

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923)

Получена: 13.10.2025.

Одобрена: 16.02.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Кислотный гидравлический разрыв пласта в сложнопостроенных переслоенных пластах

А.М. Дуйсалиев, А.А. Исмаилов

Казахско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Предотвращение загрязнения техногенных трещин, образованных разрывом пласта и химическим взаимодействием активных жидкостей с породами, является ключевым условием повышения дебитов пластовых флюидов. Снижение рисков образования и осаждения в трещине и околотрещинном пространстве нерастворимых продуктов реакции достигается за счёт экспериментального исследования и математического моделирования процессов взаимодействия технологических жидкостей с породами пласта и пластовыми флюидами. При этом важнейшей задачей при подготовке к эксперименту, моделированию и, собственно, выполнению работ можно считать определение основных взаимодействующих элементов, вступающих в реакцию, продукты которых могут привести к снижению эффективности стимуляции, особенно в условиях ограниченной доступности керна материала, специализированного программного обеспечения для полноценного химического молекулярного моделирования. Следовательно, особо важное значение принимает теоретическое исследование основных причин неуспешности химических обработок пластов и гидравлических разрывов пласта (далее – ГРП) с химически активными технологическими жидкостями, оценка рисков наступления негативных событий.

Цель. Повышение эффективности стимуляции методами кислотного ГРП за счёт оптимизации состава технологических жидкостей и предотвращения негативного влияния на пласт продуктов реакции пород пласта или пластовых флюидов с технологическими жидкостями.

Материалы и методы. Для оценки основных причин осаждения нерастворимых осадков и иных причин снижения эффективности стимуляции проведён детальный литературный обзор, определены механизмы, повышающие и понижающие соответствующие риски. Построена механическая и литологическая модель в окрестностях ряда скважин одного из среднеазиатских месторождений, которая показывает, что одна из основных реакций, приводящих к негативным последствиям, может протекать при одновременном выполнении нескольких условий. Оценена возможность выполнения подобных условий на основе расчётов и моделирования.

Результаты. Анализ геолого-механической обстановки на одном из месторождений и подробное изучение основных реакций с породами пласта позволило выявить причины неэффективных кислотных ГРП. Подготовлена программа обработки, направленная на предотвращение в будущем рисков снижения эффективности кислотных ГРП.

Заключение. Применённый подход направлен на обоснованный, «адресный» подбор технологических жидкостей ГРП, позволяющий снизить риски или предотвратить кольматацию трещин продуктами реакции, не допускать миграцию и набухание глин и иное негативное влияние на фильтрационные свойства пласта в окрестностях техногенных трещин. Все эти мероприятия направлены на повышение эффективности стимуляции методом кислотного ГРП.

Ключевые слова: кислотный гидроразрыв пласта, ангидрит, гипс, сульфаты, карбонаты, смектиты, каолиниты, двухвалентное железо, трёхвалентное железо.

Как цитировать:

Дуйсалиев А.М., Исмаилов А.А. Кислотный гидравлический разрыв пласта в сложнопостроенных переслоенных пластах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 31–42.
DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923).

UDC 622.276.6
CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923)

Received: 13.10.2025.

Accepted: 16.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Acid Hydraulic Fracturing in Complex Interbedded Reservoirs

Askhat M. Duisaliyev, Abdulakhat A. Ismailov

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Preventing contamination of technogenic fractures formed by hydraulic fracturing and by chemical interaction of reactive fluids with the rock is a key condition for increasing reservoir fluid production rates. Reducing the risks of formation and precipitation of insoluble reaction products within the fracture and the near-fracture zone is achieved through experimental research and mathematical modelling of the interaction processes between technological fluids, reservoir rocks, and formation fluids. At the same time, the most important task in preparation for experiments, modelling, and the actual execution of operations can be considered the identification of the principal interacting elements entering into reactions whose products may reduce stimulation efficiency, especially under conditions of limited availability of core material and specialized software for comprehensive chemical molecular modelling. Consequently, theoretical investigation of the main causes of unsuccessful chemical treatments of formations and hydraulic fracturing operations with chemically active technological fluids, as well as assessment of the risks of negative events, becomes particularly important.

Aim: Increasing the efficiency of stimulation by acid hydraulic fracturing methods through optimization of technological fluid composition and prevention of the negative impact on the reservoir of reaction products formed by interaction of reservoir rocks or formation fluids with technological fluids.

Materials and methods: To evaluate the main causes of insoluble precipitate formation and other factors for reduced stimulation efficiency, a detailed literature review was carried out, and mechanisms increasing and decreasing the corresponding risks were identified. A mechanical and lithological model was constructed in the vicinity of several wells of one of the Central Asian fields, which shows that one of the main reactions leading to negative consequences may occur when several conditions are simultaneously met. The feasibility of such conditions was assessed based on calculations and modelling.

Results: Analysis of the geological and mechanical environment at one of the fields and a detailed study of the main reactions with formation rocks made it possible to identify the causes of ineffective acid hydraulic fracturing treatments. A treatment program was prepared aimed at preventing future risks of reduced efficiency of acid hydraulic fracturing.

Conclusion: The applied approach is aimed at the justified, targeted selection of hydraulic fracturing technological fluids, which makes it possible to reduce risks or prevent fracture plugging by reaction products, avoid clay migration and swelling, and other negative impacts on the filtration properties of the formation in the vicinity of technogenic fractures. All these measures are aimed at improving the efficiency of stimulation by acid hydraulic fracturing.

Keywords: acid hydraulic fracturing; anhydrite; gypsum; sulfates; carbonates; smectites; kaolinites; ferrous iron; ferric iron.

To cite this article:

Duisaliyev AM, Ismailov AA. Acid Hydraulic Fracturing in Complex Interbedded Reservoirs. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):31–42. DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923).

ӨЖ 622.276.6

ФТАХР 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923)

Қабылданды: 13.10.2025.

Мақұлданды: 16.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Күрделі құрылымды қабаттасқан қабаттарда қышқылды гидравликалық жару

А.М. Дүйсалиев, А.А. Исмаилов

Қазақ-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қабаттың жарылуынан және белсенді сұйықтықтардың тау жыныстарымен химиялық әрекеттесуінен пайда болған техногендік жарықтардың ластануын болдырмау қабат сұйықтықтарының дебитін арттырудың негізгі шарты болып табылады. Ерімейтін реакция өнімдерінің жарықтары мен жарық маңы кеңістігінде түзілуі мен тұндыру қаупін азайтуға эксперименттік зерттеу және технологиялық сұйықтықтардың қабат жыныстарымен және қабат сұйықтықтарымен өзара әрекеттесу процесстерін математикалық модельдеу арқылы қол жеткізіледі. Сонымен қатар, экспериментке дайындық, модельдеу және жұмыстарды нақты орындау кезіндегі маңызды міндет өнімдер ынталандыру тиімділігінің төмендеуіне әкелуі мүмкін реакцияға түсетін негізгі өзара әрекеттесетін элементтердің анықтамасын қарастыруға болады, әсіресе, керн материалының, толық химиялық молекулалық модельдеу үшін мамандандырылған бағдарламалық жасақтаманың шектеулі қол жетімділігі жағдайында өзекті. Демек, химиялық белсенді технологиялық сұйықтықтармен қабаттарды химиялық өңдеудің және қабатты гидравликалық жарудың (бұдан әрі – ҚГЖ) сәтсіздігінің негізгі себептерін теориялық зерттеу, жағымсыз оқиғалардың туындау қаупін бағалау аса маңызды мәнге ие.

Мақсаты. Технологиялық сұйықтықтардың құрамын оңтайландыру және өнім қабатына теріс әсер етудің алдын алу технологиялық сұйықтықтармен қабат жыныстарының немесе қабат сұйықтықтарының реакциясы арқылы қышқыл ҚГЖ әдістерімен ынталандырудың тиімділігін арттыру.

Материалдар мен әдістер. Ерімейтін тұнбалардың негізгі себептерін және ынталандыру тиімділігінің төмендеуінің басқа себептерін бағалау үшін егжей-тегжейлі әдеби шолу жүргізілді, тиісті тәуекелдерді арттыратын және төмендететін механизмдер анықталды. Орталық Азия кен орындарының бірінің бірқатар ұңғымаларының маңында механикалық және литологиялық модель салынды, бұл теріс салдарға әкелетін негізгі реакциялардың бірі бірнеше шарттарды орындау кезінде жүруі мүмкін екенін көрсетеді. Есептеулер мен модельдеу негізінде осындай шарттарды орындау мүмкіндігі бағаланды.

Нәтижелері. Кен орындарының біріндегі геологиялық-механикалық жағдайды талдау және қабат жыныстарымен жүретін негізгі реакцияларды жан-жақты зерттеу тиімсіз қышқыл ҚГЖ себептерін анықтауға мүмкіндік берді. Болашақта қышқыл ҚГЖ тиімділігінің төмендеу қаупін болдырмауға бағытталған өңдеу бағдарламасы дайындалды.

Қорытынды. Қолданылған тәсіл ҚГЖ технологиялық сұйықтықтарын негізделген, «адресік» таңдауға бағытталған, бұл тәуекелдерді азайтуға немесе реакция өнімдерімен жарықтардың кольматациялануын болдырмауға, саздардың көші-қонына және ісінуіне жол бермеуге және техногендік жарықтар маңындағы қабаттың сүзу қасиеттеріне басқа да теріс әсер етуге мүмкіндік береді. Аталған іс шаралардың барлығы қышқыл ҚГЖ әдісімен ынталандырудың тиімділігін арттыруға бағытталған.

Негізгі сөздер: қышқылды гидравликалық жару, ангидрит, гипс, сульфаттар, карбонаттар, смектиттер, каолиниттер, екі валентті темір, үш валентті темір.

Дәйкесіз келтіру үшін:

Дүйсалиев А.М., Исмаилов А.А. Күрделі құрылымды қабаттасқан қабаттарда қышқылды гидравликалық жару // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1, 31–42 б.

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923).

Введение

В карбонатных пластах с невысокой «поровой» проницаемостью, особенно глубоко залегающих, в качестве эффективного метода повышения нефте- и газоотдачи или вообще ключевого элемента разработки применяется кислотный или кислотно-пропантный гидравлический разрыв пласта (далее – КГРП, КПГРП соответственно). Выбор между двумя разновидностями кислотного ГРП определяется растворимостью пород, долей в карбонатном пласте терригенных пропластков, литостатическими и тектоническими напряжениями. Но в основе «химических» ГРП лежит взаимодействие растворимых горных пород с растворяющими реагентами с образованием сравнительно высокопроводящих для пластовых флюидов каналов-червоточин, значительно увеличивающих площадь контакта с продуктивным пластом. После КГРП (КПГРП) важно решить две несколько противоречащие друг другу задачи: с одной стороны, быстро очистить трещины от продуктов реакции, особенно нерастворимых, до их осаждения в трещинах, для чего требуется довольно агрессивный режим работы скважины в первое время после стимуляции; с другой стороны, необходимо предотвратить смыкание узких каналов, созданных растворением пород кислотами, для чего требуется бережный ввод скважины в работу. Устранить противоречие проще всего, если снизить степень влияния одного из механизмов ранней деградации системы трещин до незначительной. Поскольку поля напряжений в карбонатных пластах часто очень сложны, расчёт и моделирование процессов смыкания трещин из-за приложения к ним избыточных внешних нагрузок при активной отработке продуктов реакции очень сложен и обладает очень невысокой предсказательной способностью и практической повторяемостью, что делает такую оценку почти бесполезной. Следовательно, целесообразнее не допускать образования нерастворимых осадков и иных твёрдых продуктов реакции, которые потенциально способны привести к полной или значительной потере проводимости системы трещин. Одними из ключевых осадков, которые могут образовываться, являются продукты реакции с трёхвалентным железом, которое часто восстанавливают до двухвалентного железа специальными реагентами. Двухвалентное железо в присутствии сульфатов, например, ангидритов, ускоряет потенциальную кристаллизацию гипса, что может стать причиной ещё большей деградации трещин, если в системе недостаточно хелаторов или они отсутствуют, а также присутствуют частицы коррозии [1]. Другой важной проблемой для эффективности ГРП справедливо считаются миграция и набухание глин. Развитие технологий ГРП в основном хорошо преодолевает этот риск, но набухание некоторых глин, таких как смектиты, полностью предотвратить в настоящее время не представляется возможным. Настоящая ста-

тья посвящена оценке способов предотвращения ранней деградации трещин КГРП из-за выпадения и кристаллизации нерастворимых осадков в трещинах и пространстве пласта около трещин.

Материалы и методы

Объектами исследования являются карбонатные нефтегазовые и нефтегазоконденсатные пласты, разработка которых предполагает применение методов интенсификации добычи. Выполнен анализ работ по стимуляции методом КГРП, которые проводились в Казахстане, Узбекистане и иных странах региона. Оценена эффективность кислотных ГРП, на основе этих оценок сделаны предположения об основных технологических, физико-химических и геологических причинах, приведших к высокой или пониженной эффективности КГРП. К главным влияющим факторам отнесены:

- проблема осаждения нерастворимых осадков в техногенных и естественных трещинах ранее, чем осадки могут быть отработаны на поверхность во время вывода скважин на режим и их освоения;

- набухание горных пород и миграция мелких частиц из-за взаимодействия пород с технологическими жидкостями, что приводит к ухудшению фильтрационных свойств пласта;

- несовместимость технологических жидкостей с пластовыми флюидами, которое может привести к образованию стойких прямых или обратных эмульсий, выпадению продуктов реакции в трещинах и околотрещинном пространстве;

- смыкание незакрепленных техногенных трещин и каналов-червоточин при сравнительно агрессивном выводе скважин на режим;

- снижения относительных фазовых проницаемостей для пластового флюида, например газа, из-за нагнетания в пласт существенных, десятки и сотни кубических метров, объемов технологических жидкостей.

Оценка эффективности выполнялась по степени увеличения отборов пластового флюида непосредственно после вывода скважин на режим, в ряде случаев отмечалось снижение продуктивности скважин, что означает отрицательное влияние геолого-технологических мероприятий, планирующихся как стимулирующие.

Основные причины образования кольматирующих осадков

В работе рассмотрены следующие основные проблемы снижения эффективности стимуляции:

1. Переход ангидрита в гипс при взаимодействии ангидрита с технологическими жидкостями. Проанализированы условия, при которых такой переход становится возможным, и усиливаются негативные последствия от подобной реакции.

2. Отдельно рассмотрена роль трещины ГРП при протекании реакций перехода ангидрита и осаждении гипса. Показано, что из-за неоднородной геометрической конфигурации трещин и температуры в трещинах возможно интенсивное переосаждение гипса.

3. Отдельно рассмотрены проблемы кислотного ГРП газовых объектов как наиболее чувствительных к кратковременному снижению проницаемости, в т.ч. естественных и искусственных трещин из-за возникновения водных блокад.

Переход ангидрита в гипс в водной среде усиливается при увеличении концентрации двухвалентного железа. Как известно, трёхвалентное железо образует нерастворимые осадки при кислотном воздействии на пласт, и по этой причине в технологические жидкости добавляются агенты, восстанавливающие трёхвалентное железо до двухвалентного. Кроме того, на предварительном этапе через насосно-компрессорные трубы (далее – НКТ) прокачивают кислоту с повышенной концентрацией преобразователей железа с целью очистить их от частиц коррозии и восстановить железо до растворимых форм. При этом продукты взаимодействия веществ, находящихся на внутренней поверхности НКТ, с кислотой продавливаются в пласт, т.е. пласт может оказаться изначально (по отношению ко времени начала, собственно, стимуляции) загрязнён частицами коррозии, и концентрация двухвалентного железа может оказаться повышенной. Если элементов, связывающих двухвалентное железо (хелаторов) и особенно частицы коррозии, окажется недостаточно, то свободное железо может значительно сократить индукционный период и ускорить кристаллизацию гипса [1]. В присутствии электролитов, например, NaCl, активный переход ангидрита в гипс происходит при температуре ~40°C, при повышении температуры переход замедляется [2–3], но во время кислотного ГРП при концентрации соляной кислоты ~15–20% растворение карбонатов кальция повышает взаимодействие технологических жидкостей с сульфат-ионами SO_4^{2-} . После охлаждения системы и нейтрализации кислоты возможна перенасыщенность по $CaSO_4$ и осаждение гипса, особенно в сульфатной воде, которая использовалась для разбавления кислоты [4–6]. В табл. 1 приведены результаты лабораторного анализа воды, типичной для западной части Казахстана.

Как видно из данных табл. 1, содержание сульфатов в базовой воде довольно значительное, что может усилить негативные последствия от взаимодействия технологических жидкостей с ангидритами. Стимулируемые пласты довольно часто имеют температуру значительно выше 40°C. Само по себе образование гипса и его осаждение не должно быть слишком значительным, особенно при условии, что хелаторов двухвалентного железа достаточно. Но следует учитывать, что в процессе стимуляции в пласт нагнетается сравнительно большой объём тех-

нологической жидкости, температура которой примерно равна 15–35°C, температура в трещинах и пространстве непосредственно у внешних границ трещин может понизиться (в процессе закачки) и оставаться относительно низкой непродолжительное время после остановки закачки. На рис. 1 показан профиль температуры в трещине.

Таблица 1. Состав базовой воды
Table 1. Base Water Composition

Параметр Parameter	Значение Value	Допустимые пределы Acceptable Limits
Удельная плотность, г/см ³ Specific gravity, g/cm ³		0,9–1,004
pH	7,65	5–8,5
Железо общее (Fe), мг/л Total iron (Fe), mg/L	0,2	<8
Сульфаты, мг/л Sulfates, mg/L	300	<200
Хлориды, мг/л Chlorides, mg/L	760	<1000
Общая жёсткость, мг/л Total hardness, mg/L	1180	<500
Бикарбонаты Bicarbonates, mg/L	144	<500

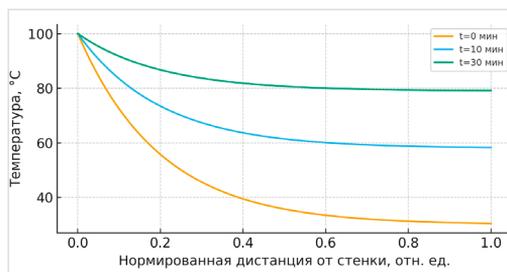


Рисунок 1. Профиль температуры в трещине
Figure 1. Temperature Profile in the Fracture

Из данных, приведенных на рис. 1, следует, что в трещине могут возникнуть термобарические условия, способствующие образованию гипса, особенно, если в системе имеется достаточное количество несвязанного двухвалентного железа или в базовой воде повышена концентрация сульфатов. В ядре потока при температурах около 50–70°C время нахождения ионов ограничено, скорее, преобладает перенос ионов Ca^{2+}/SO_4^{2-} без немедленного осаждения, но на поверхностях трещин в поровом пространстве, охлаждённых до температур менее 50°C, возможно осаждение гипса или бессанита как метастабильной предшествующей формы, особенно в присутствии железа [1, 7–9]. На рис. 2 показана карта риска осаждения гипса в зависимости от температуры и ионной силы раствора. Важной особенностью обработки высокотемпературных пластов относительно холодными технологическими жидкостями является возникновение довольно значительных тепловых напряжений. При быстром изменении температуры

на 70–80°C тепловые напряжения становятся сопоставимыми с прочностью пород на разрыв (десятки МПа по порядку величины). В таких условиях могут образовываться микротрещины, увеличивающие удельную поверхность взаимодействия с пониженной температурой. Как следствие, повышается вероятность появления гетерогенных центров кристаллизации CaSO_4 , и, согласно концептуальной карте, риск осаждения гипса возрастает [10–12].

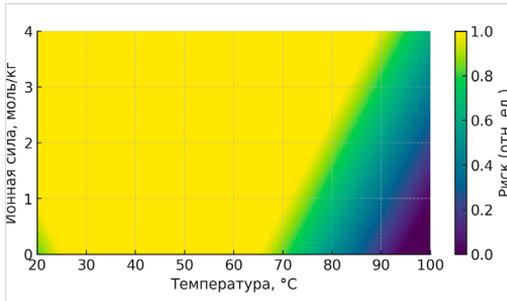


Рисунок 2. Карта риска осаждения гипса
Figure 2. Gypsum Precipitation Risk Map

Карбонатные пласты из-за очень высоких значений модулей упругости даже при высокой температуре являются довольно хрупкими породами. При их нагружении тектоническими и литостатическими напряжениями в течение длительного времени могли образоваться трещины естественного происхождения. Естественные трещины в плотных карбонатных пластах формируют основные каналы фильтрации пластового флюида, а поры являются основным объёмом для его накопления. В процессе КГРП кислота распространяется по каналам, имеющим наименьшее гидравлическое сопротивление. Поскольку апертуры естественных трещин в любой точке вдоль оси, совпадающей с направлением их распространения, могут быть непостоянными, то вполне возможны локальные сужения естественных трещин, значит скорость потока также должна быть переменной. Как отмечалось выше, при высокой скорости потока и повышенной температуре переосаждения сульфатов вероятно не происходит, но, поскольку в естественных трещинах формируются «застойные» зоны, в них происходит осаждение и накопление мелко дисперсионных частиц, что приводит к выключению некоторых естественных трещин из фильтрационной системы, следствием чего является снижение общей проницаемости пластовой системы. Таким образом, КГРП не просто становится неэффективным с точки зрения увеличения отборов, а ухудшает фильтрационно-ёмкостные свойства (далее – ФЕС) пласта из-за очень низкой растворимости гипса в соляной кислоте [4–6, 9, 13–15]. На рис. 3 схематично

показаны потоки в трещинной среде и образование зон осаждения гипса.

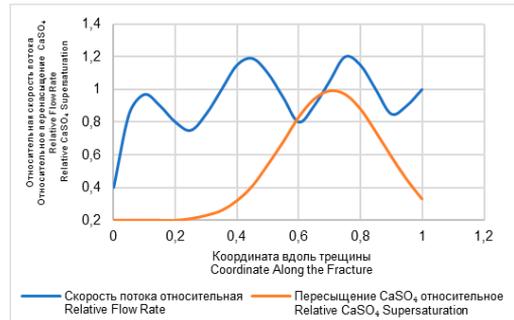


Рисунок 3. Схема потоков в трещинной сети
Figure 3. Flow Scheme in the Fracture Network

Помимо сульфатов и карбонатов, в пластах могут присутствовать глины различного происхождения, взаимодействие которых с технологическими жидкостями может привести к негативным последствиям из-за их набухания и миграции. С точки зрения набухания, наиболее опасными являются монтмориллониты и смешанно-слоистые глины, набухание которых в присутствии стабилизаторов снижается, но полностью не устраняется. В кислой среде набухание глин снижается из-за агрегации частиц, миграция также снижается из-за частичной нейтрализации поверхности частиц и их тенденции к взаимному прилипанию [14–18]. Но после нейтрализации кислот из-за растворения кислотой горных пород, набухание глин, особенно смектитов, может возобновиться, миграция частиц, особенно каолинитов, восстановиться, поскольку избыточную кислоту, как правило, в пласт не закачивают. В этом случае практически вся кислота должна вступить в реакцию и образовать проводящие каналы. Указанные проблемы хорошо решаются добавлением в технологические жидкости стабилизаторов на основе четвертичных аммониевых солей [9, 13–15].

Более важной проблемой, возникающей из-за взаимодействия глин с кислотами, является образование коллоидов железа и алюминия. В основном источником алюминия являются иллиты и смектиты, а железа – продукты растворения глинистых материалов. После поступления в раствор трёхвалентного железа или алюминия и повышения pH технологической жидкости образуется гидроксид железа и/или гидроксид алюминия. Гидроксиды способны образовать коллоидный гель, который после коагуляции превращается в плотный осадок, блокирующий фильтрационные каналы как естественного, так и техногенного происхождения. В результате эффективность стимуляции значительно снижается или приводит к ухудшению

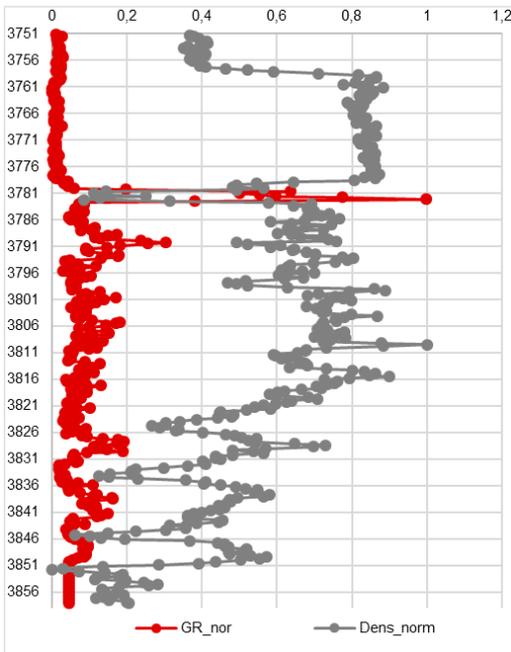


Рисунок 4. Данные гамма-каротажа и гамма-гамма плотностного каротажа
Figure 4. Gamma-ray and Gamma-Gamma Density Log Data

ФЕС пласта. Как правило, чтобы избежать образования коллоидных гелей, в систему добавляют ингибиторы окисления двухвалентного железа до трёхвалентного или стабилизаторы

двухвалентного железа, поскольку оно хорошо растворимо. Но, как известно, двухвалентное железо сильно сокращает индукционный период и время осаждения гипса особенно в охлажденных зонах, что усиливает проблему блокировки фильтрационных каналов гипсом. Решение одной проблемы провоцирует вторую, если хелаторов железа недостаточно. Следовательно, для сложных пластов, в которых возможно взаимодействие технологических жидкостей с карбонатами, сульфатами и глинами, крайне важен детальный подбор рецептур в лабораторных условиях с использованием ядерного материала или шлама. Обязательными для сложных объектов должны быть исследования на вращающихся дисках, фильтрационные исследования и тесты на растворение зерна или шлама, а также коррозионные тесты, необходимые для защиты подземного оборудования и уменьшения загрязнения пласта частицами коррозии, формирующими центры кристаллизации гипсов.

В табл. 2 приведены основные параметры, которые могут привести к увеличению или уменьшению рисков осаждения гипсов.

Термодинамика образования и осаждения гипса в газовых пластах сохраняет общие закономерности, но газы обладают намного меньшей теплоёмкостью и низкой степенью конвекционного теплообмена, следовательно, охлаждённый слой после контакта с относительно холодной технологической жидкостью формируется значительно быстрее, низкие температуры сохраняются дольше, что усугубляет восстановление и осаждение гипса.

Таблица 2. Чувствительность риска осадкообразования CaSO₄ к параметрам (качественная оценка)

Table 2. Sensitivity of CaSO₄ Precipitation Risk to Parameters (Qualitative Assessment)

Параметр Parameter	Изменение (→) Change (→)	Эффект на риск Effect on Risk	Комментарии Comments
Температура у стенки Wall Temperature	↓ до 30–45°C ↓ to 30–45°C	↑	Вход в область стабильности гипса Entry into the gypsum stability region
Ионная сила Ionic Strength	↑ (NaCl/KCl)	двойко mixed effect	↓ активность воды (смещает T стабильности), но влияет на смешение потоков ↓ water activity (shifts stability temperature) but affects flow mixing
[Fe ²⁺] в системе [Fe ²⁺] in the System	↑	↑	Сокращает индукционное время нуклеации гипса Reduces gypsum nucleation induction time
Сульфат в воде Sulfate in Water	↑ (морская вода) ↑ (seawater)	↑↑	Пересыщение при нейтрализации кислоты Supersaturation upon acid neutralization
Скорость течения Flow Rate	↓ локально ↓ locally	↑	Застойные зоны – рост без сноса Stagnant zones – growth without removal
Шероховатость стенки Wall Roughness	↑	↑	Гетерогенные центры кристаллизации Heterogeneous crystallization centers

Результаты и обсуждение

После выполнения работ по кислотной стимуляции на одном из газовых месторождений, расположенных в Средней Азии, оказалось, что после стимуляции дебиты газа снизи-

лись по сравнению с таковыми до воздействия. На рис. 4 приведена основная геофизическая информация о пласте. Плотность пород, значение естественной радиоактивности варьируются в весьма высоких пределах, что может указывать

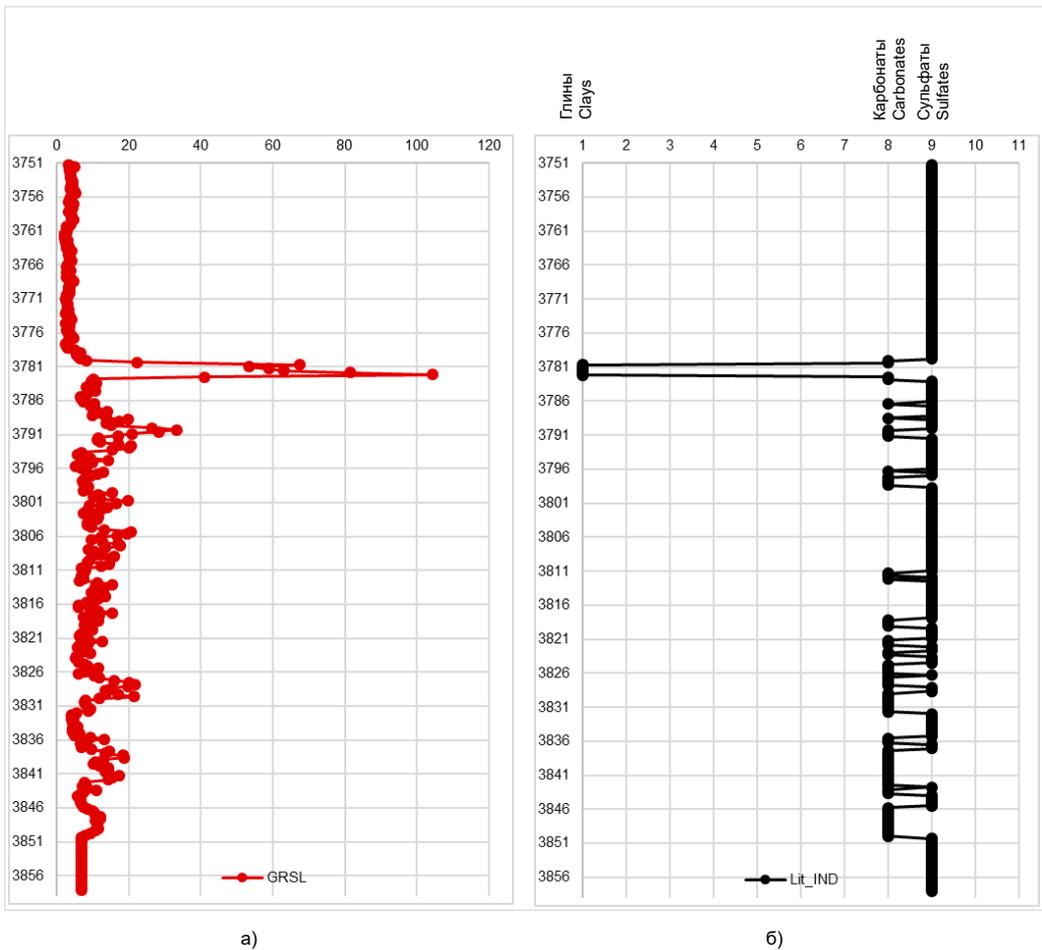


Рисунок 5. Строение пласта
Figure 5. Reservoir Structure

а) данные гамма-каротажа / gamma-ray log data; б) литологическое строение пласта / lithological structure of the reservoir

на довольно сложное строение пласта. На рис. 5 представлено расчётное строение пласта. Из расчёта видно, что пласт представляет собой довольно сложное чередование карбонатов и сульфатов, что осложняет выполнение успешной стимуляции из-за осаждения осадков в естественных и техногенных трещинах. Поскольку пласт насыщен газом, то, кроме проблем с осаждением сульфатов, могут возникнуть осложнения из-за водной блокады, приводящие к снижению фазовой проницаемости газа, если не применяются технологические флюиды с повышенной энергией (за счёт добавления газов) или эмульгированных систем. Не исключено, что в пласте развита естественная трещиноватость. На рис. 6 приведены расчётные значения напряжений, свойственные рассматриваемому пласту, на рис. 7 и 8 – расчётные значения коэффициентов Пуассона и модулей Юнга. Из расчёта следует, что в пласте выделяются мощные барьеры

для техногенных трещин в вертикальном направлении, т.е. трещины ГРП, скорее всего, формируются в целевой зоне пласта. Следовательно, проблема прорыва трещин в нецелевые зоны не может объяснить существенное снижение дебитов после КГРП.

Основной причиной негативного отклика на обработку можно считать уменьшение фазовой проницаемости пласта для газа, выпадение нерастворимых осадков, снижающих проводимость техногенных трещин. На рис. 9 показаны расчётные значения запускных дебитов скважин после успешной и неуспешных стимуляций. Из расчёта видно, что потенциально, при корректно спроектированном КГРП, дебиты газа должны многократно увеличиться, но если происходит осаждение осадков в техногенных и естественных трещинах, то дебиты газа снижаются в ~1,5 раза. Если же происходит, кроме того, водная блокада, то дебиты газа могут снизиться бо-

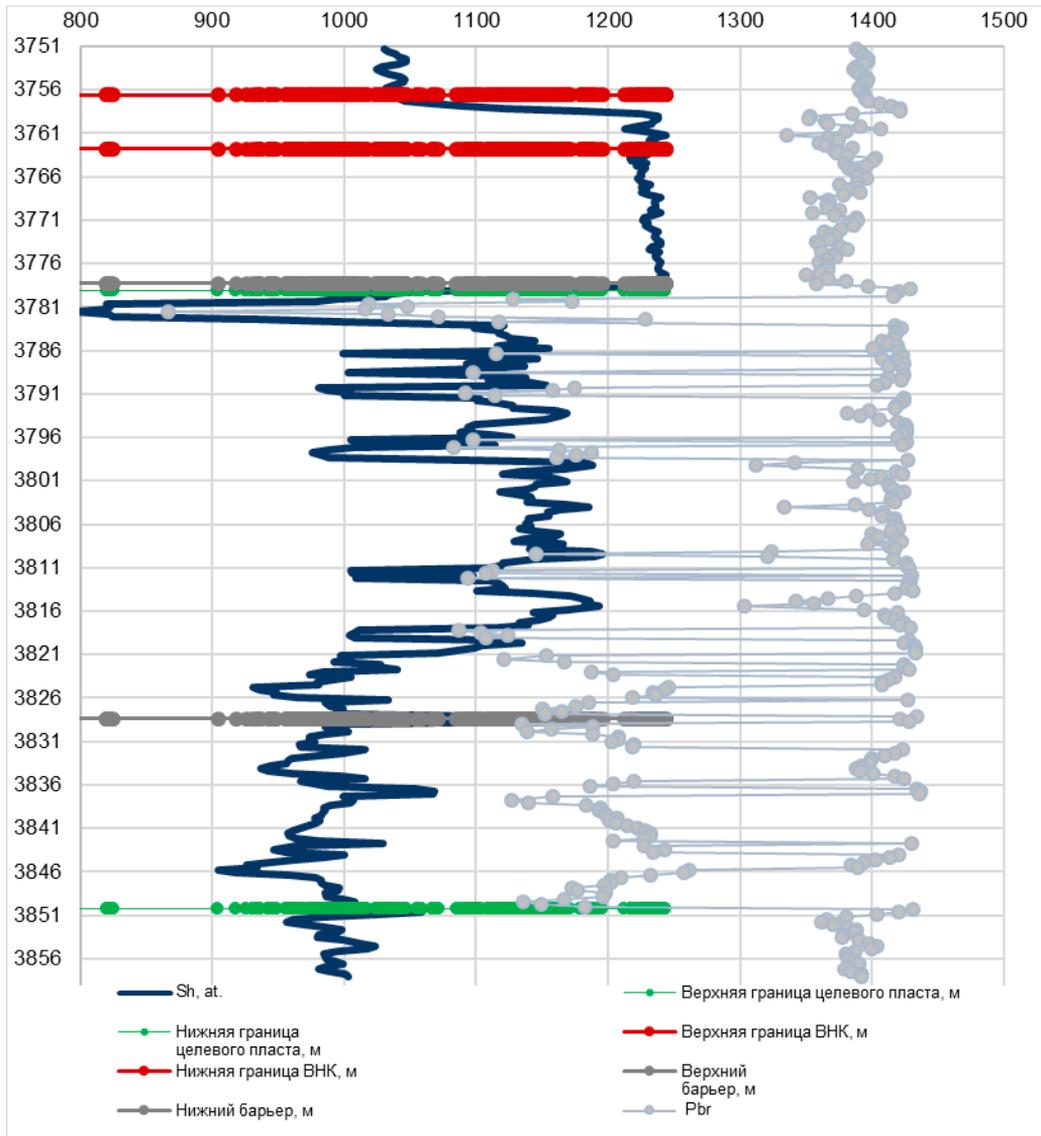


Рисунок 6. Минимальные горизонтальные напряжения и давления разрыва
Figure 6. Minimum Horizontal Stresses and Fracture Pressures

лее чем в два раза. Если осадки не отработать очень быстро, то повреждения трещин окажутся неустраняемыми, но при агрессивном освоении может произойти деградация трещин, что чревато потерей эффектов от стимуляции.

Заключение

Кислотный ГРП, несмотря на кажущуюся операционную лёгкость, является крайне сложной инженерной задачей. Это обусловлено механизмами химических реакций и термодинамической обстановкой: изменение температуры пласта в окрестностях зон нагнетания техноло-

гических жидкостей приводит к тому, что температуры и давления становятся благоприятными для протекания реакций с негативным для стимуляции исходом, таких как осаждение сульфатов, набухание и миграция глин. Как было указано выше, после стимуляции должны одновременно решаться две трудно согласуемые задачи: быстрая отработка осадков с наибольшей скоростью и предотвращение в процессе добычи и освоения смыкания техногенных трещин-червоточин, что предполагает крайне щадящие условия вывода скважины на режим. Следовательно, проблему осаждения следует купировать

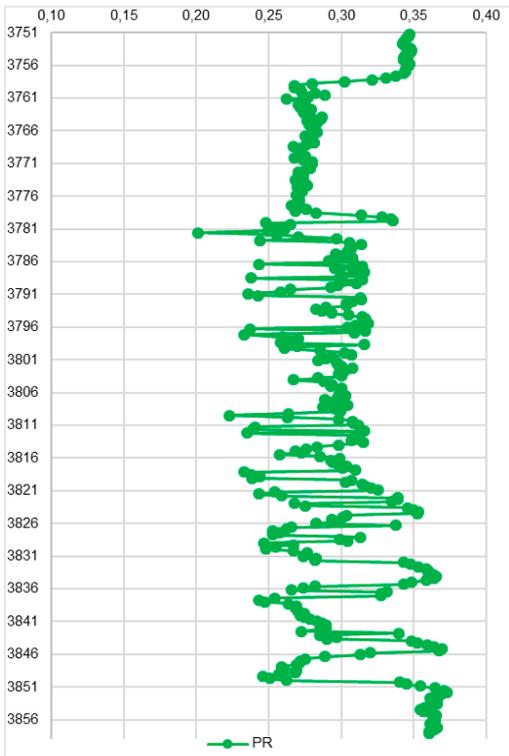


Рисунок 7. Профиль коэффициентов Пуассона
Figure 7. Poisson's Ratio Profile

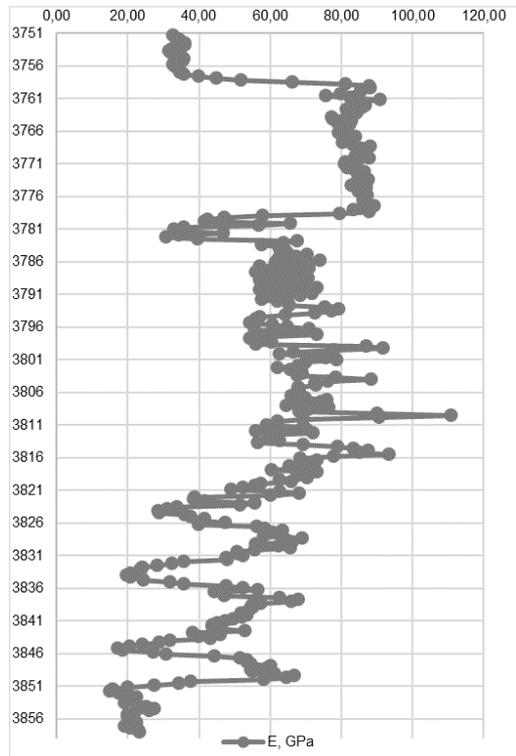


Рисунок 8. Профиль модулей Юнга
Figure 8. Young's Modulus Profile

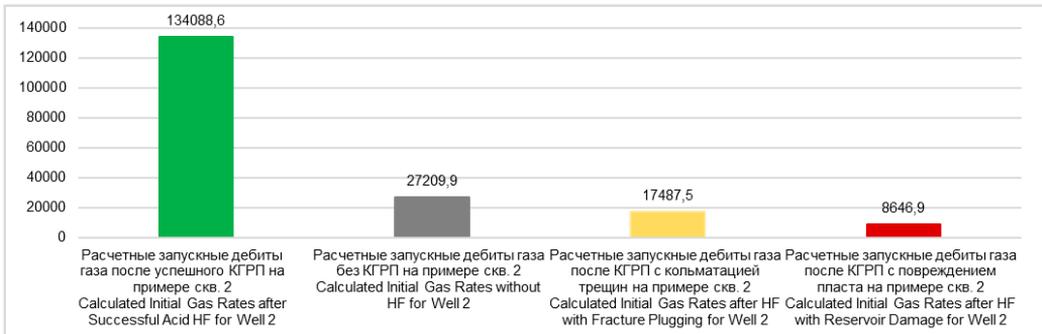


Рисунок 9. Расчётные показатели добычи при различных эффективностях стимуляции
Figure 9. Calculated Production Rates at Different Stimulation Efficiencies

за счёт подбора рецептур технологических жидкостей и уменьшения доли воды в них.

Для газовых пластов отдельно стоят проблемы образования водных блокад и критически сильного снижения фазовой проницаемости для газа, которые преодолеваются использованием высокоэнергетических или эмульгированных технологических жидкостей, причём на основе кислоты и нефти.

Стоит отметить, что крайне важно для устранения рисков снижения эффективности обработки как можно быстрее приступить к освоению скважины. Процесс освоения после кислот-

ной стимуляции сам по себе довольно сложен, поскольку конкурируют по меньшей мере два процесса. Необходима агрессивная программа освоения (с высокими депрессиями) для того, чтобы осадки и остатки технологических жидкостей как можно быстрее вывести из пласта, однако при этом депрессии должны быть умеренными, чтобы не допустить закрытия узких трещин, образованных за счёт реакции пород с активными технологическими жидкостями. Эффективные способы освоения являются отдельной темой для исследований, выходящей за рамки представленной статьи.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Дусалиев А.М. – построение геомеханической модели, расчёты и оценка, литературный обзор, написание рукописи; Исмаилов А.А. – проверка расчётов, редактирование статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Askhat M. Duisaliyev – constructed the geomechanical model, performed calculations and assessment, conducted the literature review, prepared the manuscript; Ismailov A.A. – verified the calculations and edited the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhang Ya., Yang K., Dong Ya., et al. Chemical characterization of non-volatile dissolved organic matter from oilfield-produced brines in the Nanyishan area of the western Qaidam Basin, China // *Chemosphere*. 2021. Vol. 268. doi: [10.1016/j.chemosphere.2020.128804](https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.128804).
2. Voigt W., Freyer D. Solubility of anhydrite and gypsum below 100 °C; gypsum-anhydrite transition in aqueous solutions: a re-assessment // *Frontiers in Nuclear Engineering*. 2023. Vol. 2. doi: [10.3389/fnue.2023.1208582](https://doi.org/10.3389/fnue.2023.1208582).
3. blogs.ed.ac.uk [Internet]. Christopher Hall. Hall's Notes and Queries. NQ9. The solubility of gypsum in water [cited 2025 Oct 08]. Available from: blogs.ed.ac.uk/christopherhall/wp-content/uploads/sites/6693/2025/12/NQ9v6.pdf.
4. Quintero H., Maley D.M., Zafar F. Prevention of dissolution and re-precipitation of calcium sulfate while acidizing // *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*; December 10–12, 2014; Kuala Lumpur, Malaysia. Available from: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/14IPTC/14IPTC/IPTC-17827-MS/153391.
5. He J. Calcium sulfate formation and mitigation when seawater is used to prepare hydrochloric acid for well stimulation: dissertation. Texas : Texas A&M University, 2011.
6. He J., Mohamed I.M., Nasr-El-Din H.A. Mixing Hydrochloric Acid and Seawater for Matrix Acidizing: Is It a Good Practice? // *SPE European Formation Damage Conference*; June 7–10, 2011; Noordwijk, The Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-abstract/11EFDC/11EFDC/SPE-143855-MS/149863.
7. Ossorio M., Van Driessche A.E.S., Pérez P., García-Ruiz J.M. The gypsum–anhydrite paradox revisited // *Chemical Geology*. 2014. Vol. 386, P. 16–21. doi: [10.1016/j.chemgeo.2014.07.026](https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2014.07.026).
8. Van Driessche A.E.S., Stawski T.M., Benning L.G., Kellermeier M. Calcium Sulfate Precipitation Throughout Its Phase Diagram. In: Van Driessche A., Kellermeier M., Benning L., Gebauer D., editors. *New Perspectives on Mineral Nucleation and Growth*. Cham : Springer, 2017. P. 227–256.
9. Murtaza M., Alarifi S.A., Rasm M.Y., et al. Single step calcium sulfate scale removal at high temperature using tetrapotassium ethylenediaminetetraacetate with potassium carbonate // *Scientific Reports*. 2022. Vol. 12. doi: [10.1038/s41598-022-14385-6](https://doi.org/10.1038/s41598-022-14385-6).
10. Chen B., Zhou Q. Scaling Behavior of Thermally Driven Fractures in Deep Low-Permeability Formations: A Plane Strain Model With 1-D Heat Conduction // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2022. Vol. 127, Issue 3. doi: [10.1029/2021JB022964](https://doi.org/10.1029/2021JB022964).
11. Vik H.S., Salimzadeh S., Nick H.M. Heat recovery from multiple-fracture EGS; thermoelastic interactions // *Renewable Energy*. 2018. Vol. 121. P. 606–622. doi: [10.1016/j.renene.2018.01.039](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.039).
12. Lu G., Kelley M., Razi-perchikolaei S., Bunger A. Modeling the impact of thermal stresses induced by wellbore cooldown on hydraulic fractures // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2024. Vol. 57. P. 5935– 5952. doi: [10.1007/s00603-024-03829-2](https://doi.org/10.1007/s00603-024-03829-2).
13. Mohammed I., Svenningsen S.W., Kamounah F.S., et al. Calcium sulfate scale: a review of state-of-the-art // *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 242. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213228](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213228).
14. Tangparitkul S., Saul A., Leelasukseree Ch., et al. Fines migration and permeability decline during low-salinity injection // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 194. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107448](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107448).
15. Cihan A., Petrusak R., Bhuvankar P., et al. Permeability decline by clay fines migration around a low-salinity injection well // *Ground Water*. 2022. Vol. 60, Issue 1. P. 87–98. doi: [10.1111/gwat.13127](https://doi.org/10.1111/gwat.13127).
16. Sadeghein A., Abbaslu A., Riahi S., Hajipour M. Comprehensive analysis of fine particle migration and permeability impairment // *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 240. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213044](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213044).
17. Stuedel A., Batenburg L.F., Fischer H.R., et al. Alteration of swelling clay minerals by acid activation // *Applied Clay Science*. 2009. Vol. 44, Issue 1–2. P. 105–115. doi: [10.1016/j.clay.2009.02.002](https://doi.org/10.1016/j.clay.2009.02.002).
18. Hu B., Zhang Ch., Zhang X. The Effects of Hydrochloric Acid Pretreatment on Different Types of Clay Minerals // *Minerals*. 2022. Vol. 12, No. 9. doi: [10.3390/min12091167](https://doi.org/10.3390/min12091167).

REFERENCES

1. Zhang Y, Yang K, Dong Y, et al. Chemical characterization of non-volatile dissolved organic matter from oilfield-produced brines in the Nanyishan area of the western Qaidam Basin, China. *Chemosphere*. 2021;268:128804. doi: [10.1016/j.chemosphere.2020.128804](https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.128804).
2. Voigt W, Freyer D. Solubility of anhydrite and gypsum below 100 °C; gypsum-anhydrite transition in aqueous solutions: a re-assessment. *Frontiers in Nuclear Engineering*. 2023;2:1208582. doi: [10.3389/fnuen.2023.1208582](https://doi.org/10.3389/fnuen.2023.1208582).
3. blogs.ed.ac.uk [Internet]. Christopher Hall. Hall's Notes and Queries. NQ9. The solubility of gypsum in water [cited 2025 Oct 08]. Available from: blogs.ed.ac.uk/christopherhall/wp-content/uploads/sites/6693/2025/12/NQ9v6.pdf.
4. Quintero H, Maley DM, Zafar F. Prevention of dissolution and re-precipitation of calcium sulfate while acidizing. Proceedings of the International Petroleum Technology Conference; 2014 Dec 10–12; Kuala Lumpur, Malaysia. Available from: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/14IPTC/14IPTC/IPTC-17827-MS/153391.
5. He J. Calcium sulfate formation and mitigation when seawater is used to prepare hydrochloric acid for well stimulation [dissertation]. Texas: Texas A&M University; 2011.
6. He J, Mohamed IM, Nasr-El-Din HA. Mixing Hydrochloric Acid and Seawater for Matrix Acidizing: Is It a Good Practice? SPE European Formation Damage Conference; 2011 June 7–10; Noordwijk, The Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-abstract/11EFDC/11EFDC/SPE-143855-MS/149863.
7. Ossorio M, Van Driessche AES, Pérez P, García-Ruiz JM. The gypsum–anhydrite paradox revisited. *Chemical Geology*. 2014;386:16–21. doi: [10.1016/j.chemgeo.2014.07.026](https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2014.07.026).
8. Van Driessche AES, Stawski TM, Benning LG, Kellermeier M. *Calcium Sulfate Precipitation Throughout Its Phase Diagram*. In: Van Driessche A, Kellermeier M, Benning L, Gebauer D, editors. *New Perspectives on Mineral Nucleation and Growth*. Cham: Springer; 2017. P:227–256.
9. Murtaza M, Alarifi SA, Rasm MY, et al. Single step calcium sulfate scale removal at high temperature using tetrapotassium ethylenediaminetetraacetate with potassium carbonate. *Scientific Reports*. 2022;12:10085. doi: [10.1038/s41598-022-14385-6](https://doi.org/10.1038/s41598-022-14385-6).
10. Chen B, Zhou Q. Scaling Behavior of Thermally Driven Fractures in Deep Low-Permeability Formations: A Plane Strain Model With 1-D Heat Conduction. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2022;127(3):e2021JB022964. doi: [10.1029/2021JB022964](https://doi.org/10.1029/2021JB022964).
11. Vik HS, Salimzadeh S, Nick HM. Heat recovery from multiple-fracture EGS; thermoelastic interactions. *Renewable Energy*. 2018;121:606–622. doi: [10.1016/j.renene.2018.01.039](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.039).
12. Lu G, Kelley M, Raziperchikolaee S, Bunger A. Modeling the impact of thermal stresses induced by wellbore cooldown on hydraulic fractures. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2024;57:5935–5952. doi: [10.1007/s00603-024-03829-2](https://doi.org/10.1007/s00603-024-03829-2).
13. Mohammed I, Svenningsen SW, Kamounah FS, et al. Calcium sulfate scale: a review of state-of-the-art. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024;242:213228. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213228](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213228).
14. Tangparitkul S, Saul A, Leelasukseree C, et al. Fines migration and permeability decline during low-salinity injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;194:107448. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107448](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107448).
15. Cihan A, Petrusak R, Bhuvankar P, et al. Permeability decline by clay fines migration around a low-salinity injection well. *Ground Water*. 2022;60(1):87–98. doi: [10.1111/gwat.13127](https://doi.org/10.1111/gwat.13127).
16. Sadeghein A, Abbaslu A, Riahi S, Hajipour M. Comprehensive analysis of fine particle migration and permeability impairment. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024;240:213044. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213044](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213044).
17. Steudel A, Batenburg LF, Fischer HR, et al. Alteration of swelling clay minerals by acid activation. *Applied Clay Science*. 2009;44(1–2):105–115. doi: [10.1016/j.clay.2009.02.002](https://doi.org/10.1016/j.clay.2009.02.002).
18. Hu B, Zhang C, Zhang X. The Effects of Hydrochloric Acid Pretreatment on Different Types of Clay Minerals. *Minerals*. 2022;12(9):12091167. doi: [10.3390/min12091167](https://doi.org/10.3390/min12091167).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Дуйсалиев Асхат Мубинович

ORCID [0009-0000-9470-4225](https://orcid.org/0009-0000-9470-4225)

e-mail: a.duisaliyev@cis.kz.

Исмаилов Абдулахат Абдукаримович

канд. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0002-1957-5168](https://orcid.org/0000-0002-1957-5168)

e-mail: a.ismailov@kbtu.kz.

AUTHORS' INFO

*Askhat M. Duisaliyev

ORCID [0009-0000-9470-4225](https://orcid.org/0009-0000-9470-4225)

e-mail: a.duisaliyev@cis.kz.

Abdulakhat A. Ismailov

Cand. Sc. (Engineering), professor

ORCID [0000-0002-1957-5168](https://orcid.org/0000-0002-1957-5168)

e-mail: a.ismailov@kbtu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author