведен первичный анализ добычных способностей коллекторов разных фациальных зон, а также выдвинуты предположения об их неоднородностях в части движения флюидов в пласте по выделенным телам.

Ключевые слова: литолого-фациальная изменчивость, геологическая модель, исследования керна, разработка месторождений, сетка скважин, латеральная неоднородность, размещение скважин

Для цитирования: Дехтярев В.А. О необходимости исследования фациальной изменчивости коллекторов на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 1-20. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.1-20>. - EDN ZQVKLI

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.21-33>

EDN YNKVYB

УДК 622.276.1/4.003

Оценка влияния темпа ввода в разработку небольшой по размеру залежи нефти в терригенных отложениях Беркет-Ключевского нефтяного месторождения на технико-экономические показатели

^{1,3}Петров В.Н., ^{1,3}Хакимзянов И.Н., ²Хуснутдинов Р.Н.,
²Сайфутдинов М.А., ³Нафикова Р.А.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

²ЗАО «Охтин-Ойл», Лениногорск, Россия

³Институт нефти и газа филиал ФГБОУ ВО УГНТУ, Октябрьский, Россия

E-mail: PetrovVladimirN@tatnpi.ru

Аннотация. Многолетний опыт разработки многих нефтяных месторождений показывает, что вовлечение запасов новых эксплуатационных объектов переводом добывающих скважин с одного объекта на другой может иметь низкую рентабельность. Однако, при определенных геологических условиях, использование оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) позволяет эффективно вводить в разработку запасы новых залежей. ОРЭ позволяет вовлекать в разработку запасы, сосредоточенные в нижних и верхних горизонтах, одновременно, не дожидаясь истощения нижних пластов. Время начала ввода в разработку и продолжительность эксплуатации залежей нефти в первую очередь зависит от величины запасов. В данной статье рассматривается оценка влияния динамики геолого-технических мероприятий (ГТМ) на темпы ввода тульского горизонта нефтяной залежи нижнего карбона Кзыл-Кочского поднятия Беркет-Ключевского нефтяного месторождения Республики Татарстан с помощью ОРЭ. Рассмотрено несколько вариантов дальнейшей разработки залежей нефти в отложениях бобриковского и тульского горизонтов с использованием геолого-гидродинамического моделирования и проведена технико-экономическая оценка предлагаемых ГТМ.

Ключевые слова: *месторождение, залежь нефти, проницаемость, пористость, геологическое строение, одновременно-раздельная эксплуатация, скважина, свойства нефти, коэффициент извлечения нефти, экономическая эффективность*

Для цитирования: Петров В.Н., Хакимзянов И.Н., Хуснутдинов Р.Н., Сайфутдинов М.А., Нафикова Р.А. Оценка влияния темпа ввода в разработку небольшой по размеру залежи нефти в терригенных отложениях Беркет-Ключевского нефтяного месторождения на технико-экономические показатели // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 21-33. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.21-33>. - EDN YNKVYB

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.34-46>

EDN WKEIBG

УДК: 622.276.1/4:55

Влияние геологических особенностей афонинской толщи на технологические показатели разработки месторождения Оренбургской области

¹Низаев Р.Х., ²Хафизов Р.И., ³Фатеев А.Д

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма,
Россия*

*Санкт-Петербургский Политехнический Университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия*

Национальный исследовательский университет ИТМО, Санкт-Петербург, Россия

E-mail: ruslanxxx171@mail.ru

Аннотация. Перспективы наращивания добычи нефти в Оренбургской области в первую очередь связаны с вовлечением в разработку глубокозалегающего карбонатного коллектора афонинской толщи. Проектный КИН по месторождениям достигает 0,492 доли.ед. Их разработка в настоящее время осуществляется низкими темпами, что во многом обусловлено причинами геологического характера, а также применением традиционных принципов разработки и методов воздействия, хорошо зарекомендовавших себя на терригенных коллекторах. В силу специфического строения афонинской толщи и наличия в ней вторичных доломитов прямой перенос на них принципов разработки терригенных коллекторов не дает высоких положительных результатов. Поэтому дальнейший прогресс разработки месторождений нефти, представленных глубокозалегающими карбонатными коллекторами, имеет стратегическое значение для месторождений Оренбургской области.

Ключевые слова: карбонатные отложения, нагнетательная скважина, гидродинамическое моделирование, известняки, доломиты, режим истощения, добывающая скважина, кислотный гидравлический разрыв пласта

Для цитирования: Низаев Р.Х., Хафизов Р.И., Фатеев А.Т. Влияние геологических особенностей афонинской толщи на технологические показатели разработки месторождения Оренбургской области // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 34-46. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.34-46>. - EDN WKEIBG

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.47-63>

EDN VYITHC

УДК: 622.276.031.011.431.3

Остаточная нефтенасыщенность и особенности ее определения

Хасанов Р.Р.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» -

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Аннотация. Особое значение коэффициент остаточной нефтенасыщенности имеет при выполнении работ, связанных с подсчетом запасов нефти и созданием проектной документации на разработку нефтяных месторождений. В статье рассмотрены основные отличия терминов «остаточная нефть» и «остаточная нефтенасыщенность». Проведен анализ отечественных и зарубежных литературных источников, освещающих проблему определения остаточной нефтенасыщенности различными методами: лабораторными исследованиями керна, геофизическими методами, методами аналогий. Из них только лабораторные исследования являются прямым методом определения остаточной нефтенасыщенности, который, по мнению специалистов, является наиболее достоверным, однако не лишен недостатков. Также были рассмотрены результаты исследований по определению зависимости остаточной нефтенасыщенности от свойств породы.

Ключевые слова: *коэффициент вытеснения, остаточная нефть, остаточная нефтенасыщенность, керновые исследования, извлекаемые запасы нефти*

Для цитирования: Хасанов Р.Р. Остаточная нефтенасыщенность и особенности ее определения // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 47-63. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.47-63>. - EDN VYITHC

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.64-75>

EDN TZMWMZ

УДК 552.578.2

Изменение физико-химических свойств нефти в процессе разработки нефтяного объекта Волго-Уральской провинции

*Гибадуллин А.А., Сахарова М.П., Файзуллина А.А., Мингазова Л.Т.,
Фаттахов И.Г.*

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия*

E-mail: SakharovaMariyaP@tatnipi.ru

Аннотация. В статье описывается один из нефтяных объектов Волго-Уральской провинции. Разработка данной площади была начата в 1951 г. Основным эксплуатационным объектом площади являются продуктивные отложения кыновского (Д₀) и пашийского (Д₁) горизонтов нижнефранского подъяруса верхнего девона. Максимальный уровень отбора нефти по данной площади достигнут в 1961 г. – 3,3 млн. т. Благодаря вводу ряда нагнетательных скважин и внедрению мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта удавалось удерживать дебит на уровне 2,5 млн. т. в год.

Освещаются результаты сравнительного анализа характера изменения основных параметров нефти и газа кыновско-пашийского горизонта в различные стадии разработки (начальная – 1950–1970 гг., средняя – 1970–1990 гг., поздняя – 1990 г. – по настоящее время). Видно, что такие параметры, как давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент снижаются, а плотность, вязкость и коэффициент сжимаемости пластовой нефти растут. Замечено увеличение содержания парафинов, смол и асфальтенов. Изменение этих показателей свидетельствует о том, что месторождение находится на завершающей стадии разработки. Для сохранения объемов добычи нефти площади необходимо осуществлять подбор наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи с учетом динамики изменения физико-химических свойств нефти.

Ключевые слова: *месторождение, нефть, физико-химические свойства, компонентный состав, плотность, вязкость, увеличение нефтеотдачи пластов*

Для цитирования: Гибадуллин А.А., Сахарова М.П., Файзуллина А.А., Мингазова Л.Т., Фаттахов И.Г. Изменение физико-химических свойств нефти в процессе разработки нефтяного объекта Волго-Уральской провинции // Нефтяная провинция. -2025.-№2(42).-С. 64-75. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.64-75>. - EDN TZMWMZ

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.76-88>

EDN SXDSZW

УДК 622.276.344

Влияние расчлененности на нефтеизвлечение высоковыведанных терригенных пластов Республики Татарстан

¹Шарифуллина М.А., ¹Фаттахов И.Г., ²Волдавин С.Л.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

²Центр технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

E-mail: chernovama@tatnipi.ru, i-fattakhov@rambler.ru

Аннотация. Актуальной задачей является изучение зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от плотности сетки скважин (ПСС) при различных значениях неоднородности продуктивных пластов для месторождений на поздней стадии разработки. Результаты таких исследований могут быть использованы при планировании бурения дополнительных скважин, которое позволяет вовлечь в разработку низкопродуктивные пропластки, слабо охваченные процессом вытеснения.

В работе авторами проанализированы 40 промысловых объектов, относящихся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям, выработанность извлекаемых запасов нефти которых превышает 70 %, с целью изучения влияния неоднородности на взаимосвязь ПСС и нефтеизвлечения. Рассматриваемые объекты разделены на две группы по величине начальной подвижности нефти.

Определены коэффициенты А и В зависимости $КИН = A \cdot e^{(-B \cdot ПСС^{1,5})}$ для групп объектов в различных диапазонах расчлененности и песчаности. Отмечено, что зависимость КИН от ПСС прослеживается более явно и имеет более высокий параметр достоверности аппроксимации при распределении объектов по расчлененности.

В результате анализа параметров 24 объектов второй группы для коэффициента А определена линейная зависимость от расчлененности вида $y = -0,0317x + 0,7868$, для коэффициента В логарифмическая зависимость вида $y = 0,9584 \ln(x) + 0,0871$ (в диапазоне расчлененности 1,4–6,5).

Дополнительно проанализированы зависимости КИН от ПСС для двух групп при разделении объектов на подгруппы по энтропии расчлененности. Подгруппы объектов имеют непересекающееся разделение. Преобладающие тренды зависимостей имеют более резкое падение по сравнению с оценкой по расчлененности. Однако у зависимостей, полученных при делении на подгруппы по расчлененности, более надежные коэффициенты детерминации.

Сделан вывод о том, что расчлененность продуктивного пласта в значительной степени влияет на взаимосвязь нефтеизвлечения и ПСС.

Ключевые слова: плотность сетки скважин, неоднородность, расчлененность, песчаность, влияние расчлененности на нефтеизвлечение

Для цитирования: Шарифуллина М.А., Фаттахов И.Г., Волдавин С.Л. Влияние расчлененности на нефтеизвлечение высоковыведанных терригенных пластов Республики Татарстан // Нефтяная провинция. -2025.-№2(42).-С. 76-88. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.76-88>. - EDN SXDSZW

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.89-98>

EDN PGVCHA

УДК 622.276.63

Анализ параметров техногенного воздействия в скважинах с заколонной циркуляцией

Гарипова Л.И., Хаярова Д.Р.

*ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет - «Высшая
школа нефти», Альметьевск, Россия*

E-mail: garipova@agni-rt.ru

Аннотация. Кислотная обработка скважин является эффективным методом повышения продуктивности скважин. Однако повышение давления до значений, превышающих крепость пород на сжатие или растяжение, ведет как к деформации пород, так и к разрушению заколонного цементного камня и созданию трещин. Кислотный состав, проникая в трещины и активно взаимодействуя с заколонным цементным камнем, разрушает его. Следствием этого процесса является возникновение заколонной циркуляции с притоком из выше- или нижележащих обводненных пропластков. Появление ЗКЦ при освоении и эксплуатации скважин напрямую оказывает влияние на увеличение обводненности продукции и на снижение выработки запасов по целевому пласту. Выявление осложняющих факторов, оказывающих влияние на возникновение заколонной циркуляции, является актуальной задачей повышения эффективности кислотных обработок.

В работе выполнены анализ и обобщение опыта реализации технологий кислотных обработок скважин с выявлением осложняющих факторов, оказывающих влияние на возникновение заколонной циркуляции. Выявлены геолого-технологические параметры, влияющие на возникновение заколонной циркуляции в скважинах добывающего фонда после проведения кислотных обработок. Рекомендовано проведение дополнительных исследований и научно-технических работ для предотвращения ЗКЦ в скважинах при реализации кислотных обработок на промысловых объектах.

Ключевые слова: *заколонная циркуляция, обработка призабойной зоны, кислотный состав, давление, расход*

Для цитирования: Гарипова Л.И., Хаярова Д.Р. Анализ параметров техногенного воздействия в скважинах с заколонной циркуляцией // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 89-98. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.89-98>. - EDN PGVCHA

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.99-117>

EDN OVFWWI

УДК 622.276.652

Оценка эффективности опытно-промышленного испытания катализаторов акватермолиза для разработки Стреловского месторождения

¹Али М.О.Н., ¹Мухаматдинов И.И., ²Волков Д.А.,

²Проценко А.Н., ¹Вахин А.В.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²ООО «Лукойл-Инжиниринг», Москва, Россия

E-mail: omarmohammed047@gmail.com

Аннотация. В работе был проведен анализ эффективности применения катализаторов внутрипластового акватермолиза совместно с закачкой теплоносителя для разработки Стреловского месторождения. Суть технологии заключается в закачке в пласт специальной каталитической композиции, в результате взаимодействия которого с пластовой нефтью происходит конверсия углеводородов, что приводит к уменьшению содержания смол и асфальтенов, и, как следствие, к снижению вязкости. Применение катализаторов внутрипластового акватермолиза позволяет увеличить охват пласта при обработке теплоносителем за счет снижения молекулярной массы смол и асфальтенов, что значительно снижает вязкость добываемой нефти и осуществляет трансформацию тяжелых компонентов нефти в пласте. После проведения вискозиметрических испытаний было обнаружено, что динамическая вязкость нефти после опытно-промышленного испытания (ОПИ) при температуре 10°C уменьшилась более чем в 10 раз по сравнению с исходной нефтью. По результатам анализа группового химического состава содержание асфальтенов уменьшилось в большинстве проб в 1,5 раза по сравнению с исходной нефтью. Также наблюдается снижение температуры застывания во всех пробах, наибольшее снижение зафиксировано в пробе с датой отбора от 15.12.2022 и составляет 4°C. Это можно объяснить снижением содержания парафинов при наличии катализатора. Полученные данные свидетельствуют, что исходная нефть в ходе термокаталитического воздействия претерпевает существенные изменения вследствие протекания химических реакций крекинга, ведущих к разрушению крупных молекул с образованием более легких соединений.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, катализатор; акватермолиз; вязкость; парафины; смолы; асфальтены; температура застывания; молекулярная масса; опытно-промышленные испытания

Для цитирования: Али М.О.Н., Мухаматдинов И.И., Волков Д.А., Проценко А.Н., Вахин А.В. Оценка эффективности опытно-промышленного испытания катализаторов акватермолиза для разработки Стреловского месторождения // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 99-117. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.99-117>. - EDN OVFWWI

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.118-129>

EDN NMWEOU

УДК 622.276.43:678

Применение гидрофобизированного наполнителя в полимер-дисперсных составах

¹Мамбетов С.Ф., ²Земцов Ю.В.

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

E-mail: Sergey.Mambetov@lukoil.com

Аннотация. Наблюдающаяся в последние годы тенденция увеличения темпов падения базовой добычи нефти несет риски невыполнения планов и недостижения проектных коэффициентов извлечения нефти (КИН) на многих месторождениях углеводородов. В складывающихся условиях исключительно актуальным является применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН), в частности, составов потокорегулирующего действия. Отечественный опыт показывает, что из числа таких методов наиболее эффективными являются технологии выравнивания профиля приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин и потокоотклоняющие технологии (ПОТ) с применением различных дисперсно-содержащих составов.

Настоящая работа посвящена изучению возможности применения гидрофобизированного наполнителя в дисперсносодержащих системах. Показаны преимущества использования такого наполнителя перед промышленно применяемыми в настоящее время – глинопорошок, древесная мука.

Ключевые слова: *седиментационная и агрегативная устойчивость, высокодисперсный наполнитель, полиакриламид, глинопорошок, стабильность системы, фактор остаточного сопротивления, нефтевытеснение*

Для цитирования: Мамбетов С.Ф., Земцов Ю.В. Применение гидрофобизированного наполнителя в полимер-дисперсных составах // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 118-129. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.118-129>. - EDN NMWEOU

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.130-141>

EDN MCPJLL

УДК 622.276.72

Цифровая методика оценки диспергирующих свойств реагентов

Нигметзянов А.Р., Хуснутдинова Д.С., Нигъматуллина А.В.,

Гареев А.Р., Фаттахов И.Г., Пименов А.А.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

E-mail: arthurnigm@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается одна из наиболее актуальных проблем нефтяной промышленности – образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), которые негативно влияют на эффективность добычи нефти. АСПО приводят к снижению дебитов скважин, затрудняют транспортировку углеводородов и увеличивают износ оборудования, что в конечном счете ведет к повышению эксплуатационных расходов и снижению рентабельности нефтедобычи. В работе подробно анализируются современные методы предотвращения образования АСПО, в частности, использование диспергирующих реагентов, которые помогают диспергировать и выводить отложения из потока нефти. Также рассматриваются существующие стандарты оценки эффективности этих реагентов, позволяющие выявить их сильные и слабые стороны, уделено внимание недостаткам традиционных методов оценки, которые часто не обеспечивают точной и надежной информации о диспергирующих свойствах реагентов, что затрудняет выбор оптимального решения для конкретных условий. В результате проведенных лабораторных исследований предложен новый метод оцифровки результатов испытаний, который позволяет более точно определять диспергирующие свойства реагентов качественно и количественно, используя уменьшенный объем реагентов и пластовой воды. Это нововведение не только упрощает процесс оценки, но и снижает затраты на проведение экспериментов. Работа направлена на оптимизацию процессов добычи нефти, улучшение качества оценки эффективности реагентов и, в конечном счете, повышение общей эффективности работы нефтяных скважин. Результаты исследования могут быть полезны как для практиков в области нефтедобычи, так и для ученых, занимающихся разработкой новых технологий в этой сфере.

Ключевые слова: *асфальтеносмолопарафиновые отложения, диспергирование, методика, степень загрязнения*

Для цитирования: Нигметзянов А.Р., Хуснутдинова Д.С., Нигъматуллина А.В., Гареев А.Р., Фаттахов И.Г., Пименов А.А. Цифровая методика оценки диспергирующих свойств реагентов // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 130-141. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.130-141>. - EDN MCPJLL

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.142-150>

EDN ILLIAB

УДК 622.276.7:622.245.67

Методы изоляции обводнённых трещиноватых коллекторов

Зиятдинов Р.З., Валовский В.М., Жиркеев А.С., Сахапова А.К.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Аннотация. Обводненные трещиноватые коллекторы являются одним из источников возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) из-за завышенного уровня проницаемости и недостаточного интервала критических уровней давления. Трещины могут прорваться в водоносный пласт или в вышерасположенную газовую шапку, притягивая к скважинам воду и газ. Они могут способствовать поглощению жидкости глушения пластом при проведении ремонта скважин. Кроме того, микро- и макротрещины пород под влиянием повышенных гидродинамических давлений в скважине расширяются, углубляются, разрываются и образуют разветвлённую сеть, что приводит к обвалам, осыпям и поглощению. Также при заводнении карбонатных трещиноватых или трещиновато-кавернозных пластов может произойти резкий прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины.

Для изоляции трещиноватых пластов при ГНВП используют различные методы:

- закачка изоляционного материала, в качестве которого применяют суспензию глины с полимером, вязкоупругие составы из полимеров, жидкое стекло, нефть и нефтепродукты;
- закачка водонабухающего полимера.

Цель исследований – разработка методов, снижающих риск возникновения ГНВП в обводнённых трещиноватых коллекторах.

Результатом проведенных исследований является повышение эффективности и успешности работ в сравнении с использованием тампонажных портландцементов. Это достигается за счет более интенсивного перемешивания двух потоков компонентов водоизоляционной композиции, а также упрощения технологии применения за счет использования неонола с более низкой температурой замерзания.

Ключевые слова: модельные испытания, проппант, полиакриламид, отверждающийся тампонирующий материал, глинисто-силикатный раствор, кремнийорганическое соединение, водоизоляционный экран, перепад давления, глинистый раствор

Для цитирования: Зиятдинов Р.З., Валовский В.М., Жиркеев А.С., Сахапова А.К. Методы изоляции обводнённых трещиноватых коллекторов // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 142-150. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.142-150>. - EDN ILLIAB

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.151-163>

EDN FUNPXP

УДК 622.276.7

Снижение рисков газонефтеводопроявлений при ремонтах скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений

Зиятдинов Р.З., Валовский В.М.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Аннотация. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений характеризуется вовлечением в работу ранее не вскрытых пластов и пропластков, разработкой объектов с несколькими пластами одной скважиной, применением одновременно-раздельной эксплуатации, развитой системой поддержания пластового давления, наличием скважин с техногенным аномально высоким пластовым давлением, широким применением обработки призабойной зоны пласта для стимуляции скважин и изоляции водопритоков, техногенными изменениями свойств прискважинной зоны пласта по геологическим причинам (переход и приобщение пласта) и техническому состоянию эксплуатационных колонн скважин, увеличением количества ремонтов скважин. Возрастает необходимость выполнения гидродинамических и геофизических исследований скважин для установления фактических параметров перед ремонтом скважин.

Также на поздней стадии разработки вовлекаются в работу трудноизвлекаемые запасы, в частности залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти (СВН) с применением тепловых методов воздействия на пласт (закачка пара, внутрискважинное горение), применением на неглубоко залегающих залежах скважин СВН с наклонным устьем и горизонтальным окончанием большой протяжённости, оборудованных фильтрами. Это создаёт дополнительные риски возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП).

Ключевые слова: *газонефтеводопроявления, метод оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта, методы глушения скважины с несколькими вскрытыми пластами, определение паспорта прочности горных пород*

Для цитирования: Зиятдинов Р.З., Валовский В.М. Снижение рисков газонефтеводопроявлений при ремонтах скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяная провинция.- 2025.-№2(42).-С. 151-163. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.151-163>. - EDN FUNPXP

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.164-177>

EDN BGFZRO

УДК 622.245.43

Разработка водоизоляционного состава селективного действия на основе кремнийорганических полимеров для месторождений юга Пермского края

Миронов М.Е., Дерендяев В.В., Чернышов С.Е.

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Пермь, Россия*

E-mail: misha-mironov-99@mail.ru

Аннотация. В настоящее время основной объем добычи нефти и газа в Пермском крае приходится на месторождения, которые разрабатываются более пятидесяти лет. Большинство скважин характеризуются большим показателем обводненности, в результате чего появляется необходимость в проведении специальных водоизоляционных работ с применением составов селективного действия.

В статье содержится подробный анализ причин высокой обводненности скважин на территории юга Пермского края. Рассмотрены основные геолого-технические мероприятия по интенсификации притока нефти. Выполнен анализ опыта применения ранее разработанных водоизоляционных составов для условий месторождений нефтедобывающих предприятий Пермского края. Приведены экспериментальные исследования по разработке водоизоляционного состава селективного действия на основе кремнийорганических полимеров и его взаимодействие с пластовой водой высокой минерализации.

Ключевые слова: *увеличение дебита скважины, водоизоляционные составы, геолого-технологические мероприятия, кремнийорганические полимеры*

Для цитирования: Миронов М.Е., Дерендяев В.В., Чернышов С.Е. Разработка водоизоляционного состава селективного действия на основе кремнийорганических полимеров для месторождений юга Пермского края // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 164-177. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.164-177>. - EDN BGFZRO

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.178-190>

EDN ABUGPF

УДК: 622.276.438

Изучение эффективности применения олеофобных частиц для подготовки нагнетаемой в пласт воды (сравнение двух методов)

¹Деньгаев А.В., ¹Гиззатов А.Ю., ¹Валеев Д.И., ²Хазиев Р.Р.

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

E-mail: arsengizdatov@mail.ru

Аннотация. Цель данной работы заключалась в исследовании свойств нефтеводных эмульсий и определении эффективности использования специальных олеофильных частиц для подготовки нагнетаемой в пласт воды, ее очистки от остаточных капель углеводородной фазы. В ходе исследования был проведен анализ физико-химических свойств моделей нефтеводных (прямых) эмульсий, а также определены основные факторы, влияющие на их очистку от остаточной нефти. Также были проведены фильтрационные тесты для различных условий по температуре и вязкости нефти. Результатом являются зависимости, отражающие область эффективной работы фильтра в заданных условиях, что может быть использовано для оптимизации процесса подготовки воды для поддержания пластового давления на производстве.

В результате исследования были получены следующие выводы: очистка воды от остаточных углеводородов является сложной и актуальной проблемой в нефтяной промышленности, и эффективные методы разделения являются необходимыми для обеспечения эффективной работы нефтеперерабатывающих производств. Применение олеофильных частиц оказалось наиболее эффективным методом очистки воды, что может быть использовано на практике для повышения эффективности процессов промышленной подготовки воды и нефти.

Ключевые слова: физические свойства нефти, водонефтяная эмульсия, олеофобные частицы, нефтяной пласт, фильтрационно-емкостные свойства, методы очистки нефти, повышение нефтеотдачи, микроскопические исследования, качественный анализ, пластовая вода

Для цитирования: Деньгаев А.В., Гиззатов А.Ю., Валеев Д.И., Хазиев Р.Р. Изучение эффективности применения олеофобных частиц для подготовки нагнетаемой в пласт воды (сравнение двух методов) // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 178-190. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.178-190>. - EDN ABUGPF

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.191-199>

EDN ZGAJWC

УДК 628.16

Применение сорбционно-фильтрационной технологии подготовки попутно добываемых вод для низкопроницаемых коллекторов

Гафаров Н.Н.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

E-mail: GafarovNilN@tatnipi.ru

Аннотация. При разработке трудноизвлекаемых запасов нефти качество закачиваемых в нефтяные пласты и продвигающих оторочки вод часто не соответствует пористости и проницаемости разрабатываемых пластов.

Целью исследований является определение возможности получения воды требуемого качества для низкопроницаемых коллекторов в процессе водоподготовки сорбционно-фильтрационным методом.

В статье показаны нормативные требования и особенности технологии подготовки вод для закачки в продуктивные пласты, приведены результаты пилотных испытаний в промысловых условиях, и предложены пути повышения качества очистки попутно добываемой воды с использованием гранулированных фильтрационных материалов.

Полученные результаты имеют важное практическое применение и позволят получить воду высокой степени очистки от нефти и механических примесей для последующего её использования в системе поддержания пластового давления, в том числе для низкопроницаемых коллекторов традиционных месторождений нефти.

Ключевые слова: *трудноизвлекаемые запасы, низкопроницаемые коллектора, попутно добываемая вода, подготовка, глубокая очистка, фильтрационный материал, сорбционно-фильтрационная установка*

Для цитирования: Гафаров Н.Н. Применение сорбционно-фильтрационной технологии подготовки попутно добываемых вод для низкопроницаемых коллекторов // Нефтяная провинция.-2025.- №2(42).-С. 191-199. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.191-199>. - EDN ZGAJWC

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.200-213>

EDN TDBSKE

УДК 622.245.42

Стенд для исследования вытеснения бурового раствора цементным при различных кольцевых зазорах

¹Шафигуллин Р.И., ²Ахмадишин Ф.Ф., ²Исхаков А.Р., ²Сыркин Д.А.,
²Камашева Д.Н.

¹Исполнительный аппарат ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск,
Россия

E-mail: dmsyrkin@tatnipi.ru, dmsyrkin@yandex.ru

Аннотация. Основным условием обеспечения герметичности заколонного пространства скважин – полное вытеснение бурового раствора тампонажным из интервала цементирования. Очевиден тот факт, что успех проведения цементировочных работ существенно зависит от геометрических условий ствола скважины, который может быть осложнен большой кавернозностью, искривлением ствола, желообразованием, зашламленностью ствола, образованием на стенках скважины фильтрационной корки, наличием поглощающих горизонтов и непосредственно геометрией кольцевого пространства. В настоящей работе исследовано влияние величины кольцевого зазора на полноту вытеснения бурового раствора цементным в буровой скважине. Для проведения исследований создан стенд и использованы буровой раствор на углеводородной основе (РУО), буровой раствор на водной основе (РВО) и цементный раствор, приготовленный из тампонажного портландцемента ПЦТ-I-G-CC-1 плотностью 1900 кг/м³. Целью данного исследования является определение влияния степени вытеснения и перемешивания бурового раствора с цементным на качество получаемого цементного камня.

Ключевые слова: качество крепления, цементный раствор, буровой раствор, вытеснение, кольцевые зазоры

Для цитирования: Шафигуллин Р.И., Ахмадишин Ф.Ф., Исхаков А.Р., Сыркин Д.А., Камашева Д.Н. Стенд для исследования вытеснения бурового раствора цементным при различных кольцевых зазорах // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 200-213. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.200-213>. - EDN TDBSKE

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.214-229>

EDN IXJRPX

УДК 622.244.442:66.067.1

Исследование влияния щелочного фильтрата бурового раствора на устойчивость стенок скважины

Янышев Л.Я., Купаев Р.С., М.С.Д. Аль Маолаи

ООО «Буровые Системы», Ижевск, Россия

E-mail: KupaevRS@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена описанию зависимости устойчивости стенок скважины от pH фильтрата бурового раствора, описаны теоретические аспекты неустойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми породами и, как логическое завершение материала статьи, показана практическая ценность предлагаемого технического решения для предупреждения обвалообразования неустойчивых глинистых пород в ходе строительства скважин.

Ключевые слова: *бурение скважин; неустойчивость стенок скважины; фильтрат бурового раствора; влияние pH фильтрата на устойчивость стенок скважины, ингибирующие буровые растворы на водной основе*

Для цитирования: Янышев Л.Я., Купаев Р.С., М.С.Д. Аль Маолаи Исследование влияния щелочного фильтрата бурового раствора на устойчивость стенок скважины // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 214-229. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.214-229>. - EDN IXJRPX

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.230-239>

EDN EXSNJM

УДК: 55(091)

К 70-летию кафедры геофизики
и геоинформационных технологий
Казанского университета

Роль казанской геологической школы в становлении геофизической науки в СССР и России,

Герман Ефимович Кузнецов

¹Боровский М.Я., ¹Богатов В.И., ²Бубнов Ю.П.

¹ООО «Геофизсервис», Казань, Россия

*²Приволжский региональный центр мониторинга геологической среды РФ,
Казань, Россия*

E-mail: micbor1913@mail.ru

Аннотация. Отмечена роль Казанской геологической школы в формировании геофизических научных центров СССР и Российской Федерации.

В качестве примера приведена научная и педагогическая деятельность ученого-геофизика Г.Е. Кузнецова. Существенным вкладом в расширении и воспроизводстве минерально-сырьевой базы нефтеперспективных районов и областей служат результаты исследований глубинного строения недр, необходимые для прогнозирования и поисков горючих и нерудных полезных ископаемых.

Ключевые слова: *Казанская геологическая школа, научные центры, полезные ископаемые, нефть, газ, нерудное сырье, минерально-сырьевая база, глубинное строение, геофизические методы, гравиразведка, магниторазведка, прогноз, поиски, полезные ископаемые*

Для цитирования: Боровский М.Я., Богатов В.И., Бубнов Ю.П. Роль казанской геологической школы в становлении геофизической науки в СССР и России, Герман Ефимович Кузнецов // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 230-239. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.230-239>. - EDN EXSNJM