

УДК 622.245.51
МРНТИ 52.47.27

<https://doi.org/10.55452/1998-6688-2026-23-3-544-564>

^{1*}Дуйсалиев А.М.,

докторант, ORCID ID: 0009-0000-9470-4225,

e-mail: e.nurbekova@kmg.kz

¹Исмаилов А.А.,

PhD, к.т.н., профессор, ORCID ID: 0000-0002-1957-5168,

e-mail: a.ismailov@kbtu.kz

²Махмудов Н.Н.,

д.т.н., профессор, ORCID ID: 0009-0005-1148-4180,

e-mail: nazirillamaxmudov@gmail.com

¹Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

²Ташкентский государственный технический университет им. Ислама Каримова,
г. Ташкент, Узбекистан

НАБУХАНИЕ ГЛИН И НЕЦЕЛЕВОЙ РАСХОД РЕАГЕНТОВ ПРИ ГРП: ДИАГНОСТИКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК

Аннотация

Эффективность гидравлического разрыва пласта (ГРП) во многом определяется тем, насколько сохраняется проводимость трещины после взаимодействия жидкости ГРП с породой. В статье систематизированы механизмы повреждения проницаемости, связанные с водочувствительностью глинистых минералов, – межслоевое набухание смектита, осмотические эффекты, дефлокуляция и миграция тонких частиц, – а также рассмотрены каналы нецелевого расхода стабилизаторов глин (КСГ, четвертичные аммониевые соединения) и деструкторов геля (персульфат аммония, пероксид водорода, ферменты) на минералы породы и сопутствующие добавки. Показано, что номинальная дозировка реагента без учета материального баланса может одновременно завышать степень стабилизации глин и степень разрушения полимерной сетки. Предложена минимальная матрица лабораторных испытаний, включающая рентгенофазовый анализ ориентированных препаратов, изотермы сорбции, coreflood и тесты на удержанную проводимость трещины. На примере месторождения Восточный Молдабек (АО «Эмбаунайгаз») показано, что снижение проницаемости пласта при насыщении слабоминерализованной водой связано с набуханием глин и слюды, тогда как использование пластовой воды такой деградации не вызывает. Обоснована и реализована технология ГРП на пластовой воде с применением геля на основе полиакриламида взамен гуаровой камеди, неприменимой при минерализации воды более 130 г/л. По результатам ГРП на восьми скважинах дебит после обработки на пластовой воде и синтетическом полимере превысил показатели стандартной технологии более чем в пять раз.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, набухание глин, миграция тонких частиц, проводимость трещины, стабилизаторы глин, деструктор геля, пластовая вода.

Введение

Стимулирующее воздействие на пласт предполагает закачку в него технологических жидкостей, которые способны изменить фильтрационно-емкостные свойства последнего, повлиять на состояние закрепляющей трещину пачки. Водные жидкости ГРП должны одновременно обеспечить инициирование и развитие трещины, перенос проппанта, контролируемые утечки, последующее разрушение полимерной сетки и очистку сформированной проводящей системы. При этом каждая стадия обработки изменяет химическое состояние глинистой и тонкодисперсной составляющей породы. Поэтому успешность операции определяется не только давлением разрыва и размещенной массой проппанта, но и тем, какая доля созданной проводимости сохраняется после выдержки, смыкания трещины и освоения скважины.

В промышленной практике выражение «набухание глин» часто используется как общий термин для любого снижения проницаемости после контакта с водой. Такое упрощение удобно, но может привести к ошибочному выбору стабилизатора. Межслоевое расширение смектита, осмотическое набухание, внешняя гидратация, расширение двойного электрического слоя, отрыв частиц и их миграция являются разными механизмами. Они могут протекать одновременно, но по-разному зависят от минералогии, солености, состава обменных катионов, pH, температуры, эффективного напряжения и скорости потока [4, 5, 6, 7].

Отдельная инженерная проблема связана с тем, что номинальная концентрация реагента в смесительной емкости не равна его активной концентрации на поверхности целевой глины или внутри удаленной части трещины. Хлористый калий распределяется между водной фазой, обменными центрами, матричными утечками и обратным потоком. Четвертичные аммониевые соединения дополнительно сорбируются на глинах, карбонатах, кварце и органическом веществе. Окислительный деструктор расходуется не только на разрыв цепей гуара или полиакриламида, но и на минералы, органику, сульфиды, восстановленные формы железа и другие добавки. В результате расчет по исходной дозировке без материального баланса может переоценивать одновременно и стабилизацию глин, и степень разрушения геля.

Наиболее выраженное внутрикристаллическое набухание характерно для смектитов. Вода и обменные катионы входят в межслоевое пространство, а базальное расстояние изменяется в зависимости от влажности, типа катиона и активности воды. Смешанно-слоистые иллит-смектиты содержат чередующиеся расширяющиеся и не расширяющиеся слои; их реакция определяется долей смектитовых пакетов и порядком чередования. Иллит, каолинитовая группа и мусковит не демонстрируют классического смектитового расширения, но могут участвовать во внешней гидратации, дефлокуляции и миграции частиц.

Каолинит, накрит и диксит имеют близкий химический состав, но различную укладку слоев. Они практически не набухают межслоевым механизмом, однако пластинчатые частицы могут отсоединяться от поверхности пор и закупоривать сужения. Иллит содержит структурный калий и обычно имеет меньшую способность к межслоевому расширению, но его края и дефектные поверхности сохраняют заряд. Мусковит является калиевой слюдой, а не собственно глинистым минералом; его присутствие важно для механической анизотропии, образования пластинчатых обломков и интерпретации калиевого канала гамма-спектрометрии. Обобщенная инженерная интерпретация рассмотренных слоистых минералов приведена в таблице 1.

F. Deon et al. (2022) показали, что идентификация смешанно-слоистых иллит-смектитов осложняется перекрытием пиков, низким содержанием глинистой фракции и отсутствием диагностических обработок. В обычной порошковой дифрактограмме кварц, полевые шпаты, слюды и карбонаты дают интенсивные рефлексы, тогда как плохо упорядоченный смектит формирует широкий и слабый сигнал. Поэтому отсутствие названия «смектит» в автоматическом фазовом списке не всегда означает его физическое отсутствие [1].

M. Koubova et al. (2023) использовали ориентированные препараты, обмен межслоевых катионов, насыщение этиленгликолем и моделирование полного профиля. Авторы отметили, что даже стандартное гликолирование может быть недостаточным для разделения смектитов с разным зарядом слоя. H. Hong et al. (2015) подтвердили существование трехкомпонентных смешанно-слоистых структур I/S/K сочетанием XRD и электронной микроскопии высокого разрешения [2, 3].

Для надежной диагностики требуется выделить фракцию менее 2 мкм и сопоставить как минимум три состояния одного ориентированного препарата: воздушно-сухое, после этиленгликоля и после нагрева. Расширение базального рефлекса к области около 17 Å после гликоля и его коллапс при нагреве являются диагностическими признаками смектитовых слоев. Для смешанно-слоистых фаз важны не отдельные пики, а положение, асимметрия и рациональность последовательности рефлексов. При низком содержании дополнительно применяются СЕС, SEM/TEM, спектроскопия и моделирование дифрактограмм.

Таблица 1 – Инженерная интерпретация основных слоистых минералов

Минерал или группа	Структура	Межслоевое набухание	Риск миграции частиц	Ключевая диагностика
Смектит	2:1, заряженные расширяющиеся пакеты	Высокое; зависит от катиона и активности воды	Высокий при дефлокуляции и потоке	Ориентированная фракция <2 мкм; воздушно-сухая, этиленгликоль, нагрев
Иллит-смектит	Смешанное чередование 10 и 14-17 Å слоев	От низкого до высокого	Высокий при наличии мелких пакетов	Серия обработок и моделирование полного XRD-профиля
Иллит	2:1, межслоевой K ⁺	Низкое	Средний; особенно для краевых и дисперсных частиц	XRD глинистой фракции, SEM, SEC
Каолинит, накрит, диккит	1:1, незаряженные пакеты	Практически отсутствует	Высокий при отрыве пластинок	XRD, SEM, анализ размера вынесенных частиц
Хлорит	2:1:1, гидроксидный межслой	Низкое	Низкий-средний; возможна кислотная дестабилизация	XRD после нагрева и химической обработки
Мусковит	Калиевая слюда	Не характерно	Средний при разрушении и выносе пластинок	Валовый XRD, петрография, SEM

Следовательно, корректная формулировка для валового XRD должна звучать так: «смектит и смешанно-слоистые фазы не идентифицированы примененной методикой». Утверждение «смектита нет» допустимо только после специализированного анализа глинистой фракции с достаточным пределом обнаружения.

M. Binazadeh et al. (2016) связали водопоглощение газоносных сланцев с ионной силой раствора и толщиной двойного электрического слоя. При снижении солености электростатическое отталкивание возрастает, а силы, удерживающие частицы и пакеты, ослабевают. Этот механизм важен не только для смектитов: внешние поверхности иллита и каолинита также реагируют на изменение ионной силы, хотя не расширяются внутри кристалла [4].

A. Sanaei et al. (2016) включили смектитовое набухание в модель повреждения проводимости гидравлической трещины. Результаты показывают, что даже локальное увеличение объема глинистой фазы в узких каналах способно существенно уменьшить эффективное сечение потока. Однако модельная чувствительность к смектиту не отменяет других механизмов, если фактическая минералогия не подтверждена [5].

Ионный состав важнее одной суммарной минерализации. Двухвалентные катионы сильнее сжимают двойной слой, но могут участвовать в осадкообразовании. K⁺ имеет специфическую способность фиксироваться в некоторых межслоевых и краевых позициях. Na⁺ поддерживает более гидратированное состояние. Поэтому две воды одинаковой минерализации, но разного состава могут давать различный результат по набуханию и миграции. M. Mehana et al. (2018) показали, что совместное влияние солености и минералогии изменяет самопроизвольную пропитку slickwater и прочность сланца, поэтому перенос результатов между объектами без минералогической калибровки некорректен [17].

T. Russell et al. (2017) исследовали породы с каолинитом и показали, что потеря проницаемости может определяться миграцией, хотя сам каолинит практически не обладает межслоевым набуханием. Это принципиально: наблюдаемое падение проницаемости не является прямым доказательством смектита. Для каолинитовых систем решающими становятся размер

пластинок, связь с цементом, скорость потока и соотношение размеров частиц и поровых горловин [6].

S. Tangparitkul et al. (2020) описали совместное действие снижения давления, низкой солености, набухания и миграции частиц. D. Zhang et al. (2021) показали, что деионизированная вода изменяет пористость и проницаемость глинистых сланцев; рост локальной пористости не гарантирует роста сквозной проницаемости, поскольку отделившиеся частицы могут закупоривать критические горловины [7, 8].

P. Bhuvankar et al. (2022) использовали поромасштабное моделирование, а A. Cihan et al. (2022) связали область снижения проницаемости вокруг низкосолёной инъекции с мобилизацией глинистых частиц. Эти работы подтверждают, что повреждение имеет пространственно неоднородный характер: частицы освобождаются в одной зоне, транспортируются и осаждаются в другой, где отношение размера частицы к размеру канала становится критическим [9, 10].

A. Sadeghein et al. (2024) систематизировали влияние солености, pH и температуры. Повышение pH обычно усиливает отрицательный заряд поверхностей и может повышать диспергирование; высокая температура ускоряет обмен и химические реакции, но ее итоговое влияние зависит от минерала и состава воды. Следовательно, тест только при комнатной температуре и одной скорости потока недостаточен для проектирования ГРП [11].

На начальной стадии вода изменяет механические свойства стенок трещины и прискважинной зоны. S. Zhang et al. (2018) и X. Chen et al. (2019) показали, что пропитка водой изменяет трещинообразование и механические характеристики сланца. Эффект зависит от слоистости, ориентации образца и напряженного состояния. В некоторых условиях водное ослабление снижает давление инициирования, но одновременно повышает риск образования слабых поверхностей, отслаивания и нестабильного роста трещины [18, 19].

Q. Dai et al. (2025) установили изменение поровой структуры и локальных механических свойств глинистого сланца после контакта со slickwater. Z. Li et al. (2026) показали, что гидратационное расширение может менять не только модуль и прочность, но и распределение и ориентацию напряжений в стимулированной зоне. Поэтому сильное водопоглощение способно повлиять на последующие стадии многостадийного ГРП и на оценку направления роста трещин [20, 22].

J. Zhang et al. (2015) рассмотрели снижение проводимости вследствие вдавливания проппанта. Водное размягчение стенки увеличивает площадь и глубину контакта зерна с породой, уменьшает закрепленную ширину и облегчает попадание обломков в проппантную пачку [12].

J. Zhang et al. (2016) экспериментально показали водоиндуцированное повреждение проводимости проппантных трещин в сланцах. W. Wu et al. (2017) отметили, что незакрепленные трещины особенно чувствительны к смыканию, деформации шероховатостей и химическому изменению поверхностей. S. Zhang et al. (2017) сопоставили несколько сланцев и подтвердили, что при эффективном обжиге гидратация может приводить к существенной потере проницаемости [13, 14, 15].

Y. Jia et al. (2018) показали совместное действие механических, химических и минералогических факторов. H. Bai et al. (2025) количественно разделили вклад сжатия проппантной пачки, вдавливания и закупорки частицами в слабосцементированном песчанике. Такой подход особенно важен для меловых рыхлых и тонкопереслоенных коллекторов: даже если глина не набухает, разрушение поверхности и перенос мелких частиц могут снижать проводимость сопоставимо с механическим смыканием [16, 21].

Во время закачки контакт жидкости с породой ограничен временем прохождения и высоким градиентом давления. На стадии shut-in поток уменьшается, но продолжаются диффузия воды, обмен катионов, сорбция добавок, окисление и изменение прочности. Длительная выдержка улучшает действие некоторых деструкторов, однако одновременно повышает глубину проникновения воды и вероятность мобилизации глин.

Слишком быстрый flowback повышает гидродинамические силы, срывает частицы и может выносить проппант. Слишком медленный flowback увеличивает время контакта и позво-

ляет вторичным осадкам формироваться в проппантной пачке. Оптимальный режим определяется не универсальным временем, а результатами последовательного coreflood или fracture-conductivity теста, в котором воспроизводятся фактические солёность, температура, эффективное напряжение и программа расхода. Основные риски, характерные для каждой стадии ГРП, систематизированы в таблице 2.

Y.A. Abdulhameed et al. (2025) показали, что оптимальная концентрация KCl зависит от минералогии и СЕС. Повышение концентрации улучшало поведение одних пород, но в низкообменных иллитовых системах могло приводить к переингибированию, хрупкой агрегации и снижению механической целостности. Поэтому правило «чем больше KCl, тем лучше» не является универсальным [30].

Нецелевой расход KCl является преимущественно физико-химическим перераспределением, а не необратимым химическим разложением. K^+ занимает доступные обменные позиции на всех отрицательно заряженных поверхностях, а не только в наиболее опасной глине. Часть соли уходит с leakoff в матрицу, часть остается в неподвижной воде, часть возвращается при освоении. Na^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} конкурируют за обменные центры. Поэтому для оценки эффективности следует измерять не только дозировку KCl, но и остаточную активность K^+ после контакта с породой.

Z. Tariq et al. (2020) применили gemini-сурфактант как стабилизирующую добавку к жидкости ГРП и показали сохранение пористости и проницаемости по сравнению с обычными солевыми системами. В последующей работе Z. Tariq et al. (2021) дикационные соединения оценивались по петрофизическим и механическим показателям. Результаты подтверждают, что многозарядная молекула может сильнее связываться с поверхностью и одновременно уменьшать гидрофильность глины [23, 24].

L. Fu et al. (2020) и M. Murtaza et al. (2020) исследовали бис-четвертичные и gemini-структуры. Эффективность зависела от расстояния между катионными центрами, стерических ограничений и способности молекулы закрепляться электростатически и водородными связями. R.A. Khan et al. (2023) рассмотрели ионные жидкости как альтернативный класс стабилизаторов [25, 26, 29].

Таблица 2 – Основные риски по стадиям ГРП

Стадия	Доминирующий процесс	Возможное последствие	Контрольный показатель
Приготовление и смешение	Совместимость солей, полимеров, ПАВ, стабилизаторов и деструкторов	Осадок, потеря активного реагента, преждевременный разрыв геля	Турбидность, фильтруемость, остаточная концентрация реагентов
Закачка и рост трещины	Утечки, водное ослабление, начало сорбции	Изменение геометрии, нестабильное распространение, расход реагентов в матрицу	Давление, эффективность жидкости, химический анализ возврата
Shut-in	Гидратация, обмен, окисление, вторичное осадкообразование	Размягчение стенок, набухание, реакция деструктора с породой	Время, температура, остаточный окислитель, ионный баланс
Смыкание трещины	Вдавливание проппанта, разрушение стенок и зерен	Потеря ширины и проводимости	Проводимость под напряжением, размер и масса твердого остатка
Flowback и добыча	Миграция частиц, вынос проппанта, осаждение продуктов реакции	Кольматация, нестабильный дебит, раннее падение продуктивности	Частицы в выносе, перепад давления, удержанная проводимость

S. Bai et al. (2026) сопоставили K^+ , первичный амин, четвертичный аммоний и полиэтиленмин на монтмориллоните. Работа показала, что номинально более массивная четвертичная аммониевая головка не обязательно дает максимальную стабилизацию: стерическое

экранирование может ослаблять близкий контакт, тогда как поликатион образует межслоевые мостики. Следовательно, выбор реагента должен опираться на конкретную минералогию, а не только на принадлежность к классу четвертичных аммониевых солей [32].

T. Zeng et al. (2020) измерили адсорбцию ПАВ на нескольких сланцах. Катионный СТАВ имел наибольшую сорбцию среди исследованных ПАВ, а вклад отдельных компонентов менялся от образца к образцу: в одних породах доминировали глины, в других – кальцит или органическое вещество. Это прямое подтверждение того, что значительная доля катионного стабилизатора может быть израсходована на поверхности, не связанной с целевым набуханием [27].

J.-J. Chen et al. (2022/2024) сравнили KCl и низкомолекулярную органическую аммониевую соль. Органический реагент адсорбировался на глинистой поверхности и изменял дзета-потенциал, что обеспечивало более устойчивый эффект, но одновременно создавало конечную сорбционную емкость. После насыщения ближайших поверхностей последующая порция реагента переносится дальше; до насыщения значительная часть дозы остается в прискважинной зоне [28].

A. Labak и P. Pourafshary (2025) показали, что четвертичный аммониевый стабилизатор уменьшает потерю проницаемости при высокотемпературном низкосолёном воздействии, но не устраняет повреждение полностью. Нецелевой расход включает необратимую и обратимую сорбцию, интеркаляцию, мицеллообразование, распределение в матричных утечках и взаимодействие с анионными компонентами. Кроме потери активной концентрации возможны изменение смачиваемости и удержание углеводов на модифицированной поверхности [31]. Каналы нецелевого расхода KCl и четвертичных аммониевых соединений обобщены в таблице 3.

Деструктор должен снизить молекулярную массу загустителя после размещения проппанта, но не разрушить систему раньше времени. X. Lin et al. (2015) показали чувствительность времени разрыва геля и утечек к концентрации APS и использовали инкапсулированный деструктор для управляемого высвобождения. Это подчеркивает, что расход деструктора во времени столь же важен, как его общая масса [33].

J. Wang et al. (2020) показали, что низкая конечная вязкость сама по себе не доказывает полноценную очистку. Следует одновременно определять размер полимерных фрагментов и массу нерастворимого остатка. Избыточная доза APS не обязательно уменьшала размер фрагментов, но увеличивала количество остатка; контакт разрушенной жидкости с породой и проппантом усиливал вдавливание, дробление и закупорку каналов [34].

Таким образом, целевой расход – это доля окислителя, которая действительно разрывает цепи нужного полимера в требуемом месте и в требуемое время. Все остальные пути относятся к нецелевому расходу, даже если они не приводят к видимому осадку.

Персульфат аммония (APS) диссоциирует с образованием $S_2O_8^{2-}$. При термической или каталитической активации формируются сульфатные радикалы,рывающие полимерные цепи. Нецелевой расход начинается еще до контакта с загустителем: окислитель может термически разлагаться, реагировать с Fe^{2+} , пиритом, сульфидами, органическим веществом и другими восстановленными компонентами породы.

K.E. Manz и K.E. Carter (2018) исследовали термоактивированный персульфат в присутствии сланца. Железо ускоряло окисление модельной добавки, но добавление породы в целом замедляло ее разрушение, поскольку часть персульфата расходовали минералы сланца. Это классический пример конкуренции между целевой органической молекулой и породой [38].

D. Liu et al. (2022) и S. Yang et al. (2023) показали, что пирит и кероген ускоряют разложение персульфата, тогда как кальцит и хлорит меняют реакцию через буферирование и кислотность. Кероген конкурирует с пиритом за окислитель. Растворение кальцита сопровождается образованием сульфата кальция, поэтому полезное увеличение пористости может сочетаться с локальным осаждением гипса [39, 40].

Таблица 3 – Каналы нецелевого расхода стабилизаторов глин

Канал	KCl	Четвертичные аммониевые соединения	Как проверить
Катионный обмен и сорбция	Распределение K^+ по всем обменным центрам	Сильная сорбция на глинах; возможная сорбция на карбонатах и органике	Баланс K^+ , ТОС/азота реагента, изотермы сорбции
Leakoff и удержание воды	Уход растворенной соли в матрицу	Уход растворенного и сорбированного реагента в матрицу	Трассер и объемный баланс
Конкурирующие ионы	Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} изменяют обмен и активность K^+	Экранирование заряда и изменение конфигурации адсорбции	Серия тестов на фактических водах
Взаимодействие с добавками	Изменение ионной силы и совместимости	Ионные пары с анионными ПАВ/полимерами; деградация окислителем	Bottle test, DLS, фильтруемость, GPC
Освоение	Часть K^+ возвращается, часть остается в породе	Десорбция обычно неполная; длительное удержание	Профиль концентрации во времени во flowback

S. Donmoyer et al. (2023) рассмотрели влияние окислительных деструкторов на органическое вещество, подвижность элементов и высвобождение минералов в Marcellus Shale. Работа показывает, что «лишний» окислитель не остается инертным: он меняет органику и минеральную матрицу, мобилизует металлы и создает новые растворенные и твердые продукты [41].

A.J. Sumner и D.L. Plata (2019) установили конкурентное окисление и галогенирование добавок в гуаровых жидкостях. M. Chen et al. (2021) показали, что в высокохлоридных и бромидных растворах сульфатные радикалы переходят в галогенные радикалы. В результате часть окислительной способности расходуется на цитрат, ПАВ, биоциды и другие органические добавки, а не на целевой полимер [36, 37].

T. Almubarak et al. (2020) непосредственно проверили взаимодействия деструкторов с полимерными стабилизаторами глин и H_2S . Окислительные и кислотные системы формировали заметный остаток; некоторые деструкторы уменьшали молекулярную массу полимерного стабилизатора и ухудшали его действие по дзета-потенциалу. При контакте окислителей с H_2S наблюдалось осаждение элементарной серы. KCl, не являясь полимером, оказался значительно менее чувствительным к такой деградации [35].

Пероксид водорода и органические пероксиды также генерируют активные формы кислорода, но их поведение сильнее зависит от катализаторов. Fe^{2+} , железосодержащие минералы и поверхности пирита запускают реакции типа Фентона, поэтому H_2O_2 может быть быстро израсходован в прискважинной зоне. Одновременно возможны выделение газа, локальное тепловыделение, окисление органического вещества и изменение состояния железа.

W. Yu et al. (2019) показали, что H_2O_2 удаляет часть органического вещества сланца и меняет поровую структуру; скорость реакции возрастает с температурой, давлением и временем. Для деструктора это означает двойственный эффект: окисление породы может открыть поры, но одновременно является прямым нецелевым потребителем реагента и может ослаблять стенки трещины [43].

X. Liang и J.J. Sheng (2020) сравнили $Na_2S_2O_8$, $NaClO$ и H_2O_2 на Marcellus Shale. Персульфат дал наиболее выраженное растворение и химически индуцированные трещины; H_2O_2 показал меньшую потерю массы. Результат нельзя механически переносить на все рецептуры ГРП, но он подтверждает различную селективность окислителей к породе [42].

Для пероксидного деструктора основными каналами нецелевого расхода являются каталитическое разложение на Fe-минералах, реакция с сульфидами и H_2S , окисление природной органики, ПАВ и ингибиторов, а также саморазложение до достижения целевой температуры.

По сравнению с персульфатом пероксиды обычно менее устойчивы к следовым металлам; персульфаты дольше сохраняются, но создают более выраженный сульфатный и галоген-радикальный контур побочных реакций.

S. Yang et al. (2025) совместили coreflood и реактивно-транспортное моделирование. Персульфат растворял карбонаты, окислял пирит и органическое вещество, но одновременно формировал гипс и гидроксиды железа, способные закупоривать каналы. Авторы пришли к выводу, что интенсивная реакция не всегда дает максимальный прирост проницаемости; состав минералов, трещиноватость и расход жидкости определяют баланс растворения и осаждения [45].

N. Zhang et al. (2022) рассматривали окислительную жидкость для увеличения самопроизвольного проникновения и сокращения flowback. Такой подход может быть полезен для отдельных сланцев, но для глинистых песчаников с ограниченной проводимостью трещины длительное удержание окислителя повышает риск нецелевых реакций. Решение о shut-in должно учитывать не только степень разрушения геля, но и скорость реакции с породой [44]. Сравнительная характеристика каналов нецелевого расхода персульфатов и пероксидов приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнение нецелевого расхода персульфатов и пероксидов

Показатель	APS и другие персульфаты	H ₂ O ₂ и пероксидные системы	Инженерный риск
Основной активный агент	Сульфатные радикалы после активации	Гидроксильные и другие кислородные радикалы	Неправильная температура или катализатор меняют время разрыва
Минеральные поглотители	Пирит, Fe ²⁺ , сульфиды, кероген; реакция зависит от карбонатного буфера	Fe ²⁺ , пирит, переходные металлы, сульфиды, органика	Преждевременный расход в приквацинной зоне
Галогениды	Cl ⁻ и Br ⁻ переводят радикальную химию в галогенные радикалы	Влияние обычно менее специфично, но зависит от катализаторов	Дегградация ПАВ, биоцидов и других добавок
Вторичные твердые фазы	Гипс, барит при наличии Ba ²⁺ , гидроксиды Fe, элементарная S при H ₂ S	Оксиды/гидроксиды Fe, элементарная S; возможны газовые продукты	Кольматация проппантной пачки и поровых горловин
Контроль	Остаточный S ₂ O ₈ ²⁻ , SO ₄ ²⁻ , Fe, Ca, Ba, S, размер фрагментов	Остаточный H ₂ O ₂ , Fe ²⁺ /Fe ³⁺ , газовыделение, ТОС, размер фрагментов	Без баланса нельзя определить целевую долю расхода

Формально материальный баланс деструктора можно представить как:

$$M_{\text{вход}} = M_{\text{полимер}} + M_{\text{порода}} + M_{\text{добавки}} + M_{\text{саморазложение}} + M_{\text{выход}}$$

Если измеряется только исходная дозировка и конечная вязкость, четыре последних слагаемых остаются неразделенными. Для научно строгой оценки необходимы остаточный окислитель, молекулярная масса полимера, сульфат, железо, кальций, твердый остаток и химический состав flowback.

Материалы и методы

Тест на линейное набухание показывает изменение объема специально подготовленной глины, но не воспроизводит миграцию частиц в реальной поровой структуре. Bottle test выявляет видимый осадок, но не измеряет потерю активной концентрации из-за сорбции. Конечная вязкость после деструкции не показывает размер полимерных фрагментов. Поэтому отдельные положительные тесты не гарантируют сохраненную проводимость трещины.

Лабораторная программа должна воспроизводить полную последовательность: исходная пластовая вода; предобработка или стабилизатор; жидкость ГРП; shut-in; деструктор; переход к воде освоения; flowback при возрастающем градиенте; долговременная фильтрация под эффективным напряжением. Используются керн, измельченная порода и проппантная ячейка из одного интервала.

Для KCl определяются K^+ , Na^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} до и после контакта, а также обменная емкость твердой фазы. Для четвертичного аммониевого соединения необходим специфический аналитический метод: ТОС/общий азот, ионная хроматография, HPLC или меченый аналог. Изотерма сорбции на валовой породе дополняется отдельными тестами на выделенных глинах, кальците, кварце и органическом концентрате.

Практический показатель – доля реагента, дошедшая до удаленной части модели. Для этого стабилизатор подают импульсом через длинный составной керн или канал с проппантом и строят выходную кривую концентрации. Одновременно контролируют давление и содержание частиц. Такой опыт отделяет химическое удержание от гидродинамической задержки.

Для APS определяется исходная и остаточная концентрация $S_2O_8^{2-}$, накопленный SO_4^{2-} , расход на полимер и расход в blank-опыте с породой без полимера. Отдельно анализируются Fe^{2+}/Fe^{3+} , Ca^{2+} , Ba^{2+} , pH, щелочность, сульфиды и твердый осадок. Разность между опытом «полимер + порода» и суммой контрольных опытов позволяет оценить синергетические взаимодействия.

Для H_2O_2 измеряется скорость исчезновения пероксида в воде, на чистом полимере, на породе и в полной рецептуре. Желательно регистрировать температуру и газовыделение, поскольку каталитическое разложение может происходить быстро. Если пероксид исчезает, но молекулярная масса полимера уменьшается недостаточно, реагент расходуется нецелевым образом. Предлагаемая минимальная матрица лабораторных испытаний обобщена в таблице 5.

Таблица 5 – Минимальная матрица лабораторных испытаний

Блок	Образец/система	Измерения	Критерий решения
Минералогия	Валовая порода и фракция <2 мкм	XRD: воздушно-сухой, этиленгликоль, нагрев; СЕС; SEM	Подтверждение или исключение расширяющихся фаз
Вода	Пластовая, техническая, смесь, flowback	Полный ионный состав, pH, щелочность, Fe, S, турбидность	Отсутствие несовместимого осадка и опасного снижения ионной силы
Стабилизатор	Порода + KCl/QAS	Изотерма сорбции, остаточная концентрация, дзета-потенциал	Активная концентрация после контакта выше минимальной эффективной
Деструктор	Полимер без породы; порода без полимера; полная система	Остаточный окислитель, GPC, размер фрагментов, остаток	Целевой расход доминирует над расходом на породу и добавки
Coreflood	Составной керн под напряжением	Кпр, перепад давления, вынос частиц, химия выхода	Приемлемая удержанная проницаемость и отсутствие прогрессирующей кольматации
Проводимость	Проппант между пластинами породы	Проводимость под замыканием до/после полного цикла	Сохраненная проводимость соответствует проектной
Flowback	Ступенчатое увеличение расхода	Частицы, проппант, мутность, ионы и остаточные реагенты	Отсутствие критического срыва частиц и вторичного осадка

Результаты и обсуждение

Планирование ГРП в неблагоприятных условиях

Исследования, выполненные на месторождении Восточный Молдабек АО «Эмбаунай-газ», подтвердили тенденцию к снижению проницаемости пластового материала при насыщении этих материалов водами различного состава. Воды, применяемые в анализе, содержали в основном карбонат кальция и оксиды железа. Следует отметить, что количество осадков в различных образцах было сопоставимым. Попутно-добываемые воды не содержали осадков. Результаты лабораторных исследований показали, что добавление воды с осадками приводит к сильному снижению проницаемости образцов. В заключение сделан вывод, что причиной подобного поведения кернового материала является набухание глин, что не наблюдалось при использовании пластовой воды. В таблице 6 показаны данные лабораторных исследований керна.

Таблица 6 – Содержание глин и слюд

Горизонт	Скважина	Глины, %	Мусковит, %	Сумма, %	Статус
М-I-B	2657	0.00	9.64	9.64	XRD
М-I-B	2657	10.80	0.00	10.80	XRD
М-II	2505	39.08	31.99	71.07	XRD
М-II	2524	31.17	24.03	55.20	XRD
М-II	2657	0.00	0.00	0.00	XRD
М-III	2505	58.40	0.00	58.40	XRD

В таблице 7 приведен состав глинистых материалов.

Таблица 7 – Состав глинистых материалов

Глинистый минерал	Диапазон в отдельных XRD-образцах, %	Среднее содержание в полном составе породы, %	Доля внутри суммы глинистых минералов, %
Иллит	0–78	10,52	42,2
Каолинит	0–84	7,89	31,6
Накрит	0–79	3,33	13,3
Диксит	0–100	3,21	12,9
Сумма глинистых минералов	–	24,95 $\approx$ 25,0	100

Из данных таблиц 6 и 7 следует, что пласты не содержат склонные к межслойному набуханию глины, следовательно, возможны два варианта:

1. Причина снижения проницаемости не связана с межслойным набуханием глин, а является, прежде всего, следствием осмотического воздействия, дефлокуляции, диспергирования и миграции тонких частиц, блокировавших горловины пор;

2. Смешанослоистые глины, содержание которых могло быть небольшим, не были обнаружены при стандартных керновых исследованиях. В таком случае даже незначительная доля смешанослоистых глин могла привести к необратимой катастрофической потере проницаемости пласта. Отдельно необходимо отметить, что в случае только осмотического шока проницаемость образцов должна была повыситься после воздействия на образцы высокоминерализованной пластовой воды. Из-за обозначенных причин наиболее вероятной причиной снижения ФЕС пласта является сочетание факторов: закупорка тонкими частицами глин и слюды, межслойное набухание не обнаруженных при стандартных исследованиях смешанослоистых иллит-сметитовых глин. На рисунках 1–4 представлены вероятностное межскважинное распределение глин и слюды в различных пластах.

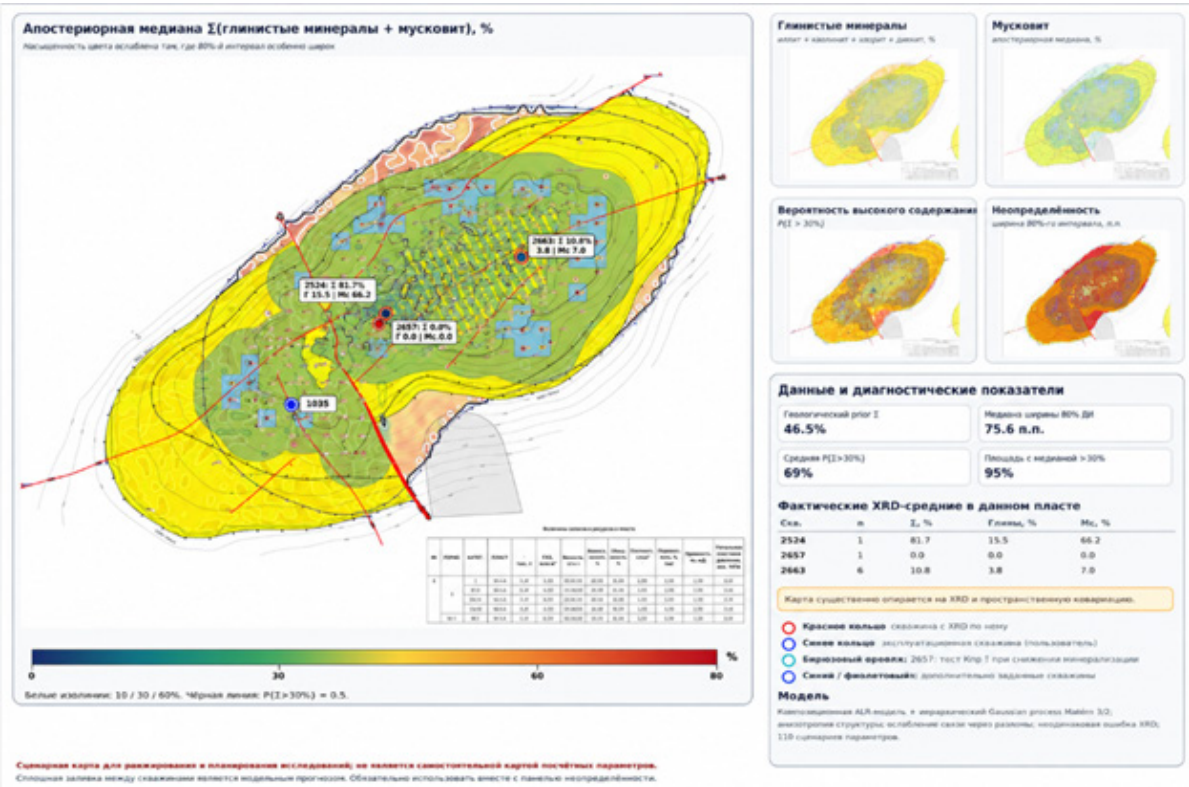


Рисунок 1 – Вероятностное распределение пласта М-I-A

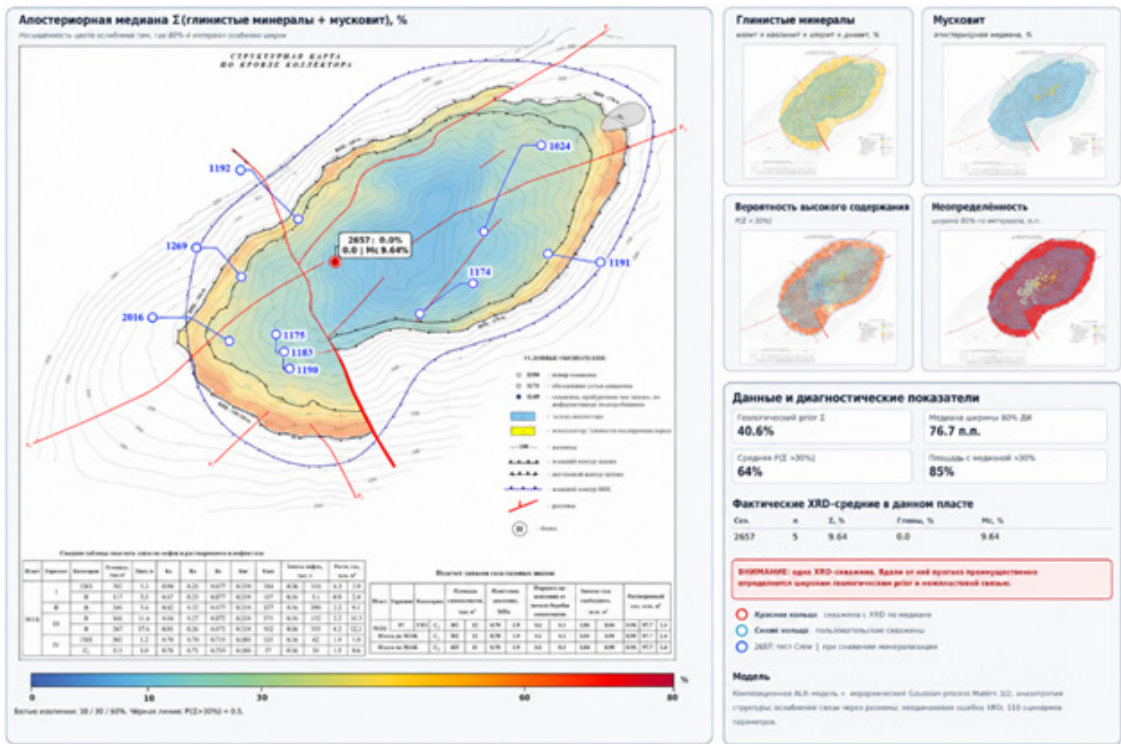
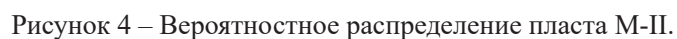
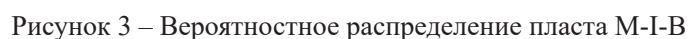


Рисунок 2 – Вероятностное распределение пласта М-I-B



На рисунке 5 показаны приросты к дебиту скважин с ГРП.

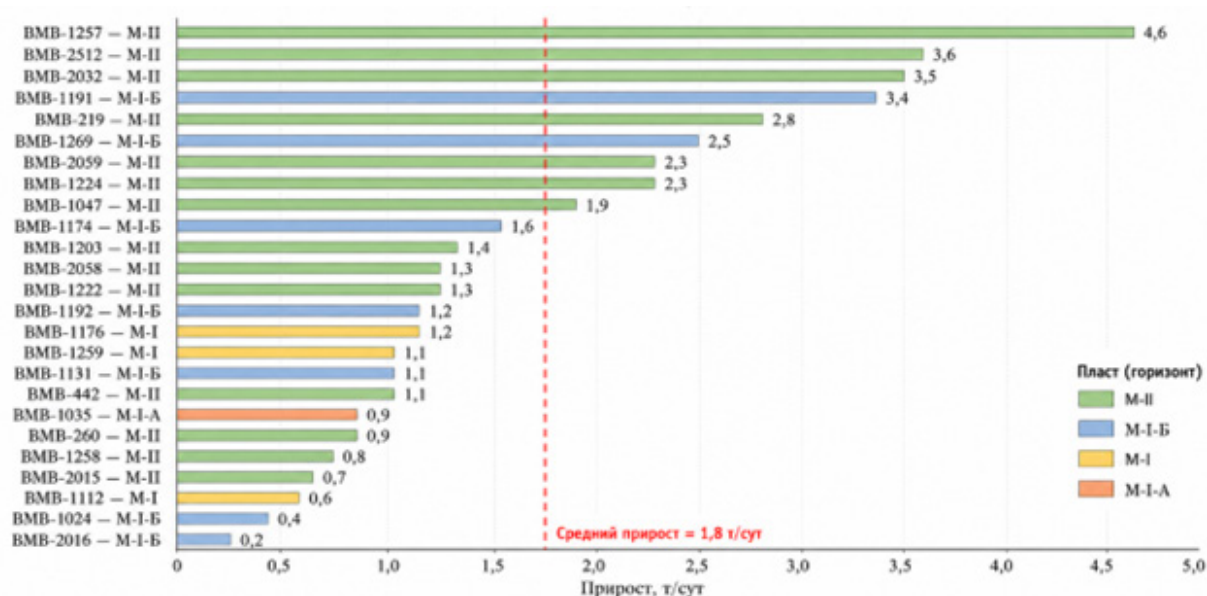


Рисунок 5 – Прирост к добыче нефти за счет ГРП

Из этих данных видно, что среди скважин с наибольшим приростом дебита отсутствуют скважины, в которых ГРП был проведен в пластах М-I-A и М-I-B, приросты более 2 т/сут. относятся к пластам М-II и М-I-Б, но при этом больше таких случаев относится к пласту М-II. Из представленных данных очевидно, что глубина и объем исследований недостаточны для однозначного проектирования ГРП на рассматриваемом месторождении. Тем не менее с осторожностью можно утверждать, что породы пласта оказывают сильное влияние на эффективность ГРП, поскольку программы закачки ГРП в каждом случае были сопоставимыми и технологическую составляющую как ключевой параметр успешности с высокой степенью уверенности можно исключить, то есть считать, что вклад технологической составляющей относится к строению пласта, его насыщению. Можно утверждать, что меньшее содержание глини и слюды при прочих равных условиях приводит к более эффективному ГРП.

В таблицах 8 и 9 представлены свойства нефти по объектам разработки.

Таблица 8 – Свойства нефти

Пласт	Вязкость, мПа·с	Плотность, кг/м ³	Газосодержание, м ³ /т
М-I-A	334,7	902,0	10,5
М-I-Б	449,4	895,5	8,6
М-I-B	322,9	896,3	6,8
М-II	246,6	895,1	5,8
М-III	89,0	860,6	8,4

Как видно из данных таблиц 8 и 9, наименее благоприятные условия для отборов нефти, при прочих равных условиях, наблюдаются в пластах М-I-A, М-I-Б и М-I-B, а по смолам и асфальтенам – в пластах М-I-Б и М-I-B. Очевидно, что большая эффективность ГРП М-II связана не в последнюю очередь со свойствами нефти. Из таблицы 10 видно, что разброс свойств нефти по латерали значителен.

Таблица 9 – Свойства нефти

Пласт	Смолы, мас.%	Асфальтены, мас.%	Парафины, мас.%	Смолы + асфальтены, мас.%
М-I-A	12,0	0,7	0,9	12,7
М-I-B	14,7	0,3	0,7	15,0
М-I-B	14,4	0,4	0,9	14,8
М-II	11,9	0,4	0,5	12,3
М-III	12,2	0,3	0,4	12,5

В таблице 10 показана неоднородность свойств нефти по латерали.

Учитывая весьма вероятную неоднородность в строении пластов и свойств нефти по латерали, бесспорное экстремальное снижение проницаемости при насыщении пород пласта слабоминерализованной водой, конкуренцию за стабилизаторы и деструкторы, а кроме того, необходимость снижения депрессии и выноса песка, очевидным шагом представляется, если принять во внимание установленный факт, что при использовании пластовой воды деградация ФЕС не происходит, выполнить ГРП на пластовой воде. Так как минерализация пластовой воды более 130 г/л, то выполнить ГРП с применением гуаровой камеди не представляется возможным, его следует выполнить на полимерах на основе полиакриламида. На рисунке 6 представлены результаты исследований ПАА.

Таблица 10 – Свойства нефти по латерали

Пласт	Наблюдаемый разброс по скважинам
М-I-A	Исследованы только скв. 1023 и 1035. Для скв. 1023: вязкость 340,8 мПа·с, плотность 904 кг/м ³ , газосодержание 10,7 м ³ /т
М-I-B	При близких температурах анализа вязкость примерно 339–668 мПа·с, газосодержание 5,0–10,8 м ³ /т, плотность преимущественно 889–904 кг/м ³
М-I-B	Вязкость 236–416 мПа·с, газосодержание 1,6–9,8 м ³ /т, плотность около 893–900 кг/м ³
М-II	По исходным РVT-анализам вязкость примерно 130–429 мПа·с, газосодержание 1,7–9,8 м ³ /т, плотность 875–914 кг/м ³
М-III	Вязкость по скважинам около 74–139 мПа·с; для более современных проб скв. 430, 252 и 2053 – 85,6–104 мПа·с

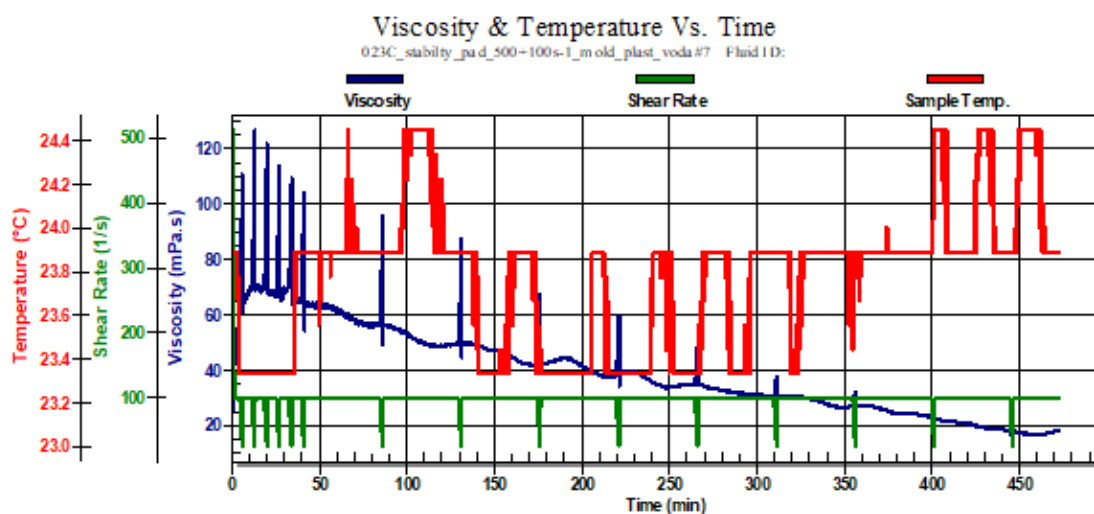


Рисунок 6 – Реология геля с синтетическим полимером

Рецептура геля с синтетическим полимером приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Рецепт геля с синтетическим полимером

№	T, °C	Понижитель трения UpFR-HV (ПАА) (090725-1010), л/м³	UpECS (020625-621), л/м³	Жидкий брейкер Up BLT-A (090725-911), л/м³	Активатор брейкера BRP-(A1) (110323-181), л/м³
1	23.0	12.0	1.5	4.0	4.0

В таблице 12 приведен состав пластовой воды.

Таблица 12 – Состав пластовой воды

Источник воды: водокачка месторождения Восточный Молдабек; пластовая вода; дата отбора – 23.06.2026 г.			
Определяемые параметры	Единицы измерения	Результаты анализа (количественные значения)	Допустимые пределы
Температура	°C	24	16-40
Удельная плотность	(г/см³)	1,150	0,9-1,004
pH	Ед. pH	7,5	5 – 8,5
Железо общее (Fe)	(мг/л)	1,5	<8
Сульфаты	(мг/л)	450	<200
Хлориды	(мг/л)	2000	<1000
Общая жесткость	(мг/л)	1958	<500
Бикарбонаты	(мг/л)	144	<500

На рисунке 7 показан график закачки ГРП, выполненного на синтетическом полимере.

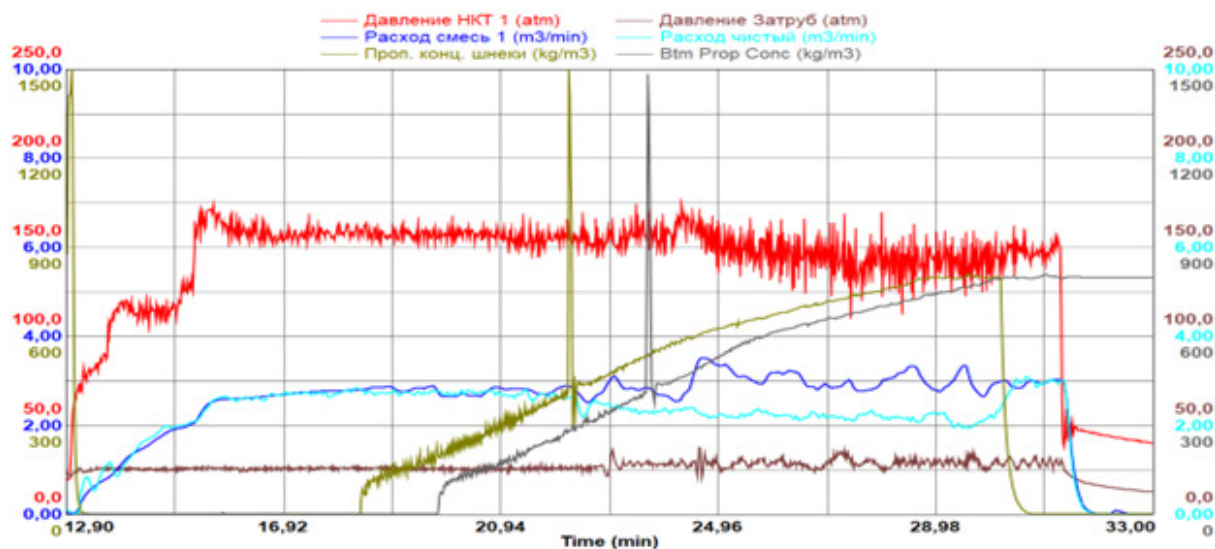


Рисунок 7 — График ГРП

На восьми скважинах проведены операции ГРП с применением синтетического полимера и пластовой воды, что полностью подтверждает техническую реализуемость подобного решения. На рисунке 8 показана добыча до и после ГРП.

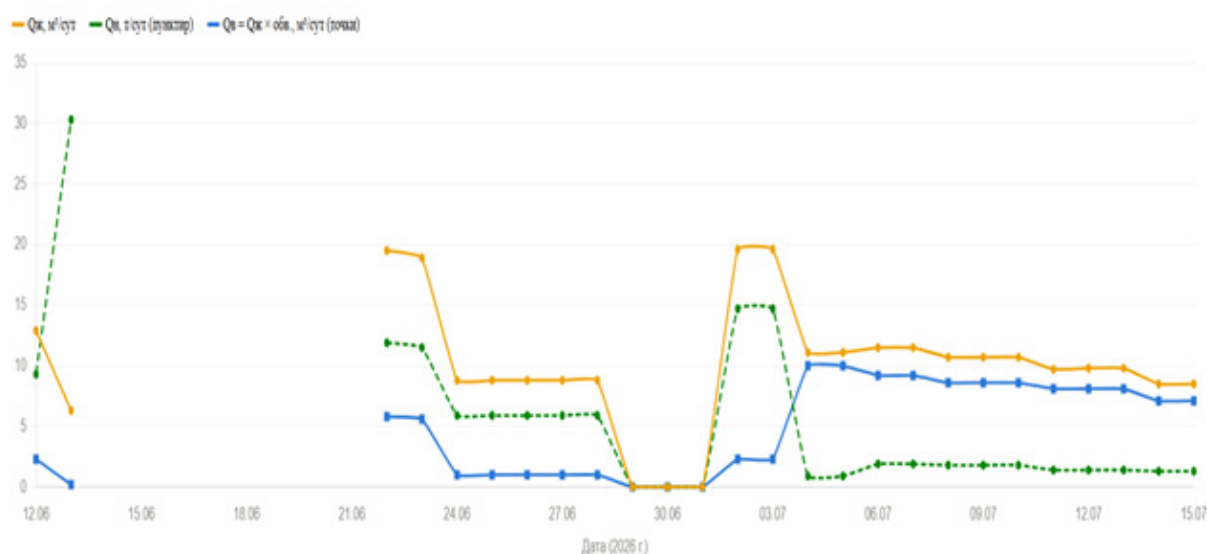


Рисунок 8 – Добыча после ГРП. Скв.184

На рисунке 9 представлена динамика добычи после ГРП, проведенного на том же месторождении и в том же пласте по стандартной технологии.



Рисунок 9 – ГРП по стандартной технологии,
выполненный на тот же пласт, скв.216

Из сопоставления данных рисунков 8 и 9 следует, что ГРП на синтетическом полимере и пластовой воде повышает дебит более чем в пять раз. При этом, скорее всего, повышение обводненности объясняется негерметичностью взрыв-пакера, отсекающего ранее разрабатываемый пласт.

Заключение

Сохранение проводимости трещины после ГРП в глинистых терригенных коллекторах определяется не только давлением разрыва и массой размещенного проппанта, но и степенью, в которой жидкость ГРП повреждает фильтрационно-емкостные свойства породы за счет во-

дочувствительности глинистых минералов и нецелевого расходования технологических реагентов.

Проведенный анализ показал, что широко используемый в промышленной практике термин «набухание глин» объединяет несколько разных по природе механизмов – межслоевое набухание смектита, осмотические эффекты, дефлокуляцию и миграцию тонких частиц, – которые по-разному зависят от минералогии, солености и катионного состава воды. Отсутствие смектита в стандартной валовой рентгенограмме не является доказательством его физического отсутствия: надежная диагностика требует выделения фракции менее 2 мкм и серии ориентированных препаратов (воздушно-сухой, насыщенный этиленгликолем, прокаленный). Аналогичным образом показано, что номинальная дозировка стабилизаторов глин (KCl, четвертичные аммониевые соединения) и деструкторов геля (персульфат аммония, пероксид водорода, ферменты) без учета материального баланса может одновременно завышать оценку степени стабилизации глин и степени разрушения полимерной сетки, поскольку значительная доля реагента расходуется на карбонаты, органическое вещество, сульфиды и сопутствующие добавки. Предложенная минимальная матрица лабораторных испытаний – рентгенофазовый анализ ориентированных препаратов, изотермы сорбции, coreflood и тесты на удержанную проводимость трещины – позволяет разделить эти эффекты и снизить риск ошибочного выбора рецептуры ГРП.

Промысловые данные месторождения Восточный Молдабек (АО «Эмбаунайгаз») подтвердили практическую значимость предложенного подхода: снижение проницаемости керна при насыщении слабоминерализованной водой связано с набуханием глин и слюды, тогда как пластовая вода такой деградации не вызывает. Этот результат стал основанием для перехода на технологию ГРП на пластовой воде, что, в свою очередь, потребовало замены гуаровой камеди, неприменимой при минерализации воды выше 130 г/л, на гель на основе полиакриламида. Реализация данной технологии на восьми скважинах показала более чем пятикратное превышение дебита по сравнению со стандартной технологией, что подтверждает как техническую реализуемость, так и практическую целесообразность подхода для месторождений со схожими геолого-технологическими условиями.

Вместе с тем полученные результаты следует рассматривать с учетом ограниченного объема выполненных керновых исследований и числа скважин-кандидатов, а также с учетом того, что смешанослойные иллит-смектитовые глины при их низком содержании могли остаться невыявленными при стандартном керновом анализе. Дальнейшие исследования целесообразно направить на расширение выборки скважин, привлечение специализированного минералогического анализа глинистой фракции и систематическое применение предложенной матрицы лабораторных испытаний на этапе проектирования ГРП, что позволит точнее разграничивать вклад межслоевого набухания, дефлокуляции и миграции тонких частиц в снижение проводимости трещины.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Deon, F., van Ruitenbeek, F., van der Werff, H., van der Meijde, M., and Marcatelli, C. Detection of Interlayered Illite/Smectite Clay Minerals with XRD, SEM Analyses and Reflectance Spectroscopy. *Sensors*, 22 (9), 3602 (2022). <https://doi.org/10.3390/s22093602>
- 2 Koubova, M., Vorm, P., Lang, J., and Petrov, O. New laboratory procedure for distinguishing smectites with varying permanent layer charge based on the combination of Cu-trien and ethylene glycol solvation methods and X-ray diffraction. *Applied Clay Science*, 232, 106788 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.clay.2022.106788>
- 3 Hong, H., Cheng, F., Yin, K., Churchman, G.J., and Wang, C. Three-component mixed-layer illite/smectite/kaolinite (I/S/K) minerals in hydromorphic soils, South China. *American Mineralogist*, 100 (8-9), 1883–1891 (2015). <https://doi.org/10.2138/am-2015-5170>

- 4 Binazadeh, M., Xu, M., Zolfaghari, A., and Dehghanpour, H. Effect of Electrostatic Interactions on Water Uptake of Gas Shales: The Interplay of Solution Ionic Strength and Electrostatic Double Layer. *Energy & Fuels*, 30 (2), 992–1001 (2016). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02990>
- 5 Sanaei, A., Shakiba, M., Varavei, A., and Sepehrnoori, K. Modeling Clay Swelling Induced Conductivity Damage in Hydraulic Fractures. *SPE Low Perm Symposium (Denver, 2016)*, SPE-180211-MS. <https://doi.org/10.2118/180211-MS>
- 6 Russell, T., Pham, D., Tavakkoli Neishaboor, M., et al. Effects of kaolinite in rocks on fines migration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 45, 243–255 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.05.020>
- 7 Tangparitkul, S., Saul, A., Leelasukseree, C., Yusuf, M., and Kalantariasl, A. Fines migration and permeability decline during reservoir depletion coupled with clay swelling due to low-salinity water injection: An analytical study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107448 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107448>
- 8 Zhang, D., Meegoda, J.N., Goncalves da Silva, B.M., and Hu, L. Impact of de-ionized water on changes in porosity and permeability of shales mineralogy due to clay-swelling. *Scientific Reports*, 11, 20049 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41598-021-99523-2>
- 9 Bhuvankar, P., Cihan, A., and Birkholzer, J. Pore-scale CFD simulations of clay mobilization in natural porous media due to fresh water injection. *Chemical Engineering Science*, 247, 117046 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.117046>
- 10 Cihan, A., Petrusak, R., Bhuvankar, P., et al. Permeability Decline by Clay Fines Migration around a Low-Salinity Fluid Injection Well. *Groundwater*, 60, 87–98 (2022). <https://doi.org/10.1111/gwat.13127>
- 11 Sadeghein, A., Abbaslu, A., Riahi, S., and Hajipour, M. Comprehensive analysis of fine particle migration and swelling: Impacts of salinity, pH, and temperature. *Geoenergy Science and Engineering*, 240, 213044 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213044>
- 12 Zhang, J., Ouyang, L., Zhu, D., and Hill, A.D. Experimental and numerical studies of reduced fracture conductivity due to proppant embedment in the shale reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 130, 37–45 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.004>
- 13 Zhang, J., Zhu, D., and Hill, A.D. Water-Induced Damage to Propped-Fracture Conductivity in Shale Formations. *SPE Production & Operations*, 31 (2), 147–156 (2016). <https://doi.org/10.2118/173346-PA>
- 14 Wu, W., Kakkar, P., Zhou, J., Russell, R., and Sharma, M.M. An Experimental Investigation of the Conductivity of Unpropped Fractures in Shales. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition (The Woodlands, 2017)*, SPE-184858-MS. <https://doi.org/10.2118/184858-MS>
- 15 Zhang, S., Sheng, J.J., and Shen, Z. Effect of hydration on fractures and permeabilities in Mancos, Eagle Ford, Barnett and Marcellus shale cores under compressive stress conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, 917–926 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.043>
- 16 Jia, Y., Lu, Y., Tang, J., et al. Mechanical-Chemical-Mineralogical Controls on Permeability Evolution of Shale Fractures. *Geofluids*, 2018, 7801843 (2018). <https://doi.org/10.1155/2018/7801843>
- 17 Mehana, M., Al Salman, M., and Fahes, M. Impact of Salinity and Mineralogy on Slick Water Spontaneous Imbibition and Formation Strength in Shale. *Energy & Fuels*, 32 (5), 5725–5735 (2018). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03516>
- 18 Zhang, S., and Sheng, J.J. Effect of Water Imbibition on Fracture Generation in Mancos Shale under Isotropic and Anisotropic Stress Conditions. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 144 (2), 04017113 (2018). [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)GT.1943-5606.0001832](https://doi.org/10.1061/(ASCE)GT.1943-5606.0001832)
- 19 Chen, X., Eichhubl, P., Olson, J.E., and Dewers, T.A. Effect of Water on Fracture Mechanical Properties of Shales. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 124, 2428–2444 (2019). <https://doi.org/10.1029/2018JB016479>
- 20 Dai, Q., Sun, W., Zuo, Y., et al. Impact of Slickwater Fracturing Fluid on Pore Structure and Micromechanical Properties of Clay-Rich Shale Using Fluid Intrusion and AFM Experiments. *ACS Omega*, 10 (6), 6164–6181 (2025). <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c11005>
- 21 Li, G., Dong, C., Bai, H., Han, Y., and Zhang, Q. Weakly-consolidated sandstone fracture conductivity under combined action of compressing, proppant embedding and fines plugging: experiments, model and application. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2025). <https://doi.org/10.1007/s13202-025-02016-5>
- 22 Li, Z., Fan, Y., and Liu, F. The Effect of Shale Swelling on In Situ Stress during Hydraulic Fracturing. *ACS Omega*, 11 (5), 7377–7387 (2026). <https://doi.org/10.1021/acsomega.5c07030>

- 23 Tariq, Z., Kamal, M.S., Mahmoud, M., Hussain, S.M.S., and Hussaini, S.R. Novel gemini surfactant as a clay stabilizing additive in fracturing fluids for unconventional tight sandstones: Mechanism and performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107917 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107917>
- 24 Tariq, Z., Kamal, M.S., Mahmoud, M., Murtaza, M., Abdulraheem, A., and Zhou, X. Dicationic Surfactants as an Additive in Fracturing Fluids to Mitigate Clay Swelling: A Petrophysical and Rock Mechanical Assessment. *ACS Omega*, 6 (24), 15867–15877 (2021). <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01388>
- 25 Fu, L., Liao, K., Ge, J., He, Y., Huang, W., and Du, E. Preparation and inhibition mechanism of bis-quaternary ammonium salt as shale inhibitor used in shale hydrocarbon production. *Journal of Molecular Liquids*, 309, 113244 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113244>
- 26 Murtaza, M., Kamal, M.S., Hussain, S.M.S., Mahmoud, M., and Syed, N.A. Quaternary ammonium gemini surfactants having different spacer length as clay swelling inhibitors: Mechanism and performance evaluation. *Journal of Molecular Liquids*, 308, 113054 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113054>
- 27 Zeng, T., Kim, K.T., Werth, C.J., Katz, L.E., and Mohanty, K.K. Surfactant Adsorption on Shale Samples: Experiments and an Additive Model. *Energy & Fuels*, 34 (5), 5436–5443 (2020). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b04016>
- 28 Chen, J.-J., Liu, J.-X., Ma, S.-S., Xu, F., and Liu, H. Study of clay stabilization mechanism and adsorption behavior of organic ammonium salts with low molar weight. *Petroleum Science and Technology*, 42 (17), 2171–2191 (2024). <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2156541>
- 29 Khan, R.A., Murtaza, M., Mustafa, A., et al. Ionic liquids as clay stabilizer additive in fracturing fluid. *Fuel*, 334, 126154 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126154>
- 30 Abdulhameed, Y.A., Ali, J.A., and Abdulkareem, L.A. Assessment of KCl Inhibition Efficiency in Water-Based Drilling Fluids: A Formation-Responsive Approach for Shale Stability. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 64 (45), 21523–21539 (2025). <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5c03075>
- 31 Labak, A., and Pourafshary, P. Mitigating clay swelling and permeability loss in thermal EOR with a quaternary ammonium clay stabilizer under high-temperature low-salinity conditions. *Energy Geoscience*, 6 (4), 100444 (2025). <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2025.100444>
- 32 Bai, S., Wei, P., Zhai, D., Xiao, W., and Liu, J. Functional Group-Dependent Antiswelling Mechanisms of Cationic Inhibitors on Montmorillonite. *Energy & Fuels*, 40 (17), 9302–9310 (2026). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6c00426>
- 33 Lin, X., Zhang, S., Wang, Q., Feng, Y., and Shuai, Y. Improving the fracturing fluid loss control for multistage fracturing by the precise gel breaking time design. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25, 367–370 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.017>
- 34 Wang, J., Huang, Y., Zhang, Y., Zhou, F., Yao, E., and Wang, R. Study of Fracturing Fluid on Gel Breaking Performance and Damage to Fracture Conductivity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107443 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107443>
- 35 Almubarak, T., Ng, J.H.C., AlKhaldi, M., Panda, S., and Nasr-El-Din, H.A. Insights on Potential Formation Damage Mechanisms Associated with the Use of Gel Breakers in Hydraulic Fracturing. *Polymers*, 12 (11), 2722 (2020). <https://doi.org/10.3390/polym12112722>
- 36 Sumner, A.J., and Plata, D.L. Oxidative Breakers Can Stimulate Halogenation and Competitive Oxidation in Guar-Gelled Hydraulic Fracturing Fluids. *Environmental Science & Technology*, 53 (14), 8216–8226 (2019). <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b01896>
- 37 Chen, M., Rholl, C.A., He, T., Sharma, A., and Parker, K.M. Halogen Radicals Contribute to the Halogenation and Degradation of Chemical Additives Used in Hydraulic Fracturing. *Environmental Science & Technology*, 55 (3), 1545–1554 (2021). <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c03685>
- 38 Manz, K.E., and Carter, K.E. Degradation of hydraulic fracturing additive 2-butoxyethanol using heat activated persulfate in the presence of shale rock. *Chemosphere*, 206, 398–404 (2018). <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2018.05.007>
- 39 Liu, D., et al. Experimental and Numerical Studies on Oxidation-Acidification Interactions that Dominate Shale Stimulation with Persulfate. *Energy & Fuels*, 36 (11), 5784–5796 (2022). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c00953>
- 40 Yang, S., Liu, D., Yang, Z., Xu, J., and Li, Y. Experimental insight into the dissolution behavior and interaction of key components in shale-persulfate system. *Gas Science and Engineering*, 110, 204867 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2022.204867>

41 Donmoyer, S., Agrawal, V., Sharma, S., and Hakala, J.A. Effect of oxidative breakers on organic matter degradation, contaminant mobility and critical mineral release during shale-fracturing fluid interactions in the Marcellus Shale. *Fuel*, 331 (Part 1), 125678 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125678>

42 Liang, X., and Sheng, J.J. Comparison of Chemical-Induced Fracturing by Na₂S₂O₈, NaClO, and H₂O₂ in Marcellus Shale. *Energy & Fuels*, 34 (12), 15905–15919 (2020). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02623>

43 Yu, W., Lei, J., Wang, T., and Chen, W. H₂O₂-Enhanced Shale Gas Recovery under Different Thermal Conditions. *Energies*, 12 (11), 2127 (2019). <https://doi.org/10.3390/en12112127>

44 Zhang, N., You, L., Kang, Y., Xu, J., Li, K., Cheng, Q., and Zhou, Y. The investigation into oxidative method to realize zero flowback rate of hydraulic fracturing fluid in shale gas reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109918 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109918>

45 Yang, S., Yu, J., Liu, D., and Li, Y. Effect of persulfate stimulation on matrix alteration and permeability enhancement of fractured shale: Core-flooding experiments and numerical simulation. *Gas Science and Engineering*, 138, 205612 (2025). <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2025.205612>

46 Tukpatolla, D.S., Sadykbek, K.E., Dzhumagaliyeva, A.K., et al. Pereschet zapasov nefti i gaza mestorozhdeniya Kenbay (uchastok Moldabek Vostochnyy) po sostoyaniyu na 02.01.2024 g. [Recalculation of Oil and Gas Reserves of the Kenbai Field (East Moldabek Site) as of January 2, 2024] Vol. I, book 1; Vol. IV, book 2 (Atyrau: Atyrau branch of KMG Engineering LLP, 2024). (in Russian).

47 Itogovye rezul'taty laboratornykh i analiticheskikh issledovaniy po provedeniyu opytno-promyshlennykh ispytaniy tekhnologii polimernogo zavodneniya na gorizonte M-II melovykh zalezhey uchastka Moldabek Vostochnyy mestorozhdeniya Kenbay AO «Embamunaygaz» [Final Results of Laboratory and Analytical Studies on Pilot Testing of Polymer Flooding Technology at Horizon M-II of Cretaceous Deposits of East Moldabek Site of Kenbai Field of Embamunaygas JSC] (Atyrau, 2019), 29 p. (in Russian).

48 Meng, Y., Zhao, F., Jin, X., Feng, Y., Sun, G., Lin, J., Jia, B., and Li, P. Performance Evaluation of Enzyme Breaker for Fracturing Applications under Simulated Reservoir Conditions. *Molecules*, 26 (11), 3133 (2021). <https://doi.org/10.3390/molecules26113133>

^{1*}Дуйсалиев А.М.,

докторант, ORCID ID: 0009-0000-9470-4225,

e-mail: e.nurbekova@kmg.kz

¹Исмаилов А.А.,

PhD, т.ғ.к., профессор, ORCID ID: 0000-0002-1957-5168,

e-mail: a.ismailov@kbtu.kz

²Махмудов Н.Н.,

т.ғ.д., профессор, ORCID ID: 0009-0005-1148-4180,

e-mail: nazirillamaxmudov@gmail.com

¹Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қ., Қазақстан

²Ислам Каримов атындағы Ташкент мемлекеттік техникалық университеті,
Ташкент қ., Өзбекстан

ГРП КЕЗІНДЕ САЗ БАЛШЫҚТЫҢ ІСІНУІ МЕН РЕАГЕНТТЕРДІҢ МАҚСАТСЫЗ ШЫҒЫНЫ: ШЫҒЫС МОЛДАБЕК КЕН ОРНЫНДА ҚАБАТ СУЫН ПАЙДАЛАНУ ТӘЖІРИБЕСІ ЖӘНЕ ДИАГНОСТИКАСЫ

Аңдатпа

Қабатты гидравликалық жарудың (ГРП) тиімділігі көбінесе жару сұйықтығының тау жынысымен әрекеттесуінен кейін жарықшақ өткізгіштігінің сақталу дәрежесіне байланысты. Мақалада саз минералдарының суға сезімталдығына байланысты өткізгіштіктің төмендеу тетіктері жүйеленген: смектиттің қабатаралық ісінуі, осмостық әсерлер, дефлокуляция және ұсақ бөлшектердің көшуі. Сонымен қатар саз тұрақтандырғыштарының (KCl, төрттік аммоний қосылыстары) және гель бұзғыштарының (аммоний персульфаты, сутегі асқын тотығы, ферменттер) тау жынысы минералдарымен және қосалқы реагенттермен әрекеттесуі нәтижесінде мақсатсыз жұмсалып арналары қарастырылған. Материалдық баланс ескерілмеген

жағдайда реагенттің номиналды мөлшері саздың тұрақтану дәрежесін де, полимерлік тордың ыдырау дәрежесін де асыра бағалауға әкелуі мүмкін екені көрсетілген. Бағдарланған үлгілердің рентгендік дифракциясын, сорбция изотермаларын, coreflood сынақтарын және жарықшақтың сақталған өткізгіштігін анықтауды қамтитын зертханалық сынақтардың ең аз матрицасы ұсынылған. «Шығыс Молдабек» кен орнының («Ембімұнайгаз» АҚ) мысалында әлсіз минералданған сумен қанықтыру кезінде байқалған өткізгіштіктің төмендеуі саз бен слюданың ісінуімен байланысты екені, ал қабат суының мұндай нашарлауға әкелмейтіні көрсетілген. Судың минералдануы 130 г/л-ден асқан жағдайда гуар шайырын қолдану мүмкін болмағандықтан, оның орнына полиакриламид негізіндегі гельді пайдалана отырып, қабат суымен ГРП жүргізу технологиясы негізделіп, өндірісте іске асырылған. Сегіз ұңғыма бойынша алынған нәтижелер қабат суы мен синтетикалық полимерді қолдану арқылы жүргізілген ГРП-дан кейінгі ұңғымалардың дебиті стандартты технологиямен салыстырғанда бес еседен астам жоғары болғанын көрсетті.

Түйін сөздер: қабатты гидравликалық жару, саздың ісінуі, ұсақ бөлшектердің көшуі, жарықшақ өткізгіштігі, саз тұрақтандырғыштары, гель бұзғыштары, қабат суы.

^{1*}Duisaliyev A.M.,

Doctoral student, ORCID ID: 0009-0000-9470-4225,

e-mail: e.nurbekova@kmg.kz

¹Ismailov A.A.,

PhD, Candidate of Technical Sciences, Professor, ORCID ID: 0000-0002-1957-5168,

e-mail: a.ismailov@kbtu.kz

²Makhmudov N.N.,

Doctor of Technical Sciences, Professor, ORCID ID: 0009-0005-1148-4180,

e-mail: nazirillamaxmudov@gmail.com

¹Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

²Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent, Uzbekistan

CLAY SWELLING AND NON-TARGET CONSUMPTION OF FRACTURING FLUID ADDITIVES: DIAGNOSTICS AND FIELD EXPERIENCE USING FORMATION WATER AT THE VOSTOCHNY MOLDABEK FIELD

Abstract

The effectiveness of hydraulic fracturing (HF) largely depends on how well fracture conductivity is preserved after the fracturing fluid interacts with the reservoir rock. This paper systematizes the permeability-damage mechanisms related to the water sensitivity of clay minerals – interlayer smectite swelling, osmotic effects, deflocculation and fines migration – and examines the non-target consumption pathways of clay stabilizers (KCl, quaternary ammonium compounds) and gel breakers (ammonium persulfate, hydrogen peroxide, enzymes) on rock minerals and co-additives. It is shown that the nominal reagent dosage, evaluated without a material balance, can simultaneously overestimate both the degree of clay stabilization and the extent of polymer network degradation. A minimum laboratory testing matrix is proposed, including oriented-sample XRD analysis, sorption isotherms, coreflood tests and retained fracture-conductivity tests. Using the Vostochny Moldabek field (Embamunaigaz JSC) as a case study, it is shown that the permeability decline observed when the reservoir is saturated with low-salinity water is caused by clay and mica swelling, whereas formation water does not cause such degradation. A formation-water-based fracturing technology is substantiated and implemented, using a polyacrylamide-based gel instead of guar gum, which is unsuitable at a water salinity above 130 g/L. Field results from eight wells show that production rates after fracturing on formation water with the synthetic polymer exceeded those of the standard technology by more than five times.

Keywords: hydraulic fracturing, clay swelling, fines migration, fracture conductivity, clay stabilizers, gel breaker, formation water.

Received July 21, 2026; accepted August 20, 2026