

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.25>

УДК 622.276.7

Анализ причин обводнения и обоснование технологии ограничения водопритока на скважинах карбонатной залежи

В.А. Шайдуллин^{1*}, Д.С. Михайлов¹, Т.Э. Нигматуллин¹, Р.Ф. Якупов^{2,3}, Р.Р. Хаертдинов²¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия²ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия³Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

Современное состояние разработки нефтяных месторождений на поздней стадии характеризуется увеличением обводненности и необходимостью добычи и перекачки больших объемов попутной воды, что существенно снижает рентабельность эксплуатации таких месторождений. В контексте таких тенденций ремонтно-изоляционные работы занимают особое место среди мероприятий, направленных на оптимизацию операционных затрат на добычу нефти. В статье представлены результаты испытания и внедрения комплексной технологии водоизоляции с применением осадокелебобразующих составов на Ташлы-Кульском месторождении Республики Башкортостан. Работы проводились в сложных геологических условиях пласта C1ks1 турнейского яруса, представленного монолитными карбонатными коллекторами. Проведенные мероприятия показали высокую эффективность – около 95%.

Ключевые слова: водоизоляция, полиакриламид, полиакрилонитрил, добывающая скважина, турнейский ярус, кислотная обработка, карбонатный коллектор

Для цитирования: Шайдуллин В.А., Михайлов Д.С., Нигматуллин Т.Э., Якупов Р.Ф., Хаертдинов Р.Р. (2025). Анализ причин обводнения и обоснование технологии ограничения водопритока на скважинах карбонатной залежи. *Георесурсы*, 27(4), с. 254–262. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.25>

Введение

Ряд месторождений Урало-Поволжья, введенных в промышленную эксплуатацию в середине XX века, в настоящее время перешли в позднюю стадию разработки. При этом по мере увеличения выработки запасов растет обводненность добываемой продукции. Рост добычи попутной воды приводит к увеличению затрат на её подъём, последующую транспортировку и закачку под высоким давлением в скважины. Одним из направлений в широком спектре геолого-технических мероприятий, применяемых на нефтяном добывающем фонде скважин, являются работы по ограничению водопритока (ОВП). Таким образом, решение задачи снижения объема попутно-добываемой воды является актуальным и востребованным на современном этапе разработки нефтяных месторождений.

Источниками обводнения нефтяной скважины могут быть: негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК), вскрытие перфорацией водоносного интервала пласта, подъем водонефтяного контакта к нижним отверстиям перфорации, образование конуса подошвенной воды в призабойной зоне пласта (ПЗП), нарушение целостности цементного камня за эксплуатационной колонной,

приводящее к формированию заколонных перетоков воды, прорыв к скважине закачиваемой воды по высокопроницаемым пропласткам. В ряде исследований в области разработки водоплавающих залежей нефти терригенного (Шайдуллин и др., 2021; Якупов, 2021; Якупов, 2017) и карбонатного (Шайдуллин и др., 2024) коллекторов авторами предлагаются различные методы ОВП, обосновываются критерии их применимости, а также аналитические методики оценки их эффективности (Антонов и др., 2019; Якупов и др., 2018).

Целью настоящего исследования является совершенствование методов поддержания базовой добычи нефти на скважинах нефтяных месторождений для достижения проектного коэффициента нефтеизвлечения путем подбора технологий ОВП, оценки их эффективности и выявления факторов, обеспечивающих максимальный эффект.

В задачи исследования входило: изучение пласта C1ks1 карбонатной залежи Ташлы-Кульского месторождения (в том числе его геолого-физических характеристик, свойств насыщающих флюидов, текущего состояния выработки), аналитическая диагностика источников обводнения, оценка работы скважин и поиск кандидатов с аномально высокой обводненностью, первичная оценка водопритока в проблемных скважинах с использованием геофизических исследований, поиск и подбор соответствующих характеристикам объекта технологий ремонтно-изоляционных работ (РИР), исследование составов и материалов, промысловые испытания способа ОВП, оценка технологической эффективности.

*Ответственный автор: Вадим Александрович Шайдуллин
e-mail: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

© 2025 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/>).

Материалы и методы

Изучение особенностей геолого-физических характеристик и текущего состояния разработки турнейских залежей

Объектом исследования в работе являются скважины Ташлы-Кульского нефтяного месторождения, находящиеся в юго-западной части Республики Башкортостан в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Месторождение введено в промышленную разработку в 1976 году.

На месторождении выделено семь объектов разработки: объект C1rd-C1bb (бобриковский); объект C1ksl (турнейский); объект C1ml-C1up (турнейский); объект D3zv (заволжский); объект D3fm2 (фаменский); объект D3tm (кыновский); объект D2ps (пашийский). Средняя обводненность добываемой продукции составляет 78%.

В данной работе рассмотрен продуктивный пласт C1ksl кизеловского горизонта турнейского яруса (Стур) – один из ключевых объектов разработки на Ташлы-Кульском месторождении, на который приходится 68% геологических запасов месторождения промышленной категории и 80% годовой добычи нефти.

Породы турнейского яруса приурочены к порово-кавернозным разностям известняков и выделены в единый продуктивный пласт с карбонатным типом коллектора, который характеризуется распространенностью по площади месторождения. По минералогическому составу содержание кальцита изменяется от 98 до 99%. Доля кварца достигает 0,5%, полевых шпатов до 0,3%.

Пласт имеет монолитное строение, представлен четырьмя залежами и характеризуется высокой гетерогенностью пористой структуры, в связи с прерывистым залеганием пористых прослоев и сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, воздействие краевых вод проявляется слабо. По принятым классификациям нефть пластов месторождения в поверхностных условиях тяжелая по плотности (882–893 кг/м³), сернистая (2,15–3,0%), парафинистая (3,06–5,40%), смолистая (9,55–14,83%) и маловязкая (10 мПа·с). Средняя пористость коллектора варьируется в пределах от 10 до 20%. Коллектор характеризуется наличием развитой системы трещин.

Текущее состояние разработки турнейского яруса. Графоаналитические методы оценки изменения обводненности скважин нефтяной залежи

На данный момент фонд скважин, эксплуатирующих турнейский ярус, составляет 80 скважин, из них

60 добывающих и 20 нагнетательных. Среднегодовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составляет 2%. Текущая обводненность добываемой продукции – 89%, при этом в 40% скважин отмечается обводненность продукции выше 90% (рис. 1). Средний дебит скважин по нефти – 0,8 т/сут., по жидкости – 6,8 т/сут., с компенсацией отборов закачкой – 157%.

На поздней стадии разработки Ташлы-Кульского месторождения в отдельных скважинах отмечается преждевременный рост обводненности до 99%, который связан, прежде всего, с геологическими особенностями коллектора и последствиями проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации притока и форсированию отбора. Развитая система естественных трещин в монолитном карбонатном пласте C1ksl создает каналы для ускоренного прорыва воды, а отсутствие перемычек (рис. 2) между пропластками способствует продвижению водонефтяного контакта к зонам перфорации.

Наиболее распространенным методом поддержания базовой добычи и интенсификации притока нефти на Ташлы-Кульском месторождении являются кислотные обработки, в том числе кислотный гидроразрыв пласта (КГРП). Проведение 11 операций КГРП с закачкой больших объемов соляной кислоты (40–50 м³) привело к увеличению протяженности трещин вплоть до водонасыщенных зон и формированию искусственных каналов связи с обводненными интервалами. После проведения КГРП отмечается увеличение дебита по жидкости (табл. 1) сопровождающееся существенным ростом обводненности (в среднем на 20%).

В ходе анализа ГТМ установлено, что проведение кислотных обработок с потокоотклонением, в том числе с нефтяной эмульсией, не приводит к значительному росту обводненности добываемой продукции и в некоторых случаях даже способствует ее снижению. В работах (Вахрушев и др., 2022; Folomeev et al., 2021) подробно описываются преимущества применения данных технологий по обработке ПЗП.

Дополнительным фактором обводнения также выступает постепенное повышение уровня пластовых вод по залежи, связанное с высокой степенью выработки запасов, превышающей 80% (рис. 3).

Таким образом, основными факторами преждевременного обводнения являются техногенное воздействие КГРП на трещиноватую структуру пласта с образованием внутрипластовых перетоков, увеличение депрессии (превышение допустимой депрессии) и подъем водонефтяного контакта в процессе выработки запасов (Лейбензон, 1947;

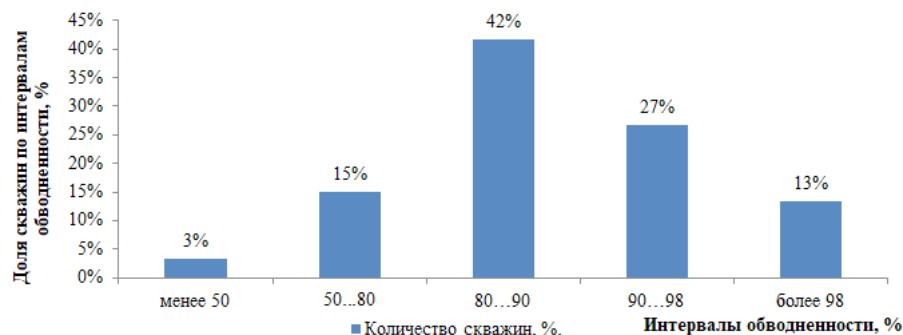


Рис. 1. Распределение скважин объекта C1ksl по интервалам обводненности

Якупов, 2021). При этом отмечается наличие существенных остаточных запасов нефти в продуктивном пласте. В подобных условиях актуальной задачей является поиск и подбор селективных технологий ограничения водопритока, способных изолировать трещины без нарушения продуктивности нефтенасыщенных зон.

Подбор технологии водоизоляции для условий карбонатного пласта Ташлы-Кульского месторождения

Рассмотрим опыт применения технологий и составов для ОВП в карбонатных пластах выдержанной толщины при отсутствии перемычек между пропластками.

Одним из перспективных методов изоляции водо-притока является применение комбинированных систем на основе микрогелей и сшитых полимерных систем. Как показано в исследовании (Shaohua, Hongzhi, 2025) на примере карбонатного месторождения Северного Омана, стратегия последовательной закачки составов «Микрогель-Гель-Микрогель» демонстрирует комплексный механизм воздействия на высокопроницаемые пропластки и трещины. Микрогель (частицы которого размером ~ 2 мкм) действует как модификатор фазовой проницаемости, изменяя смачиваемость породы и создавая барьер для фильтрации воды, в то время как последующий гель на основе сшитого полиакриламида формирует объемную эластичную структуру, обеспечивая изоляцию

наиболее обводненных каналов. Закачка данной системы реагентов в объеме около 250 м³ позволила сократить обводненность продукции на 5% и обеспечить прирост добычи нефти на 40% с продолжительностью эффекта от 6 до 12 месяцев.

Начиная с 2000-х годов технология PPG (preformed particle gel, гранулированный гель) успешно используется для снижения обводненности на месторождениях Китая и США, в 2013 г. было проведено более 4000 скважинных операций (Кетова и др., 2020). Суть технологии заключается в закачке в скважину суспензии с частицами предварительно сшитого полиакриламида (ПАА). Частицы абсорбента впитывают воду, увеличиваются в объеме и становятся эластичными, что позволяет им сжиматься и рваться в узких фильтрационных каналах. Данный состав применим в условиях высокотемпературных пластов с низкой минерализацией пластовой воды, однако в условиях низкотемпературных коллекторов ввиду отсутствия гидролитических процессов в ПАА состав покажет значительно меньшую степень набухаемости (абсорбционной емкости). Дополнительно процесс набухания будет ингибироваться повышенным содержанием солей в пластовой воде.

Значительный интерес представляет термочувствительный обратимый гель, который при температурах ниже 80 °C сохраняет свойства низковязкой жидкости, что обеспечивает его глубокое проникновение, а при достижении

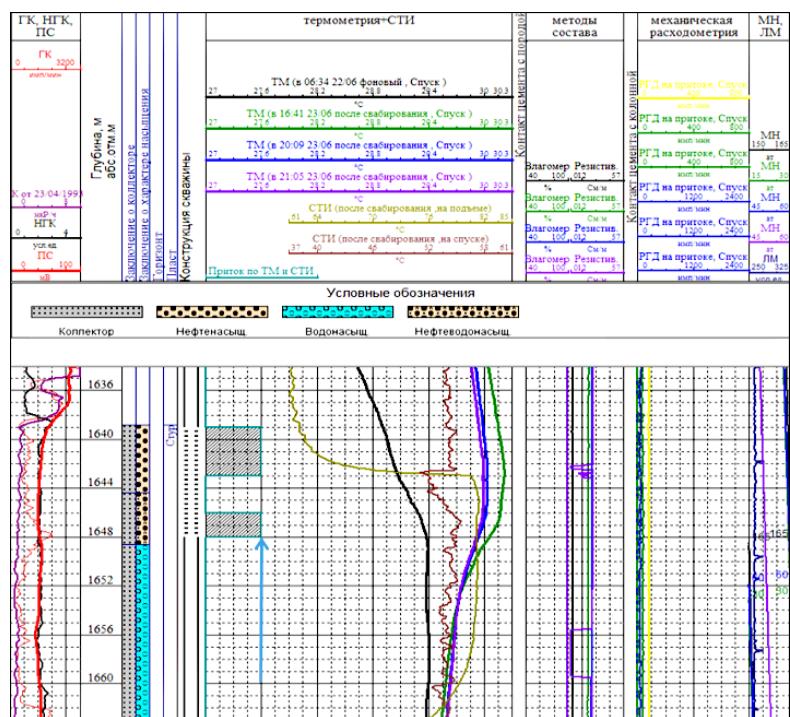


Рис. 2. Данные геофизических исследований объекта Clks1 на примере скважины А2

Вид СКО	Количество операций, шт.	Среднее значение обводненности, %		Среднее значение дебита по жидкости, м ³ /сут.	
		до	после	до	после
КГРП	12	45	66	5	23
НКО	17	68	65	4	10
Стандартная СКО	20	53	61	6	15

Табл. 1. Средние изменения показателей дебита и обводненности на объекте С1ksl за 2018–2024 гг. по операциям соляно-кислотных обработок (СКО), НКО – нефtekислотная обработка

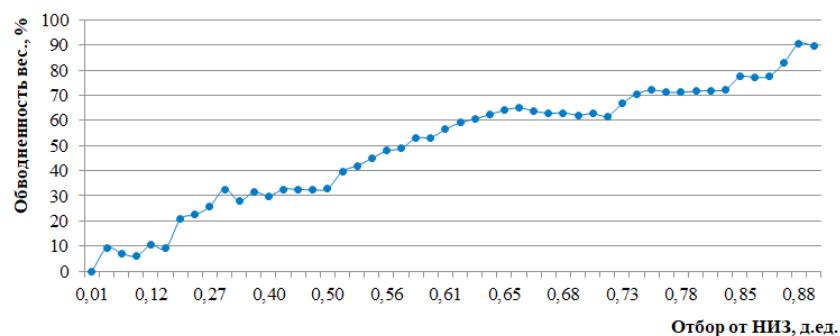


Рис. 3. Зависимость обводненности от отбора НИЗ объекта C1ks1

температурного порога формирует высокопрочную коллоидную систему (вязкость $>30\,000$ мПа·с) с эффективностью изоляции, превышающей 99,7%. Применение термочувствительного геля на одной из скважин позволило снизить обводненность с 74% до 5% и обеспечить суммарный прирост добычи нефти на 4100 м (Al Ruqaishi et al., 2025).

Одним из эффективных методов борьбы с конусообразованием подошвенной воды в карбонатных коллекторах, характеризующихся высокой вертикальной проницаемостью, являются большеобъемные ремонтно-изоляционные работы (БРИР). Механизм технологии основан на создании в призабойной зоне пласта барьера для продвижения конуса подошвенной воды путем закачки термогелирующихся составов. Закачиваемый состав «РВ-ЗП-1» формирует в пластовых условиях гель, который обладает остаточным сопротивлением при фильтрации воды, при этом не препятствуя движению нефти. Опыт применения БРИР на Западно-Хоседаюском месторождении в период с 2019 по 2022 год продемонстрировал высокую успешность обработок. Из 26 реализованных операций в 25 случаях был достигнут положительный эффект, выраженный в устойчивом снижении обводненности продукции и значительном приросте дебита нефти. Дополнительная добыча нефти превысила 150 тысяч тонн, что подтверждает технологическую и экономическую эффективность применения технологии БРИР для снижения обводненности (Степанов и др., 2023).

Анализируя практический опыт применения технологии ОВП в карбонатных пластах на скважинах Республики Башкортостан, можно отметить следующие методы с технологической успешностью более 80%.

Латексно-кислотные обработки (ЛКО). С начала 2000-х гг. на месторождениях Башкортостана применялись ЛКО, проводимые в две стадии. Суть технологии проведения ЛКО состоит в изоляции промытых водой высокопроницаемых пропластков раствором синтетического латекса, который коагулировал после взаимодействия с минерализованной пластовой водой, после чего в низкопроницаемую матрицу нефтенасыщенного коллектора закачивалась соляная кислота (Якубов, 2017). Прирост дебита нефти и снижение притока воды на скважинах Туймазинской группы месторождений свидетельствует об успешном применении данных операций.

Полимер-кислотные обработки (ПКО). Для ограничения притока воды и снижения обводненности продукции нефтяных скважин во время двухстадийных ПКО первоначально использовался реагент гипан. В качестве коагулянтов для образования осадка были задействованы

хлорид алюминия или кальция, либо высокоминерализованные хлоркальциевые пластовые воды. Первые опыты по применению таких обработок скважин были проведены в 1989 году на Серафимовском, Копей-Кубовском и Михайловском месторождениях. Исследования показали значительную технологическую эффективность данного подхода, и ПКО широко распространились в последующие годы.

Ранее применявшиеся в отечественной практике технологии водоизоляции были достаточно эффективны, но сегодня их использование ограничено в связи с недоступностью или высокой ценой химических компонентов.

На данный момент из вышеперечисленных методов на территории Российской Федерации используются только составы на основе полиакрилонитрила (ПАН). Вместе с тем, по результатам анализа применения данной технологии на высокодебитном (более 40 м³/сут.) фонде месторождения выявлены недостатки, заключающиеся в частичном выносе образовавшегося осадка с продукцией скважин при росте депрессии на пласт более 4,0 МПа.

Наиболее эффективная изоляция трещин может быть достигнута при использовании составов, обладающих хорошей проникающей способностью, достаточной прочностью и устойчивостью к выносу из пласта. Одним из таких составов является ПАА, однако его применение, в случае закачки через существующий интервал перфорации, приводит к необратимой кольматации продуктивной части (Ядрин и др., 2023). Стандартная закачка данного состава через специальные отверстия ниже уровня интервала перфорации оказывается непригодной ввиду наличия прямого канала сообщения с вышележащим участком перфорации и недостижением изоляционными составами зон обводненных трещин.

В связи с этим была поставлена задача подбора оптимальных составов для водоизоляции, которые не должны вызывать существенной необратимой кольматации продуктивной части пласта и обладать устойчивостью к выносу, поскольку их закачка производится через существующий интервал перфорации.

Исходя из проведенных ранее работ, авторами была предложена оптимизация существующей отечественной технологии с применением полиакрилонитрила (ПАН), которая заключается в последовательной закачке в пласт ряда изоляционных композиций – ПАА, полимерно-силикатного состава, ПАН и тампонажного материала для докрепления и восстановления целостности цементного кольца.

Полимерная смесь на основе низкомолекулярного ПАА в концентрации 1,5–2,0% с ацетатом хрома в качестве сшивателя (рис. 4) создает гелевый экран в зоне изоляции, который обладает регулируемым временем гелеобразования и высокими прочностными свойствами, а также устойчив к солевой деструкции пластовыми водами. Состав также выполняет функцию изоляционного буферного экрана, защищая от преждевременной коагуляции закачиваемую следом полимерно-силикатную композицию. Во избежание необратимой кольматации пласта рекомендуется использовать данный состав в малых объемах (2 м³ на скважину).

Следующий состав, предназначенный для селективной изоляции водопритока и глубокого проникновения в удаленные водонасыщенные зоны пласта, состоит из ПАА, силикатного наполнителя и ацетата хрома, последовательно растворенных в воде (рис. 5). В пласт закачивается раствор вязкостью 10–30 мПа·с. В пластовых условиях, при взаимодействии компонентов состава, образуется упругий гель, при этом дополнительно происходит образование осадка при контакте с пластовой минерализованной водой с последующим упрочнением гелевой массы. В случае необходимости образовавшийся изоляционный экран разрушается под воздействием щелочных составов.

Закачиваемый следом состав на основе ПАН применяется для избирательной изоляции обводненных интервалов в ПЗП трещиноватого пласта. Механизм селективности состава заключается в химической реакции с пластовой водой в водонасыщенном интервале с образованием прочного резиноподобного тампона, надежно оттесняющего воду и необратимо кольматающего водонасыщенный интервал, с минимальным негативным воздействием на нефтенасыщенную часть коллектора (рис. 6).

Докрепление полимерных составов производится специальным облегчённым тампонажным материалом, плотностью около 1350 кг/м³. Сформированный камень характеризуется достаточной прочностью (2,1 МПа на сжатие через 24 часа) и небольшим расширением (до 0,5%). Необходимость докрепления также



Рис. 4. Композиция на основе ПАА со сшивателем ацетатом хрома



Рис. 5. Композитный селективный материал, состоящий из силикатного наполнителя, ПАА и ацетата хрома



Рис. 6. Полимерная композиция на основе ПАН после смешивания с осадкообразователем в виде водного раствора хлористого кальция

обусловлена частичным отсутствием, либо разрушением (в процессе эксплуатации) цементного камня.

Результаты

Опыт проведения работ с применением комплексной технологии водоизоляции

Опытные изоляционные работы с применением указанных составов выполнены на 5 скважинах Ташлы-Кульского месторождения, эксплуатирующих пласти турнейского яруса кизеловского горизонта (табл. 2). Критерии подбора кандидатов для испытаний были следующие: дебит жидкости – не менее 40 м³/сут., обводненность – более 95%, наличие остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти – не менее 10% от НИЗ, отсутствие НЭК, ФНВ не должен достигнуть зоны ПЗП добывающей скважины.

Средний расход применяемых реагентов на одну скважину составил: ПАА со сшивателем – 2,2 м³, полимерно-силикатного состава – 6,8 м³, ПАН – 6,4 м³, облегченного тампонажного состава – 1,5 м³. Средняя толщина обрабатываемого интервала пласта – 10,7 м.

Анализируя значения параметров, полученных в ходе проведения изоляционных работ на Ташлы-Кульском месторождении, можно выделить некоторые критерии, обеспечивающие успешность проводимых РИР в карбонатном монолитном пласте:

1. рост конечного давления закачки (свидетельствует о том, что состав успешно изолировал интервал обработки);
2. снижение коэффициента продуктивности (свидетельствует об уменьшении дебита жидкости, что указывает на качество изоляции);
3. снижение обводненности продукции скважин;
4. величина депрессии на пласт (косвенно указывает на стабильность составов в пласте и сохранение изолирующей способности).

По результатам испытания комплексной технологии проведено её тиражирование в 21 скважине на аналогичных объектах турнейского яруса месторождений Южно-Татарского свода.

Обсуждение результатов

В ходе анализа проведенных работ скважины сгруппированы по применяемым методам для ОВП:

- комбинация 1 – ПАН;
- комбинация 2 – сшиваемый ПАА + ПАН;
- комбинация 3 – сшиваемый ПАА + полимерно-силикатный состав + ПАН.

Параметры обработки	№ скважины				
	A1	A2	A3	A4	A5
Расход ПАА со сшивателем, м ³	3	2	2	2	2
Расход ПАА с наполнителем в виде жидкого стекла, м ³	8	4	4	8	10
Расход ПАН, м ³	4	6	6	8	8
Расход тампонажного состава, м ³	1,5	1,5	1,2	1,2	2,4
Давление закачки, начальное/конечное, МПа	1 / 5	5 / 8	2 / 4	0 / 3	5 / 7
Перфорированная толщина, м	9,0	7,0	7,4	15,0	15,0
Коэффициент продуктивности до/после РИР, м ³ /сут./атм.	3,6/0,3	0,3/0,1	0,7/0,6	1,1/0,2	0,3/0,2
Депрессия до/после РИР, МПа	8,4 / 13,4	11,5/12,3	5,7/10,2	3,1/3,6	5,7 / 9,9
Изменение обводненности, %	-13,0	-11,0	-10,0	-12,5	-18,0
Изменение дебита жидкости, м ³ /сут.	-138,7	-34,5	-9,0	-34,6	-48,4

Табл. 2. Результаты испытания комплексной технологии ОВП

Анализируя статистику по их применению (рис. 7), можно выделить некоторые особенности.

1. Применение только состава на основе ПАН (комбинация 1) показало высокую селективность по отношению к водонасыщенным участкам пласта, прирост дебита по нефти и снижение обводненности. Однако эффективен он только в низкодебитных скважинах ввиду преждевременной коагуляции в ПЗП при высокой минерализации пластовой воды (изоляция только прискважинной области) и частичного выноса при последующем освоении скважины. В связи с чем в высокодебитных скважинах при наличии поглощений (исследования представлены в работе (Шайдуллин и др., 2024)) рекомендуется использовать данный состав в комбинации 3.

2. Результаты применения комбинации 2 демонстрируют эффективное снижение обводненности, однако комбинация 3 обеспечивает более выраженный эффект за счёт усиленной блокировки водопроводящих каналов, особенно в высокодебитных скважинах (свыше 100 м³/сут.). Это обусловлено её улучшенной реологией и устойчивостью

к выносу при освоении даже при условии увеличения депрессии после РИР.

Таким образом, комбинация 3 является предпочтительной для высокодебитных скважин, обеспечивая не только селективную изоляцию, но и долговременный эффект за счёт формирования стабильного изоляционного барьера в трещиноватых коллекторах и, как следствие, наибольшее снижение дебита жидкости.

С учетом области и критериев применения проанализированных составов разработана матрица применимости технологии ОВП (табл. 3) для условий высокообводненных (более 95%) монолитных карбонатных коллекторов.

Заключение

1. Проведенные исследования позволили установить, что преждевременная обводненность пластов турнейского яруса скважин Ташлы-Кульского месторождения обусловлена наличием развитой системы естественных трещин в монолитном карбонатном коллекторе в сочетании с проведением кислотных ГРП, что создает условия

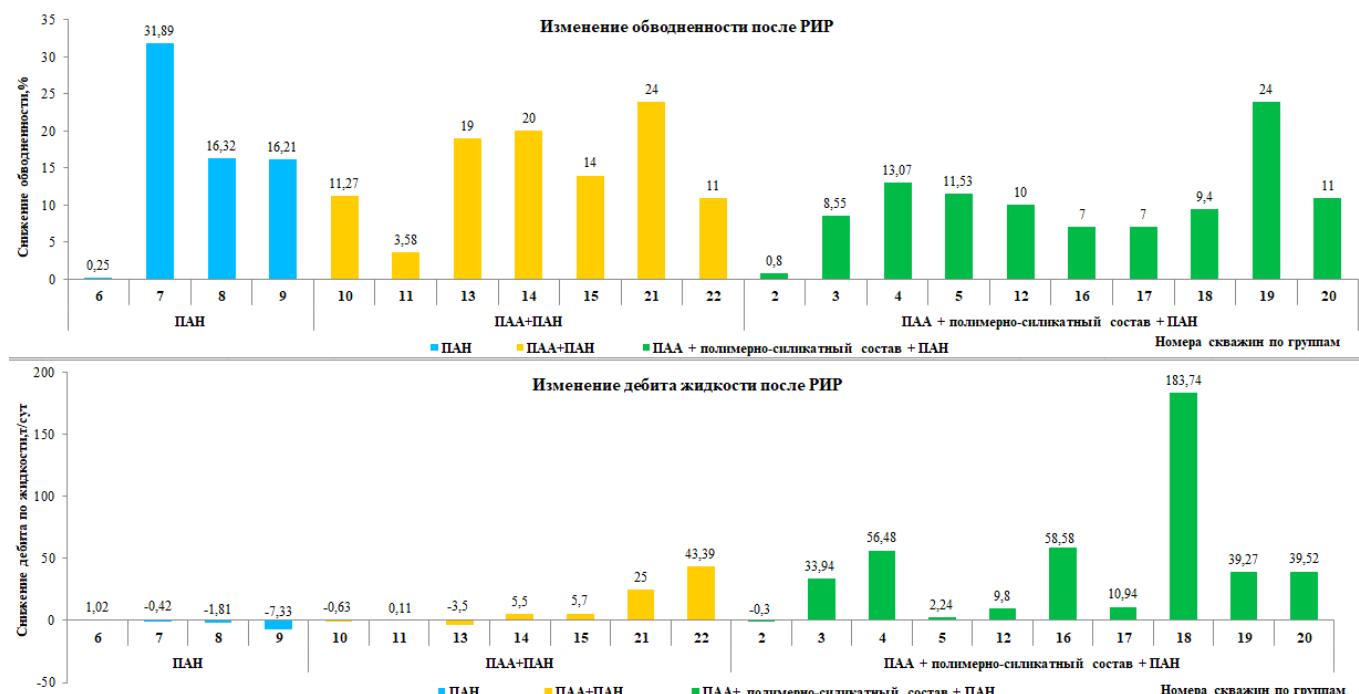


Рис. 7. Изменение обводненности продукции и дебита жидкости после РИР

Критерий	Технология		
	ПАН	сшиваемый ПАА + ПАН	сшиваемый ПАА + полимерно-силикатный состав + ПАН
1 Дебит по жидкости, м ³ /сут.	до 40	40-60	от 100 и более
2 Ожидаемая депрессия на пласт, МПа	до 4	до 6	до 13
3 Приемистость пласта (м ³ /сут.) при 6,0 МПа	150-300	250-350	более 350, в т.ч. полное поглощение
4 Перфорированная толщина пласта, м	до 10	до 15	до 20
5 Минерализация, г/л			более 100
6 Пластовая температура, °С	не регламент.	до 70	от 10 до 80
7 Селективность	да	частичная	да
8 Наличие ФНВ			отсутствует

Табл. 3. Матрица применимости технологии РИР по ОВП для условий монолитных карбонатных коллекторов

для формирования устойчивых каналов фильтрации, способствующих прорыву пластовых вод.

2. Анализ мирового опыта применения технологий ограничения водопритока в карбонатных коллекторах выявил ряд недостатков у распространенных осадко-гелеобразующих составов на основе полиакриламида и полиакрилонитрила. Они связаны с необратимой кольматацией продуктивных пропластков (составы на основе полиакриламида), а также недостижением интервалов изоляции и неустойчивостью к выносу в процессе эксплуатации (составы на основе полиакрилонитрила).

3. Авторами предложена оптимизация существующей отечественной технологии ограничения водопритока, которая заключается в последовательной закачке в пласт изоляционных композиций – раствора полиакриламида со сшивателем, полимерно-силикатного состава, раствора полиакрилонитрила и тампонажного материала для докрепления и восстановления целостности цементного кольца. Применение комплексной технологии позволяет использовать преимущества и нивелировать недостатки применяемых составов.

4. Разработанная технология водоизоляции показала высокую эффективность в условиях карбонатного коллектора Ташлы-Кульского месторождения – снижение обводненности на 10–18% и, как следствие, сокращение дебита жидкости, что свидетельствует о её селективности и устойчивости составов в пласте. Установлены основные критерии применимости технологии. Дальнейшие исследования могут быть направлены на оптимизацию составов для различных типов коллекторов и условий эксплуатации.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Антонов М.С., Гумерова Г.Р., Рафикова Ю.И., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В., Чермянин П.И. (2019). Повышение эффективности процесса мониторинга разработки месторождений на основе построения эталонных характеристик вытеснения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 44–48.

Вахрушев С.А., Литвиненко К.В., Фоломеев А.Е., Никулин В.Ю., Шайдуллин В.А., Таипов И.А., Хадимуллин Р.Р. (2022). Испытание новых технологий обработки призабойной зоны и ремонтно-изоляционных работ в ПАО «НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 31–37. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37>

Кетова Ю.А., Бай Б., Хижняк Г.П., Гладких Е.А., Галкин С.В. (2020). Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного

геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях. *Записки Горного института*, 241, с. 91–96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91

Лейбензон Л. С. (1947). Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. Москва; Ленинград: Гостехиздат, 244 с.

Степанов А.Н., Фурсов Г.А., Пономаренко Д.М. (2023). Большеобъемные ремонтно-изоляционные работы как эффективный способ борьбы с конусообразованием. *PROHEFT. Профессионально о нефти*, 8(2), с. 105–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111>

Харисов М.Н., Мухаметшин В.Ш., Малов А.Г., Якупов Р.Ф., Кулешова Л.С. (2024). Об определении коэффициента эффективности закачки в карбонатных коллекторах месторождений Республики Башкортостан. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 116–120. DOI 10.24887/0028-2448-2024-5-116-120

Шайдуллин В.А., Камалетдинова Р.М., Якупов Р.Ф., Ахмеров И.А., Турдыматов А.Н., Мухаметшин В.Ш. (2021). Подбор технологии ограничения водопритока в теригенных пластах с монолитным строением. *Нефть. Газ. Новации*, 7, с. 34–38.

Шайдуллин В.А., Никулин В.Ю., Вахрушев С.А., Ахмеров Р.И., Якупов Р.Ф., Даутов Р.З. (2024). Особенности глушения скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора. *Нефтегазовое дело*, 22(3), с. 69–80.

Ядрин В.В., Линд Ю.Б., Галиев А.Ф. (2023). Применение современных информационных технологий прогнозирования поглощений с целью их предупреждения при проектировании строительства скважин и эффективной ликвидации в процессе бурения. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 1(141), с. 79–87. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-1-79-87>

Якубов Р.Н. (2015). Совершенствование технологии полимер-кислотных обработок скважин для интенсификации добычи нефти из обводненных карбонатных пластов. Дис. канд. тех. наук. Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 111 с.

Якупов Р.Ф. (2017). Особенности выработки запасов нефти в контактных зонах пласта D2ml Туймазинского нефтяного месторождения. *Нефтепромысловое дело*, 3, с. 15–21.

Якупов Р.Ф. (2021). Совершенствование выработки запасов прикровельной нефти водоплавающих залежей Туймазинского месторождения. Дис. канд. тех. наук. Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 132 с.

Якупов Р.Ф., Гимазов А.А., Мухаметшин В.Ш., Макаев Р.И. (2018). Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 66–69. DOI 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69

Al Ruqaishi A.S., Al Wahaybi M.A., Al Harthi N., Al Ghafri H.M., Sibani K., Ferdiansyah E., Al Saqri S.A., Al Habsi F.S., AL Kindi A., Al Lawati S., Alhadhrani Y. (2025). Enhancing Sweep Efficiency in Mature Waterflooded Carbonate Reservoirs in North Oman Through Advanced Chemical Water Shutoff Treatments. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, Muscat, Oman. DOI 10.2118/224962-MS

Folomeev A.E., Taipov I.A., Khatmullin A.R., Mukhametov F.K., Vakhrushev S.A., Mingalishev F. K., Abrarov V. F., Akimkin A.V. (2021). Gelled acid vs. Self-diverting systems for carbonate matrix stimulation: An experimental and field study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021*, RPTC 2021. DOI 10.2118/SPE-206647-MS

Shaohua T. L., Hongzhi W. S. (2025). Customized Plugging Strength: An Advanced Technique for Chemical Water Shut-Off in Viscous Crude Reservoirs. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, Manama, Bahrain. DOI 10.2118/227441-MS

Сведения об авторах

Вадим Александрович Шайдуллин – руководитель сектора технологий ремонтно-изоляционных работ отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1
e-mail: ShaydullinVA@bnipi.rosneft.ru

Данил Сергеевич Михайлов – техник сектора технологий ремонтно-изоляционных работ отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1
e-mail: DS_Mikhaylov4@bnipi.rosneft.ru

Тимур Эдуардович Нигматуллин – начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1
e-mail: NigmatullinTE@bnipi.rosneft.ru

Рустем Фазылович Якупов – кандидат тех. наук, доцент, кафедра «разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском; заместитель начальника управления, управление по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 450511, Республика Башкортостан, деревня Мударисово, Уфимский район, Курасково промзона, д. 1, к. 5
e-mail: YakupovRF3@bn.rosneft.ru

Руслан Рашитович Хаертдинов – руководитель сектора анализа и планирования ГТМ Туймазинской группы месторождений, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 450511, Республика Башкортостан, деревня Мударисово, Уфимский район, Курасково промзона, д. 1, к. 5
e-mail: KhaertdinovRR@bn.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 15.08.2025;
Принята к публикации 25.11.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evaluation of Water Breakthrough Mechanisms and Selection of Water Shut-off Techniques for Carbonate Formation Wells

V.A. Shaidullin^{1*}, D.S. Mikhaylov¹, T.E. Nigmatullin¹, R.F. Yakupov², R.R. Khaertdinov²

¹RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

²Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russian Federation

³Ufa State Petroleum Technological University, Branch in the City of Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russian Federation

*Corresponding author: Vadim A. Shaidullin, e-mail: ShaydullinVA@bnipi.rosneft.ru

Abstract. The current state of late stage oil field development is characterized by increasing water cut, the need to extract and transport large volumes of produced water, which significantly reduces the profitability of operating such fields. In this context, water shutoff operations hold a unique position among measures aimed at optimizing oil production operating costs. The paper presents the results of testing and implementation of a comprehensive waterproofing technology using sedimentary gel-forming compounds at the Tashly-Kulskoye field (the Republic of Bashkortostan, Russian Federation). The work was carried out in difficult geological conditions of the C1ks1 formation of the Tournaisian stage, represented by monolithic carbonate reservoirs. The measures carried out have shown high efficiency about 95%.

Keywords: water shutoff, polyacrylamide, polyacrylonitrile, producing well, Tournaisian stage, acid treatment, carbonate reservoir

Recommended citation: Shaidullin V.A., Mikhaylov D.S., Nigmatullin T.E., Yakupov R.F., Khaertdinov R.R. (2025). Evaluation of Water Breakthrough Mechanisms and Selection of Water Shut-off Techniques for Carbonate Formation Wells. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 254–262. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.25>

Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Al Ruqaishi A.S., Al Wahaybi M.A., Al Harthi N., Al Ghafri H.M., Sibani K., Ferdiansyah E., Al Saqri S.A., Al Habsi F.S., AL Kindi A., Al Lawati S., Alhadhrami Y. (2025). Enhancing Sweep Efficiency in Mature Waterflooded Carbonate Reservoirs in North Oman Through Advanced Chemical Water Shut-off Treatments. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/224962-MS>

Antonov M.S., Gumerova G.R., Rafikova Yu.I., Saliyenko N.N., Kevlich R.V., Chermyanin P.I. (2019). Increasing the efficiency of the monitoring process of field development on the basis of the construction of reference characteristics of displacement. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 4, pp. 44–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-4-44-48>

Folomeev A.E., Taipov I.A., Khatmullin A.R., Mukhametov F.K., Vakhrushev S.A., Mingalishov F. K., Abrarov V. F., Akimkin A.V. (2021). Gelled acid vs. Self-diverting systems for carbonate matrix stimulation: An experimental and field study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021*, RPTC 2021. DOI 10.2118/SPE-206647-MS

Ketova Yu. A., Bai B., Khizhnyak G. P., Gladkikh E. A., Galkin S.V. (2020). Testing of preformed particles polymer gel technology on core filtration models to limit water inflows. *Journal of Mining Institute*, 241, pp. 91–96. (In Russ.) DOI 10.31897/PMI.2020.1.91

Kharisov M.N., Mukhametshin V.Sh., Malov A.G., Yakupov R.F., Kuleshova L.S. (2024). Estimation of the injected water loss in the

carbonate reservoirs of the oilfields of the Republic of Bashkortostan. *Nefyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 5. pp. 116–120. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-116-120>

Leibenzon L.S. (1947). The movement of natural liquids and gases in a porous medium. Moscow; Leningrad: Gostekhizdat, 244 p. (In Russ.)

Shaidullin V.A., Kamaletdinova R.M., Yakupov R.F., Akhmerov I.A., Turdymatov A.N., Mukhametshin V.Sh. (2021). Selecting the Water Shut-off Technology for Monolithic Terrigenous Formations. *Neft. Gaz. Novatsii*, 7, pp. 34–38. (In Russ.)

Shaidullin V.A., Nikulin V.Yu., Vakhrushev S.A., Akhmerov R.I., Yakupov R.F., Dautov R.Z. (2024). Features of well killing in conditions of carbonate reservoir and high GOR. *Neftepromyslovoe delo*, 22(3), pp. 69–80. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-3-69-80>

Shaohua T. L., Hongzhi W. S. (2025). Customized Plugging Strength: An Advanced Technique for Chemical Water Shut-Off in Viscous Crude Reservoirs. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, Manama, Bahrain. DOI 10.2118/227441-MS

Stepanov A.N., Fursov G. A., Ponomarenko D.M. (2023). High volume repair and insulation treatments as effective water coning prevention method. PRONEFT'. Professionalno o nefti, 8(2), pp. 105–111. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111>

Vakhrushev S.A., Litvinenko K.V., Folomeev A.E., Nikulin V.Yu., Shaidullin V.A., Taipov I.A., Khadimullin R.R. (2022). Testing of new technologies for bottom-hole treatment and water shut-off jobs in Rosneft Oil Company. *Nefyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 6, pp. 31–37. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37>

Yadrin V.V., Lind Yu.B., Galiev A.F. (2023). The use of modern information technologies for predicting takeovers in order to prevent them during the design of well construction and effective elimination during drilling. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 1(141), pp. 79–87. (In Russ.) <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-1-79-87>

Yakubov R. N. (2015). Improvement of technology of polymer-acid well treatments for intensification of oil production from watered carbonate formations. Dis. kand. tekh. nauk. Ufa: Ufim. gos. neftyanoy tekhn. un-t, 111 p. (In Russ.)

Yakupov R.F. (2017). Peculiarities of oil reserves production in the contact zones of the D2ml formation of the Tuymazinsky oil field. *Neftepromyslovoe delo*, 3, pp. 15–21. (In Russ.)

Yakupov R.F. (2021). Improvement of the development of the reserves of the near-crust oil of the water-floating deposits of the Tuimazinskoye field. Dis. kand. tekh. nauk. Ufa: Ufim. gos. neftyanoy tekhn. un-t, 132 pp. (In Russ.)

Yakupov R.F., Gimazov A.A., Mukhametshin V.Sh., Makaev R.I. (2018). Analytical method for estimating efficiency of oil recovery technology in case of bottom water-drive reservoir, verified on the hydrodynamic model. *Nefyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 6, pp. 66–69. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-66-69>

About the Authors

Vadim A. Shaidullin – Head of the Sector of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies, Department of Well Workover and Repair Technologies, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation
e-mail: ShaydullinVA@bnipi.rosneft.ru

Danil S. Mikhailov – Technician of the Sector of Water Shut-off and Remedial Cementing Technologies, Department of Well Workover and Repair Technologies, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation
e-mail: DS_Mikhaylov4@bnipi.rosneft.ru

Timur E. Nigmatullin – Head of the Department of Well Workover and Repair Technologies, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation
e-mail: NigmatullinTE@bnipi.rosneft.ru

Rustem F. Yakupov – Cand. Sci. (Technical Sciences), Associate Professor, Department for the Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Branch in the City of Oktyabrsk; Deputy Head of the Field Development Management, Bashneft-Dobycha LLC

Build 5, 1, Kuraskovo industrial zone, Mudarisovo village, Ufa district, the Republic of Bashkortostan, 450511, Russian Federation
e-mail: YakupovRF3@bn.rosneft.ru

Ruslan R. Khaertdinov – Head of the Sector of Well Intervention Analysis and Planning on Tuimazinskaya Field Group, Bashneft-Dobycha LLC

Build 5, 1, Kuraskovo industrial zone, Mudarisovo village, Ufa district, the Republic of Bashkortostan, 450511, Russian Federation
e-mail: KhaertdinovRR@bn.rosneft.ru

*Manuscript received 15 August 2025;
Accepted 25 November 2025; Published 20 December 2025*

© 2025 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/>)