

АНАЛИЗ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН И ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ЕЁ ПОВЫШЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АЛИБЕКМОЛА

Г.М. Бисенгалиева

Актюбинский региональный университет им. К. Жубанова, г. Актобе, Казакстан
e-mail: bisengalieva.1933@gmail.com

Аннотация. На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений наблюдается постепенное снижение продуктивности добывающих скважин, что оказывает существенное влияние на эффективность эксплуатации залежей и конечный коэффициент извлечения нефти. Данное явление обусловлено комплексом факторов, среди которых основными являются снижение пластового давления, рост обводненности добываемой продукции, а также ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта. Особенно остро эта проблема проявляется в карбонатных и трещинно-поровых коллекторах, где процессы коагуляции, выпадения солей, асфальтосмолопарафиновых отложений и миграции мелкодисперсных частиц приводят к значительному снижению проницаемости пород и резкому уменьшению дебитов скважин.

Месторождение Алибекмола является одним из крупных нефтегазоконденсатных месторождений Казахстана и в настоящее время находится на поздней стадии разработки. По данным 2025 года средняя обводненность продукции достигла 73,4 %, а пластовое давление снизилось с первоначального значения 34,95 МПа до среднего уровня около 17 МПа. Указанные изменения негативно сказываются на гидродинамическом состоянии пласта и способствуют формированию дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

В работе рассматриваются основные причины ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта, проводится анализ факторов, влияющих на снижение продуктивности скважин, а также обосновываются перспективные методы интенсификации добычи и восстановления фильтрационных свойств коллектора. Полученные результаты могут быть использованы для повышения эффективности разработки месторождения Алибекмола и других месторождений со сходными геолого-техническими условиями.

Ключевые слова: призабойная зона, проницаемость, кислотная обработка, скин-фактор, месторождение Алибекмола, карбонатные коллекторы.

Введение

Алибекмолинское месторождение в настоящее время относится к нефтегазоконденсатным месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки. Анализ эксплуатационных показателей месторождения показывает постепенное снижение продуктивности скважин и ухудшение энергетического состояния пласта. По данным 2025 года средняя обводненность продукции месторождения составила 73,4%, а пластовое давление снизилось с начального значения 34,95 МПа в среднем до 17,0 МПа. Кроме того, увеличение газового фактора до уровня 1219,7 м³/т свидетельствует об истощении естественного энергетического потенциала пласта. В таких условиях одним из основных факторов, ограничивающих продуктивность скважин, является ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны [1].

Динамика основных технологических показателей общего освоения месторождения представлена на рисунке 1.

Эксплуатационные показатели фонда скважин на месторождении также косвенно подтверждают данную ситуацию. По состоянию на 01.01.2026 коэффициент эксплуатации

добывающих скважин составил 0,79, что значительно ниже проектного значения 0,95. Почти половина добывающих скважин, а именно 49,1%, относится к категории с дебитом менее 10 т/сут. В то время как доля скважин с дебитом более 20 т/сут составляет лишь 9,1%. Такие показатели объясняются не только истощением запасов, но и увеличением фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне, а также снижением проницаемости околоскважинной области.

Основной объект разработки Алибекмолинского месторождения — пласт КТ-II — сложен трещинно-поровыми карбонатными коллекторами. По данным FMI исследований плотность естественных трещин в продуктивных интервалах составляет в среднем 18–20 трещин/м. Такая геологическая структура на начальном этапе обеспечивала высокую продуктивность, однако в процессе длительной разработки месторождения приводит к тому, что закачиваемая вода преимущественно движется по высокопроницаемым трещинам. В результате нефтяные запасы в низкопроницаемых частях пласта остаются неохваченными, а закачанная вода преждевременно поступает в добывающие скважины. Высокая обводненность продукции в настоящее время является следствием данного процесса [1].

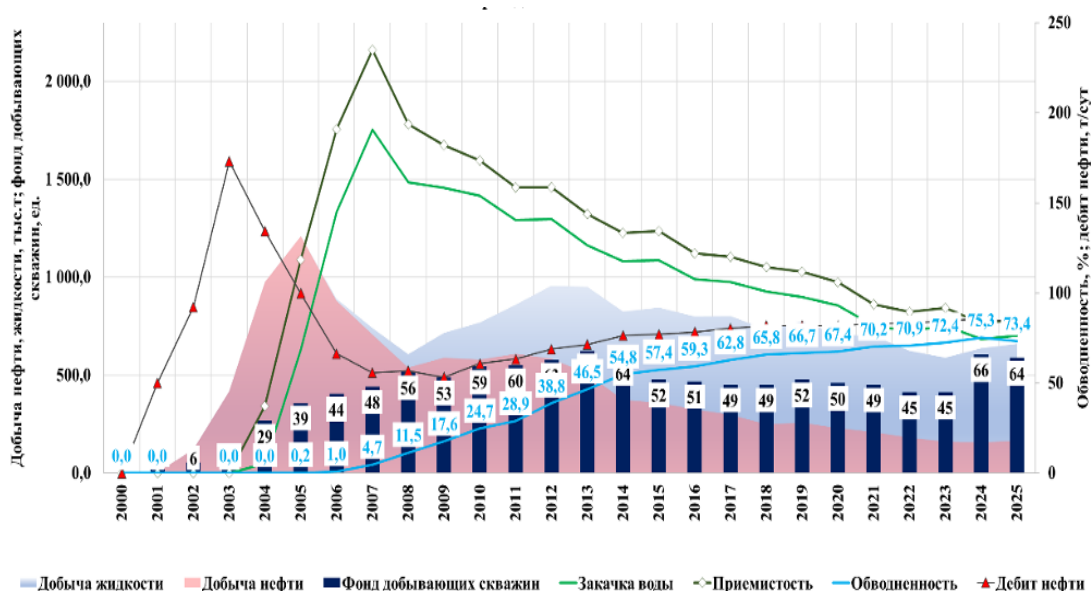


Рисунок 1. Динамика основных технологических показателей общего освоения месторождения

Результаты трассерных исследований также подтверждают неоднородность фильтрационных потоков в пределах месторождения. В отдельных зонах наблюдается достижение индикаторов до добывающих скважин в течение нескольких суток, что указывает на формирование высокопроницаемых гидродинамических каналов в пласте. В таких условиях закачиваемая вода не полностью вытесняет нефть, а преимущественно движется по трещинам. Вследствие этого в призабойной зоне возрастает водонасыщенность и снижается относительная фазовая проницаемость для нефти, что приводит к снижению дебита скважин.

Одним из важных факторов ухудшения продуктивности скважин является снижение пластового давления. Почти двукратное снижение среднего пластового давления по объекту КТ-II приводит к дегазации нефти и образованию свободной газовой фазы в поровом пространстве. Газовые пузырьки частично блокируют поровые каналы, затрудняя движение нефтяного потока. Кроме того, в результате снижения давления происходит частичное закрытие естественных микротрещин, что приводит к снижению эффективной проницаемости коллектора. Данное явление особенно выражено в зонах высокой депрессии вблизи скважин.

На снижение проницаемости призабойной зоны также существенно влияют технологические факторы. При вскрытии продуктивного пласта твердая фаза и фильтрат буровых растворов проникают в поры и естественные трещины коллектора, формируя кольматированные зоны. В дальнейшем технологические жидкости, используемые при ремонте и освоении скважин, также проникают в пласт и приводят к дополнительному закупориванию ф ильтрационных каналов. Особенно при снижении пластового давления глубина проникновения технологических жидкостей увеличивается, что усиливает степень повреждения призабойной зоны [2].

Еще одной широко распространенной проблемой в карбонатных коллекторах является образование асфальтено-смоло-парафиновых и минеральных отложений. Наличие в нефти Алибекмолинского месторождения смол и парафинов создает благоприятные условия для образования органических отложений при изменении давления и температуры. Они накапливаются в поровых каналах и естественных трещинах, создавая дополнительное гидравлическое сопротивление движению жидкости. Кроме того, вследствие различий химического состава пластовых и закачиваемых вод формируются отложения труднорастворимых солей, таких как кальцит и барит. Такие отложения закупоривают перфорационные каналы и поровое пространство призабойной зоны, вызывая снижение продуктивности скважин[3].

Результаты гидродинамических исследований показывают неоднородность фильтрационных свойств в различных частях месторождения. На Южном куполе значения проницаемости в несколько раз выше, чем на Северном куполе. Это влияет на распределение потоков нефти по месторождению и различия в продуктивности скважин. Кроме того, низкие дебиты отдельных скважин свидетельствуют о дополнительном повреждении призабойной зоны и необходимости проведения специальных обработок[4].

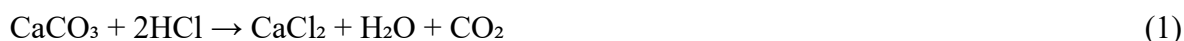
Результаты проведенного анализа показывают, что снижение продуктивности скважин на Алибекмолинском месторождении в основном связано с ухудшением проницаемости призабойной зоны. Снижение пластового давления, высокая обводненность продукции, механическая кольматация, накопление асфальтено-смоло-парафиновых и солевых отложений, а также снижение эффективной проницаемости естественных трещин приводят к росту фильтрационных сопротивлений в околоскважинной зоне. В связи с этим одним из основных направлений повышения продуктивности скважин в условиях месторождения следует рассматривать применение технологий, направленных на восстановление проницаемости призабойной зоны.

Учитывая геологические особенности карбонатных коллекторов, особое место среди таких технологий занимает кислотная обработка. В процессе кислотной обработки растворение карбонатных пород приводит к увеличению проницаемости поровых каналов и естественных трещин, а также к устранению фильтрационных сопротивлений, сформировавшихся в призабойной зоне. Это позволяет повысить коэффициент продуктивности скважин и увеличить объем добычи нефти. Поэтому в условиях Алибекмолинского месторождения развитие технологий кислотной обработки призабойной зоны и повышение их эффективности является одной из актуальных научных и производственных задач.

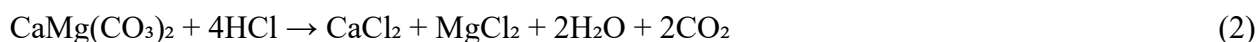
Кислотная обработка призабойной зоны является наиболее распространенным методом химического воздействия и составляет до 84% от общего объема операций по обработке призабойной зоны скважин. Принцип метода заключается в закачке в пласт растворов кислот, которые вступают в химическое взаимодействие с породообразующими минералами и кольматирующими материалами, переводя их в растворимое состояние[5].

В карбонатных коллекторах наиболее часто используемым реагентом является соляная кислота. Ее эффективность объясняется способностью растворять известняк и доломит. При взаимодействии соляной кислоты с карбонатными минералами образуются хорошо растворимые в воде хлориды кальция и магния, вода и углекислый газ. В результате данных

реакций фильтрационные каналы в пористой среде расширяются, а движение пластовых флюидов к скважине облегчается.



При обработке доломитов реакция сопровождается образованием хлоридов кальция и магния:



Выделяющийся углекислый газ при высоких пластовых температурах способствует частичному растворению асфальтено-смолистых отложений, снижает вязкость нефти и улучшает фильтрационные характеристики. Обычно рабочая концентрация соляной кислоты составляет 8–15%, а эффективный диапазон принимается 10–16%. При концентрации выше 22% эффективность реакции снижается из-за уменьшения степени диссоциации кислоты [6].

На Алибекмолинском месторождении трещинно-поровая структура пласта КТ-II определяет особенности распространения кислотных растворов. Высокопроницаемые естественные трещины приводят к быстрому прорыву кислоты и затрудняют равномерное охватывание зоны обработки. С учётом литологической неоднородности пласта и наличия различных типов коллекторов применяются различные системы кислотной обработки.

Для терригенных коллекторов применяется глинокислотная обработка. Данная система представляет собой смесь соляной кислоты (HCl) и фтористоводородной кислоты (HF) и реагирует с кварцем, полевыми шпатами и глинистыми минералами. HF растворяет силикатные компоненты и образует растворимые соединения в результате реакции с алюмосиликатами. Оптимальный состав: 3–5% HF и 8–10% HCl. При первичных обработках объем ограничивается 0,3–0,4 м³ на 1 м толщины пласта. При содержании карбонатов более 2% предварительная обработка HCl необходима для предотвращения образования осадка фторида кальция [7].

Органические кислоты (уксусная, лимонная и сульфаминовая) применяются для регулирования скорости реакции и предотвращения выпадения осадков соединений железа при высоких температурах (свыше 80 °С). Сульфаминовая кислота эффективна до 60 °С.

Нефть Алибекмолинского месторождения богата парафино-смолистыми компонентами, поэтому при изменении давления и температуры существует высокий риск образования дополнительных органических отложений. Это повышает значимость применения ингибиторов и ПАВ в кислотных системах.

Основные реакции взаимодействия кислот с минералами приведены в таблице 1.

Таблица 1. Типовые характеристики взаимодействия горных пород с кислотами

Название кислоты и химическая формула	Горная порода и реагирующий компонент	Химическое уравнение реакции	Результаты реакции
Соляная кислота HCl	Известняк CaCO ₃	$\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	Образуется водорастворимый хлорид кальция
Соляная кислота HCl	Доломит CaMg(CO ₃) ₂	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$	Образуются водорастворимые хлориды кальция и магния
Плавиковая кислота HF	Кварц SiO ₂	$\text{SiO}_2 + 4\text{HF} \rightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6 + 2\text{H}_2\text{O}$	Реакция протекает медленно, образуются

			растворимые фторсиликатные соединения
Плавииковая кислота HF	Алюмосиликат $H_2Al_2Si_2O_9$	$H_2Al_2Si_2O_9 + 12HF \rightarrow 2AlF_3 + 2H_2SiF_6 + 9H_2O$	Экзотермическая реакция с образованием растворимых продуктов
Уксусная кислота CH_3COOH Уксусная кислота CH_3COOH Уксусная кислота CH_3COOH	Известняк $CaCO_3$	$CaCO_3 + 2CH_3COOH \rightarrow Ca(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2$	Образуются водорастворимые ацетаты кальция
	Доломит $CaMg(CO_3)_2$	$CaMg(CO_3)_2 + 4CH_3COOH \rightarrow Ca(CH_3COO)_2 + Mg(CH_3COO)_2 + 2H_2O + 2CO_2$	Образуются водорастворимые ацетаты кальция и магния
	Сидерит $FeCO_3$	$FeCO_3 + 2CH_3COOH \rightarrow Fe(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2$	Осадок не образуется, продукты растворимы
Серная кислота H_2SO_4 Серная кислота H_2SO_4	Известняк $CaCO_3$	$CaCO_3 + H_2SO_4 \rightarrow CaSO_4 + H_2O + CO_2$	Образуется сульфат кальция, возможна малорастворимая пленка
	Доломит $CaMg(CO_3)_2$	$CaMg(CO_3)_2 + 2H_2SO_4 \rightarrow CaSO_4 + MgSO_4 + 2H_2O + 2CO_2$	Образуются сульфаты кальция и магния, возможны вторичные осадки

Для повышения эффективности кислотной обработки применяются дополнительные реагенты. Их основная цель заключается в регулировании скорости реакции, снижении коррозии, уменьшении межфазного натяжения и предотвращении образования вторичных осадков.

Ингибиторы коррозии формируют на поверхности металла защитную пленку, снижая агрессивное воздействие кислоты. Обычно используются формалин, катапин, уротропин, уникил, а также реагенты марок В-1 и В-2. Их концентрация составляет 0,05–1,0 % [8].

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) уменьшают межфазное натяжение на границе «кислота–нефть», обеспечивая более глубокое проникновение реагента в пористую среду и повышение фазовой проницаемости нефти. В условиях месторождения Алибекмола это особенно эффективно в высокообводнённых интервалах.

Стабилизаторы предотвращают образование осадков соединений железа и кремния. Уксусная кислота замедляет образование гидроксида железа, а HF предотвращает формирование кремниевых гелей.

При селективной кислотной обработке высокопроницаемые интервалы изолируются с помощью пакеров, а реагент направляется в низкопроницаемые зоны. Данный метод имеет особое значение для трещиновато-пористых карбонатных коллекторов месторождения Алибекмола [9].

Отклоняющие реагенты (диверторы) временно блокируют высокопроницаемые трещины, обеспечивая перераспределение кислотного потока в слабопроницаемые участки. К ним относятся полимеры, волокнистые материалы и пенные системы.

Пенные кислотные системы представляют собой смесь газа (азота или CO₂), кислоты и ПАВ. В высокопроницаемых зонах они увеличивают эффективную вязкость системы, обеспечивая более равномерное распределение кислоты [10].

Полимер-кислотные системы формируют структуру, вязкость которой изменяется в результате взаимодействия с кислотой, что обеспечивает перенаправление реагента в неохваченные обработкой зоны.

Технология кислотной обработки скважины включает следующие этапы: выбор скважины, подготовка, приготовление раствора, закачка, выдержка, освоение и оценка результатов. Объем раствора обычно определяется радиусом обработки (0,5–1,5 м) и свойствами пласта.

В заключение следует отметить, что в условиях месторождения Алибекмола повышение эффективности кислотной обработки требует не только правильного выбора реагентов, но и адаптации технологических параметров к конкретным геолого-гидродинамическим особенностям пласта. Особенно важно учитывать трещиновато-пористую структуру карбонатного горизонта КК-II, из-за которой происходит неравномерное распределение кислоты. Поэтому такие параметры, как скорость закачки, режим давления и объем раствора, должны определяться на основе предварительного гидродинамического моделирования. Это обеспечивает проникновение кислоты не только по высокопроницаемым трещинам, но и в низкопроницаемую матричную часть пласта.

Кроме того, в последние годы для сложных коллекторов все более эффективными становятся многостадийные и импульсные технологии кислотной обработки. В таких методах кислота подается порционно или с изменением давления, что способствует раскрытию микротрещин и расширению фильтрационных каналов. Для месторождения Алибекмола это особенно важно, поскольку система естественных трещин является неоднородной, а фронт закачки склонен к преждевременному прорыву. Также для оценки эффективности обработки необходимо постоянно контролировать динамику приемистости, кривые восстановления давления и изменение дебита, что позволяет объективно оценить результат проведенной операции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дополнение №2 к проекту разработки месторождения Алибекмола по состоянию на 01.01.2026 г. Атырау: Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2026. С. 352.
2. Силин М.А. и др. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2011. 142 с.
3. Мушарова Д. А. Перспективы применения технологий изменения направления потока на нефтяном месторождении Алибекмола // Казахстанский журнал нефтегазовой промышленности. 2023. Т. 5, № 3. С. 35–47.
4. Анализ разработки месторождения Алибекмола по состоянию на 01.01.2024. Атырау: Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2024. С. 21.
5. Юшин Е. Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Теория и расчет. Litres, 2022. 381 с.
6. Антониади Д. Г. и др. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения. Москва: Инфра-Инженерия, 2019. 420 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. Краснодар: Дом Юг, 2016. 576 с.
8. Садуакасов Д., Жумагулов Д., Дерьяев А. Комплексная методология оценки эффективности химических ингибиторов осложнений при эксплуатации нефтяных скважин // Yessenov Science Journal. 2025. Т. 53, № 4. С. 473–485.

9. Райкулов С. Ж., Марьян С. В., Ямагулов Т. Х. Методы изоляции зон поглощения и ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Т. 7, № 3. С. 68–81.

10. Ваддоров Д. Экспериментальное исследование по подбору кислотного раствора для обработки карбонатно-глинистого коллектора // Севергеоэкотех. 2023. С. 382–386.

ӘЛІБЕКМОЛА КЕН ОРНЫНДА ҰҢҒЫНЫҢ ТҮП МАҢЫ АЙМАҒЫ ӨТКІЗГІШТІГІНІҢ ТӨМЕНДЕУ СЕБЕПТЕРІН ТАЛДАУ ЖӘНЕ ОНЫ АРТТЫРУ БАҒЫТТАРЫН НЕГІЗДЕУ

Г.М. Бисенғалиева

Қ. Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университеті, Ақтөбе, Қазақстан
e-mail: bisengalieva.1933@gmail.com

Аннотация. Мұнай кен орындарын игерудің соңғы кезеңдерінде өндіруші ұңғымалардың өнімділігінің біртіндеп төмендеуі байқалады, бұл кен орындарын пайдалану тиімділігіне және мұнайды түпкілікті алу коэффициентіне елеулі әсер етеді. Аталған құбылыс бірқатар факторлардың әсерінен туындайды, олардың негізгілері – қабат қысымының төмендеуі, өндірілетін өнімнің сулануының артуы, сондай-ақ қабаттың ұңғыма маңы аймағының сүзгілік-сыйымдылық қасиеттерінің нашарлауы. Бұл мәселе әсіресе карбонатты және жарықшақты-кеуекті коллекторларда өткір байқалады, мұнда кольматация процестері, тұздардың тұнуы, асфальт-шайыр-парафин шөгінділерінің жиналуы және ұсақ дисперсті бөлшектердің миграциясы тау жыныстарының өткізгіштігін едәуір төмендетіп, ұңғымалар дебитінің күрт азаюына алып келеді.

Әлібекмола кен орны Қазақстандағы ірі мұнай-газ-конденсатты кен орындарының бірі болып табылады және қазіргі уақытта игерудің соңғы сатысында тұр. 2025 жылғы деректер бойынша өндірілетін өнімнің орташа сулануы 73,4 %-ға жеткен, ал қабат қысымы бастапқы 34,95 МПа мәнінен орта есеппен 17 МПа деңгейіне дейін төмендеген. Аталған өзгерістер қабаттың гидродинамикалық жағдайына теріс әсер етіп, ұңғыма маңы аймағында қосымша сүзгілік кедергілердің қалыптасуына ықпал етеді.

Жұмыста қабаттың ұңғыма маңы аймағы өткізгіштігінің нашарлау себептері қарастырылып, ұңғымалардың өнімділігінің төмендеуіне әсер ететін факторларға талдау жүргізілген. Сонымен қатар мұнай өндіруді қарқындатудың және коллектордың сүзгілік қасиеттерін қалпына келтірудің перспективалы әдістері негізделген. Алынған нәтижелерді Әлібекмола кен орнын және геологиялық-техникалық жағдайлары ұқсас басқа да кен орындарын игеру тиімділігін арттыру мақсатында пайдалануға болады.

Түйін сөздер: Түп маңы аймағы, өткізгіштік, қышқылмен өңдеу, скин-фактор, Әлібекмола кен орны, карбонатты коллекторлар.

ANALYSIS OF THE CAUSES OF DECREASE IN PERMEABILITY OF THE NEAR-WELLBORE ZONE AND JUSTIFICATION OF WAYS TO ENHANCE IT AT THE ALIBEKMOLA FIELD

G. Bisengalieva

Aktobe Regional University named after K. Zhubanov, Aktobe, Kazakhstan
e-mail: bisengalieva.1933@gmail.com

Abstract. In the late stages of oil field development, a gradual decline in the productivity of producing wells is commonly observed, significantly affecting reservoir exploitation efficiency and the ultimate oil recovery factor. This phenomenon is caused by a combination of factors, the most

important of which are a decrease in reservoir pressure, an increase in produced water cut, and deterioration of the filtration-capacity properties of the near-wellbore formation zone. This issue is particularly pronounced in carbonate and fractured-porous reservoirs, where formation damage caused by plugging processes, salt precipitation, asphaltene-resin-paraffin deposits, and migration of fine particles leads to a significant reduction in rock permeability and a sharp decline in well production rates.

The Alibekmola field is one of the major oil and gas condensate fields in Kazakhstan and is currently at a mature stage of development. According to 2025 data, the average water cut reached 73.4%, while reservoir pressure declined from its initial value of 34.95 MPa to an average of approximately 17 MPa. These changes negatively affect reservoir hydrodynamic conditions and contribute to the formation of additional flow resistance in the near-wellbore zone.

This study examines the main causes of permeability deterioration in the near-wellbore formation zone, analyzes the factors affecting well productivity decline, and substantiates promising methods for production stimulation and restoration of reservoir filtration properties. The obtained results can be applied to improve the development efficiency of the Alibekmola field and other fields with similar geological and technical conditions.

Keywords: near-wellbore zone, permeability, acid treatment, skin factor, Alibekmola field, carbonate reservoirs.