

УДК 622.24.063.2

МРНТИ 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764)

Получена: 14.06.2024.

Одобрена: 09.02.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

О причинах и механизме ухудшения свойств бурового раствора при бурении скважин в интервалах водонасыщенных пластов юрских отложений на месторождениях Узень и Карамандыбас

Ю.А. Булда, Р.В. Джалишев, Р.Ж. Куатов, С.А. Примбетов, Б.М. Отебай, О.К. Сарбопеев
Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Для месторождений Узень и Карамандыбас типична проблема образования в стволе бурящихся скважин забойных пачек бурового раствора с ухудшенными вязкостными, реологическими и фильтрационными характеристиками в интервалах залегания водонасыщенных пластов юрских отложений после нахождения рабочего бурового раствора в этих интервалах в статическом состоянии от нескольких часов до суток и более. Это происходит даже без фиксируемых признаков водопроявления. Причиной этого является воздействие на буровой раствор пластовых вод с более высокими минерализацией и жёсткостью, чем водная фаза раствора. Однако в случаях отсутствия водопроявлений в статическом состоянии это воздействие происходит не в результате непосредственного физического смещения этих жидкостей, а в результате диффузионного и осмотического массопереноса между пластовыми водами и дисперсионной средой бурового раствора.

Цель. Целью исследования является раскрытие механизма ухудшения технологических свойств бурового раствора, вызванного существенным ростом минерализации и общей жёсткости водной фазы раствора в результате протекания процессов массопереноса.

Материалы и методы. В качестве образцов испытуемого бурового раствора применялись его натурные образцы, отобранные в циркуляционных системах бурящихся скважин на месторождении Узень, а также модель пластовой юрской воды, приготовленная в лабораторных условиях с использованием хлористых солей натрия, кальция и магния. Основными методами исследований являлись экспертно-аналитический метод и лабораторно-экспериментальное моделирование взаимодействия натуральных образцов бурового раствора с моделью пластовой воды без их прямого контакта в статическом состоянии, с визуальным и инструментальным определением свойств раствора до и после указанного взаимодействия в течение суток.

Результаты. Исследование показало, что ухудшение свойств бурового раствора при его взаимодействии с высокоминерализованной пластовой водой юрских отложений без их прямого контакта обусловлено протеканием диффузионно-осмотического массообмена между этими двумя жидкостями, взаимодействующими в системе «скважина – фильтрационная корка бурового раствора – пласт». Результаты лабораторно-экспериментальных исследований, проведённых с моделированием всех указанных элементов взаимодействия указанных жидкостей, подтвердили данное объяснение.

Заключение. В результате проведённого комплекса экспертно-аналитических и лабораторно-экспериментальных исследований получен ответ о причинах ухудшения технологических свойств буровых растворов, находящихся в стволе скважины в статическом состоянии в интервалах залегания пластов, насыщенных высокоминерализованными пластовыми водами с высокой жёсткостью. Объяснён механизм этого явления, происходящего в стволе бурящейся скважины даже без прямого физического контакта этих двух жидкостей. Практическое применение полученных результатов может и должно найти себя при разработке, исследовании и применении в практике бурения скважин буровых растворов, устойчивых к полиминеральной агрессии пластовых вод, аналогичных или близких по своему ионно-солевому составу тем, что описаны в данной статье.

Ключевые слова: *пластовая вода, бурение, буровой раствор, технологические свойства, агрессия, диффузия, осмос, массоперенос.*

Как цитировать:

Булда Ю.А., Джалишев Р.В., Куатов Р.Ж., и др. О причинах и механизме ухудшения свойств бурового раствора при бурении скважин в интервалах водонасыщенных пластов юрских отложений на месторождениях Узень и Карамандыбас // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 19–30. DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764).

UDC 622.24.063.2

CSCSTI 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764)

Received: 14.06.2024.

Accepted: 09.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

On the Causes and Mechanism of Deterioration of the Properties of Drilling Mud when Drilling Wells in the Intervals of Water-Saturated Layers of Jurassic Sediments at The Uzen and Karamandybas Fields

Yury A. Bulda, Ruslan V. Dzhalishev, Rustem Zh. Kuatov, Serik A. Primbetov, Berikbay M. Otebay, Orak K. Sarbopeyev

Branch of KMG Engineering “KazNIPImunaigaz”, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This work is devoted to the problem typical for the Uzen and Karamandybas deposits of the formation of downhole packs of drilling mud in the trunk of drilling wells with degraded viscosity, rheological and filtration characteristics in the intervals of occurrence of water-saturated layers of Jurassic sediments after the working drilling mud has been in these intervals in a static state for several hours to 1 day or more. Moreover, this happens even without fixed signs of water ingress. It is explained that the reason for this is the effect on the drilling mud of formation waters with higher mineralization and hardness than the aqueous phase of the mud. However, in the absence of water manifestations in a static state, this effect does not occur as a result of direct physical mixing of these liquids, but as a result of diffusion and osmotic mass transfer between formation waters and the dispersion medium of the drilling mud.

Aim: The article reveals the mechanism of deterioration of the technological properties of the drilling mud caused by a significant increase in mineralization and the overall hardness of the aqueous phase of the solution as a result of the above-mentioned mass transfer processes.

Materials and methods: The test drilling mud samples used were actual samples taken from the circulation systems of drilling wells at the Uzen field, as well as a model of Jurassic formation water prepared in the laboratory using sodium, calcium, and magnesium chloride salts. The main research methods were expert analysis and laboratory-experimental modeling of the interaction of field samples of drilling mud with a model of formation water without direct contact in a static state, with visual and instrumental determination of the properties of the mud before and after the specified interaction within 24 hours.

Results: The study showed that the deterioration of drilling mud properties when it interacts with highly mineralized formation water of Jurassic deposits without direct mutual contact is due to diffusion-osmotic mass transfer between these two fluids, interacting in the “wellbore – drilling mud filter cake – formation” system. The results of laboratory and experimental studies conducted with modeling of all the specified elements of interaction between these fluids confirmed this explanation.

Conclusion: As a result of a series of expert analytical and laboratory experimental studies, an answer was obtained regarding the causes of the deterioration of the technological properties of drilling muds located in the wellbore in a static state in intervals of formations saturated with highly mineralized formation waters with high hardness. The mechanism of this phenomenon, which occurs in the wellbore even without direct physical contact between these two fluids, has been explained. The practical application of the results obtained can and should find its place in the development, research, and practical application of drilling muds that are resistant to the polyminerals aggression of formation waters similar or close in their ion-salt composition to those described in this article.

Keywords: formation water; drilling; drilling mud; technological properties; aggression; diffusion; osmosis; mass transfer.

To cite this article:

Bulda YA, Dzhalishev RV, Kuatov RZ, et al. On the Causes and Mechanism of Deterioration of the Properties of Drilling Mud when Drilling Wells in the Intervals of Water-Saturated Layers of Jurassic Sediments at The Uzen and Karamandybas Fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):19–30.

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764).

ӨОЖ 622.24.063.2

ГТАХР 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764)

Қабылданды: 14.06.2024.

Мақұлданды: 09.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Өзен және Қарамандыбас кен орындарында Юра шөгінділерінің суға қаныққан қабаттары аралықтарында ұңғымаларды бұрғылау кезінде бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің нашарлау себептері мен механизмі туралы

Ю.А. Булда, Р.В. Джалишев, Р.Ж. Қуатов, С.А. Примбетов, Б.М. Өтебай, О.Қ. Сарбопеев

ҚМГ Инжиниринг «ҚазФЗЖИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Өзен және Қарамандыбас кен орындары үшін бұрғылау ұңғымаларының оқпанында жұмыс істейтін бұрғылау ерітіндісі бірнеше сағаттан бір тәулікке дейін немесе одан да көп статикалық күйде болғаннан кейін юра шөгінділерінің суға қаныққан қабаттарының пайда болу аралықтарында тұтқырлығы, реологиялық және сүзу сипаттамалары нашарлаған бұрғылау ерітіндісінің кенжар бумаларының пайда болу проблемасы тән. Бұл құбылыс су көріністерінің тіркелген белгілері болмаған жағдайда да орын алады. Аталған жағдай бұрғылау ерітіндісінің су фазасына қарағанда минералдануы және қаттылығы жоғары қабат суларының әсерінен туындайды. Алайда, статикалық күйде су көріністері болмаған жағдайда, бұл әсер осы сұйықтықтардың тікелей физикалық араласуынан емес, қабат сулары мен бұрғылау ерітіндісінің дисперсиялық ортасы арасындағы диффузиялық және осмостық масса алмасуынан болады.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты-масса алмасу процестерінің жүруі нәтижесінде минералданудың және ерітіндінің сулы фазасының жалпы қаттылығының айтарлықтай өсуінен туындаған бұрғылау ерітіндісінің технологиялық қасиеттерінің нашарлау механизмін ашу.

Материалдар мен әдістер. Сыналатын бұрғылау ерітіндісінің үлгілері ретінде Өзен кен орнындағы бұрғылау ұңғымаларының айналым жүйелерінен алынған оның табиғи үлгілері, сондай-ақ натрий, кальций және магний хлорид тұздарын пайдалана отырып, зертханалық жағдайда дайындалған қабат юра суының моделі пайдаланылды. Зерттеудің негізгі әдістері бір тәулік ішінде көрсетілген өзара әрекеттесуге дейін және одан кейін ерітіндінің қасиеттерін визуалды және аспаптық анықтай отырып, бұрғылау ерітіндісінің табиғи үлгілерінің статикалық күйде тікелей жанасуынсыз қабат суының моделімен өзара әрекеттесуін сараптамалық-аналитикалық әдіс және зертханалық-эксперименттік модельдеу болды.

Нәтижелері. Зерттеу көрсеткендей, юра шөгінділерінің жоғары минералданған қабат суымен тікелей өзара байланыссыз өзара әрекеттесуі кезінде бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің нашарлауы осы екі сұйықтық арасындағы диффузиялық – осмостық масса алмасуының «ұңғыма – бұрғылау ерітіндісінің сүзгі қыртысы-қабат» жүйесінде өзара әрекеттесуіне байланысты. Көрсетілген сұйықтықтардың өзара әрекеттесуінің барлық көрсетілген элементтерін модельдеуарқылы жүргізілген зертханалық-эксперименттік зерттеулердің нәтижелері осы түсініктемелі растады.

Қорытынды. Жүргізілген сараптамалық-талдамалық және зертханалық-эксперименттік зерттеулер көшенің нәтижесінде Статикалық жағдайда ұңғыма оқпанында орналасқан, жоғары минералданған және қаттылығы жоғары қабат суларымен қаныққан қабаттар интервалдарында тұрған бұрғылау ерітіндісінің технологиялық қасиеттерінің төмендеуінің себептері анықталды. Бұрғылау ұңғымасының оқпанында, тіпті осы екі сұйықтықтың тікелей физикалық жанасуынсыз болатын бұл құбылыстың механизмі түсіндірілді. Алынған нәтижелерді практикалық қолдану ұңғымаларды бұрғылау тәжірибесінде осы мақалада сипатталғандарға ұқсас немесе олардың иондық-тұзды құрамына ұқсас полиминералды қабат суларының агрессиясына төзімді бұрғылау ерітінділерін әзірлеу, зерттеу және қолдану кезінде өзін таба алады және табуы керек.

Негізгі сөздер: қабат суы, бұрғылау, бұрғылау ерітіндісі, технологиялық қасиеттері, агрессия, диффузия, осмос, жаппай тасымалдау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Булда Ю.А., Джалишев Р.В., Қуатов Р.Ж., және б. Өзен және Қарамандыбас кен орындарында Юра шөгінділерінің суға қаныққан қабаттары аралықтарында ұңғымаларды бұрғылау кезінде бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің нашарлау себептері мен механизмі туралы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 19–30 б. DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764).

Введение

Зачастую на месторождениях Узень и Карамандыбас при восстановлении циркуляции бурового раствора (после её длительных остановок для проведения геофизических исследований скважин, спуско-подъёмных операций или ремонта бурового оборудования) наблюдается вымыв вязких забойных пачек раствора на поверхность из интервалов залегания водоносных пластов продуктивных юрских отложений. Эти пачки, как правило, обладают высокими вязкостными, реологическими и фильтрационными параметрами, значительно отличающимися от остального объёма бурового раствора, находящегося в циркуляции, что требует либо их сброса (вывода из циркуляции), либо дополнительной химобработки для выравнивания свойств указанных пачек с остальным циркулирующим раствором.

По мнению экспертного большинства, эти пачки образуются в результате водопроявлений, сопровождающихся отрицательным влиянием пластовых вод юры на технологические свойства буровых растворов. Однако в большин-

стве случаев при длительных остановках циркуляции в интервалах юрских отложений с последующим возобновлением циркуляции и вымывом из этих интервалов вязких пачек бурового раствора не наблюдается прироста его объёма в циркуляционной системе, т.е. не отмечается основного первичного признака водопроявлений.

Что же на самом деле является причиной образования забойных пачек бурового раствора с ухудшенными параметрами в юрских отложениях при отсутствии фиксации водопроявлений и каков механизм этого явления, рассмотрим ниже.

Материалы и методы

Для ответа на вышезаданный вопрос необходимо сравнить представленные в табл. 1 физико-химические характеристики юрских пластовых вод месторождений Узень и Карамандыбас с характеристикой дисперсионной среды (водной фазы) типовых буровых растворов, применяемых на данных месторождениях и контактирующих с указанными пластовыми водами при бурении скважин.

Таблица 1. Основные физико-химические свойства пластовой юрской воды месторождений Узень и Карамандыбас и водной фазы применяемых буровых растворов
Table 1. Main physical and chemical properties of Jurassic formation water from the Uzen and Karamandybas fields and the water phase of drilling muds used

Вид водной среды Type of water environment	Плотность при 20°C, г/см ³ Density at 20°C, g/cm ³	pH	Содержание ионов (основных), мг/л Ion content (main), mg/L				Общая минерализация, мг/л Total mineralization, mg/L	Тип воды по Сулину Water type according to Sullin	Активность Activity
			Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺			
Пластовая юрская (усреднённо) Jurassic Formation (average)	1,11*	6,7	90 000*	10 000*	2 000*	48 000*	150 000*	хлоридно-кальциевая calcium chloride	≈ 0,890
Водная фаза бурового раствора (усреднённо) Water phase of drilling mud (average)	1,02	8,5	≤ 4 000	≤ 300	≤ 100	≤ 2 500	≤ 7 000	хлоридно-натриево-кальциевая chloride-sodium-calcium	≈ 0,995

*Для промытых, заводнённых участков изначально нефтенасыщенных пластов в продуктивных юрских отложениях характерны меньшие значения содержания ионов в пластовой воде и её плотности, зависящие от вида нагнетаемой воды, степени их смешения между собой и промытости пластов.

*for washed, flooded areas of initially oil-saturated formations in productive Jurassic deposits, lower values of ion content in formation water and its density are characteristic, depending on the type of injected water, the degree of their mixing with each other, and the degree of formation washing.

Из сравнения видно, что общая минерализация и ионный состав этих двух жидкостей значительно различаются между собой. В то же время из теории физической и коллоидной химии [1–6] известно, что при контакте таких жидкостей как непосредственно между собой, так и через полупроницаемую перегородку, имеют место процессы диффузии и осмоса, в результате которых между жидкостями происходит массоперенос.

Диффузия – это проникновение (перемещение) молекул вещества из вмещающей его среды в среду, содержащую то же вещество, но с меньшей концентрацией, на границе разде-

ла этих сред. Коэффициент диффузии зависит от свойств и состава диффундирующего вещества, свойств бурового раствора и его фильтрационной корки, температуры, концентрации диффундирующего вещества, давления и т. п.

Осмоз – это диффузия растворителя через полупроницаемую перегородку (мембрану), разделяющую два раствора одного и того вещества с разной концентрацией и пропускающую только молекулы растворителя. Сущность осмоса заключается в самопроизвольном переходе растворителя в раствор с большей концентрацией растворённого вещества.

При этом данные процессы, применительно к нашему рассматриваемому случаю, могут иметь следующее описание:

1) В процессе диффузионного массопереноса диссоциированные в дисперсионной среде бурового раствора и в пластовых водах ионы солей, указанные в табл. 1, диффундируют (перемещаются) из среды с их большей концентрацией (из пластовых вод) в среду с меньшей концентрацией (в водную фазу бурового раствора). Это перемещение ионов продолжается во времени вплоть до выравнивания (эквализации) концентраций ионов пластовой воды в пристольной зоне пласта и ионов водной фазы бурового раствора в стволе скважины;

2) Осмотический массоперенос имеет место вследствие разницы в активности дисперсионной среды бурового раствора и пластовых вод, величина которой обратна суммарной концентрации растворённых в них солей, а также благодаря наличию на внешней и внутренней поверхностях

пласта фильтрационной корки, играющей роль полупроницаемой перегородки; между буровым раствором и пластовыми водами возникает осмотический перепад давления дополнительно к тому, который существует в виде статического и динамического противодействия бурового раствора на пласт. Под действием осмотического перепада давления растворитель дисперсионной фазы бурового раствора (пресная вода) перемещается из раствора в пласт, насыщенный минерализованной водой.

Вышеописанные процессы, протекающие в противоположных направлениях, будут продолжаться до выравнивания концентраций ионов растворённых в них солей по обе стороны стенки скважины.

На рис. 1 схематически показаны оба описанных процесса массопереноса, происходящих в интервалах залегания водоносных пластов юры с соответствующей минерализацией пластовых вод.

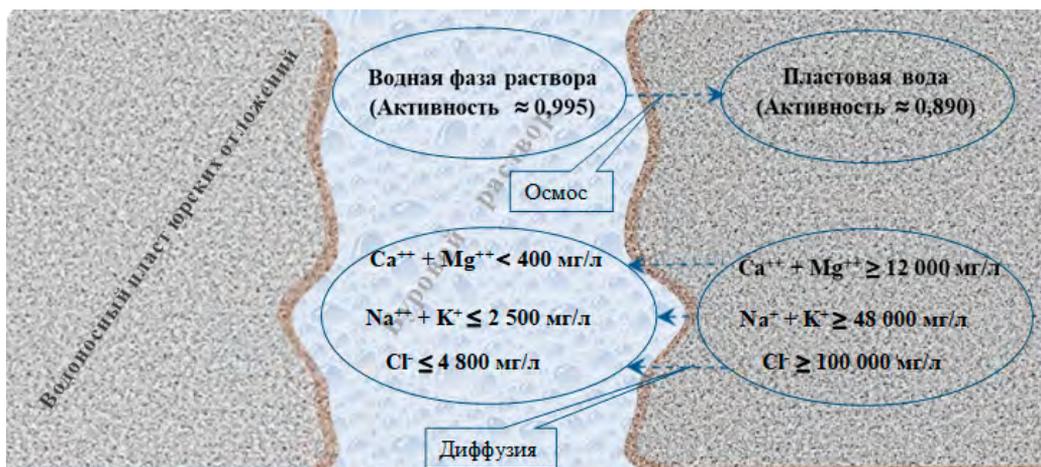


Рисунок 1. Схема диффузионного и осмотического массопереносов между дисперсионной средой типичного бурового раствора, применяемого на месторождениях Узень и Карамандыбас, и пластовыми водами юры отложений этих месторождений

Figure 1. Schematic diagram of diffusion and osmotic mass transfer between the dispersion medium of a typical drilling mud used at the Uzen and Karamandybas fields and the formation waters of the Jurassic deposits at these fields

Диффузионному и осмотическому массопереносам в стволе бурящихся скважин посвящено довольно много исследований, опубликованных в ряде работ авторов ближнего и дальнего зарубежья [7–15]. Однако все найденные и исследованные источники рассматривают влияние этих процессов применительно к стабильности стенок скважины, в первую очередь, в глинистых породах, физическое состояние которых изменяется в результате их катионо- и водообмена с буровыми растворами, а также уделяют внимание газопроявлениям, возникающим в результате диф-

фузии газа из газонасыщенных пластов в ствол скважины. Данных об исследовании влияния этих процессов на свойства самих буровых растворов в ходе поиска и анализа источников информации не встречено.

Возможно, отчасти это связано с тем, что в процессе углубления или промывки ствола скважины циркулирующим буровым раствором вышеописанные процессы массопереноса протекают с объемной скоростью гораздо меньшей, чем объемная скорость движения раствора по затрубному пространству, а локально обра-

зующиеся порции раствора с изменённым ионным составом быстро смешиваются в циркулирующем потоке со всем остальным раствором. К тому же на практике буровой раствор, находящийся в циркуляции, по мере углубления скважины как периодически, так и постоянно подвергается кондиционированию путём его химобработки, разбавления и пополнения свежими порциями раствора. Вследствие этого влияние процессов диффузионного и осмотического массопереносов на свойства находящегося в динамике (циркулирующего) бурового раствора не всегда фиксируется визуально или результатами лабораторного тестирования в полевых условиях.

Иная картина наблюдается, когда буровой раствор находится в интервалах залегания пластов, насыщенных высокоминерализованной водой высокой жёсткости (в данном случае, в юрских отложениях) в статическом состоянии в течение длительного времени – не менее нескольких часов. В этих условиях и за это время все процессы массообмена между пластовой водой и ограниченным объёмом бурового раствора, статично находящимся против указанных пластов, успевают завершиться эквализацией концентрации ионов во взаимодействующих жидкостях, в результате чего минерализация и общая жёсткость дисперсионной среды бурового раствора резко возрастают, особенно в интервалах присутствия высокоминерализованных жёстких пластовых вод юры. В то же время каждый из ключевых компонентов буровых растворов, применявшихся ранее и применяющихся в настоящее время на месторождениях Узень и Карамандыбас, имеет определённый порог своей физико-химической совместимости по концентрации с катионами кальция Ca^{++} и магния Mg^{++} , формирующими общую жёсткость дисперсионной среды. Выше этого порога с компонентами раствора происходят различные негативные изменения в их свойствах вплоть до деструкции и потери функциональности.

Основываясь на данных табл. 1, можно оценить теоретическую результирующую суммарную концентрацию катионов Ca^{++} и Mg^{++} в дисперсионной среде бурового раствора, находящегося в статическом состоянии против водоносного юрского пласта, которая после полного окончания процесса диффузионного и осмотического массопереноса может составить от 6500 до 12 000 мг/л (рост от 16 до 30 раз), а теоретическая результирующая концентрация соли NaCl в дисперсионной среде бурового раствора после полного диффузионно-осмотического взаимодействия с юрской пластовой водой может составить от 64 223 до 122 000 мг/л (возрасти в 10–19 раз).

В табл. 2 представлен базовый (по ключевым компонентам) состав ингибирующего

бурового раствора, применяемого в настоящее время на месторождениях Узень и Карамандыбас для бурения скважин в интервалах залегания меловых и юрских отложений, с указанием порога общей жёсткости дисперсионной среды раствора, при которой начинаются необратимые негативные изменения свойств его компонентов.

Сопоставление пороговых значений совместимости различных компонентов бурового раствора, показанных в табл. 2, с вышеприведенными расчётными результирующими концентрациями катионов Ca^{++} и Mg^{++} в его дисперсионной среде показывает, что при диффузионно-осмотическом взаимодействии бурового раствора с крайне жёсткой юрской пластовой водой ни один из компонентов раствора и, следовательно, раствор в целом не выдерживают столь жёсткой кальциево-магниевого агрессии. К последней необходимо добавить хоть и менее деструктивную, но всё же агрессию со стороны соли NaCl, которая усугубляет процессы гелеобразования, флокуляции, коагуляции и деструкции компонентов внутри системы.

Необходимо также учесть, что в статическом состоянии под воздействием суммарного гидростатического и осмотического противодавления на водонасыщенные пласты происходит инфильтрация (отток) водой фазы из бурового раствора и перемещение её в приствольную зону этих пластов, обезвоживая тем самым буровой раствор и увеличивая концентрацию содержащейся в нём твёрдой фазы. Всё это в комплексе приводит к увеличению вязкости, реологических и фильтрационных параметров всего объёма тех порций бурового раствора, которые находятся в интервалах залегания пластов, насыщенных «чисто» юрскими пластовыми водами или их смесями с водой, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления.

Таким образом, вышеизложенный анализ позволяет объяснить, что ухудшение параметров бурового раствора, находящегося в статическом состоянии в интервалах вскрытых водонасыщенных пластов юры, даже при отсутствии визуальных признаков водопроявления происходит вследствие диффузионных и осмотических массопереносов между пластовыми водами и буровым раствором, приводящих к существенному росту минерализации и общей жёсткости изначально пресной или слабоминерализованной дисперсионной среды (водной фазы) бурового раствора, что, в свою очередь, приводит к сложным физико-химическим процессам гелеобразования, флокуляции и коагуляции различных компонентов бурового раствора вплоть до их деструкции и потери функциональности и в конечном итоге к образованию в этих интервалах пачек бурового раствора с резко ухудшенными вязкостными, реологическими и фильтрационными параметрами.

Таблица 2. Пороговые значения содержания катионов Ca⁺⁺ и Mg⁺⁺ в водной фазе типового бурового раствора для совместимости с ней базовых компонентов раствора
Table 2. Threshold values for Ca⁺⁺ and Mg⁺⁺ cation content in the aqueous phase of a typical drilling mud for compatibility with the basic components of the mud

Характеристика компонента Component characteristics	Основные компоненты типового бурового раствора Main components of a typical drilling mud					
	полианионная целлюлоза polyionic cellulose	Оптитрол ¹ Optitrol	Ингидол Б ² Ingidol B	Стабилайт II ³ Stabilite II	компонент акрилового ряда acrylic series component	глинистая составляющая твёрдой фазы clay component of the solid phase
Функциональное назначение Functional purpose	Снижение фильтрации (водоотдачи) раствора Reduction in filtration (water loss) of the solution	Понижение фильтрации бурового раствора и стабилизация стенок скважины Reducing drilling mud filtration and stabilizing wellbore walls	Ингибирование гидратации активных глин Inhibition of active clay hydration	Стабилизация неустойчивых сланцев Stabilization of unstable shales	Инкапсуляция глинистого шлама, частичное снижение фильтрации Encapsulation of clay sludge, partial reduction of filtration	Структурообразование, глинизация стенок скважины, частичный набор удельного веса, снижение фильтрации Structure formation, claying of well walls, partial specific gravity increase, filtration reduction
Пороговая общая жёсткость водной фазы, выше которой происходит потеря функциональности или деструкция компонента, мг/л Threshold total hardness of the aqueous phase, above which loss of functionality or destruction of the component occurs, mg/L	1500–2500 (в зависимости от характеристик полимера) 1500–2500 (depending on the characteristics of the polymer)	400	н/д n/a	400	200	200–400 (в зависимости от вида глинистых минералов) 200–400 (depending on the type of clay minerals)
Изменение состояния, свойств и функциональности компонента и целого бурового раствора при повышении общей жёсткости среды выше пороговой Change in the state, properties, and functionality of the component and the entire drilling mud when the overall hardness of the medium exceeds the threshold	Снижение стабильности и резкое повышение фильтрации раствора в результате разрушения полимерных цепочек и деструкции полимера Decreased stability and sharp increase in mud filtration as a result of polymer chain breakage and polymer degradation	Гелеобразование, потеря функциональности Gel formation, loss of functionality	н/д n/a	Потеря водорастворимости и функциональности Loss of water solubility and functionality	Коагуляция полимера, образование гелей, потеря функциональности Polymer coagulation, gel formation, loss of functionality	Флокуляция и коагуляция глинистой фазы, повышение вязкости системы, повышение фильтрации раствора Flocculation and coagulation of the clay phase, increased viscosity of the system, increased filtration of the mud

н/д / n/a – нет данных / no data

Результаты и обсуждение

С целью экспериментального подтверждения вышеизложенной экспертно-теоретической оценки были поставлены специальные лабораторно-экспериментальные работы, заключавшиеся в следующем:

1) Из двух разных скважин (№7557 и №5621), бурившихся в продуктивной зоне на месторождении Узень, при текущей глубине 1280 и 1640 м соответственно были отобраны пробы рабочих

буровых растворов, основные параметры которых приведены ниже в табл. 3;

2) В лаборатории была приготовлена модель юрской пластовой воды с использованием химически чистых хлоридов натрия, кальция и магния, которые брались в определённом количестве и соотношении, соответствовавшими ионно-солевому составу моделируемой пластовой воды по основным катионам (Na⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺) и аниону Cl⁻. Свойства приготовленной модели пластовой воды представлены в табл. 4.

¹ Оптитрол – полимерный, на основе талового перка, понизитель фильтрации и стабилизатор буровых растворов.

² Ингидол Б – полиамидный ингибитор гидратации глин.

³ Стабилайт II – стабилизатор сланцев на основе сульфированных асфальтенов.

Таблица 3. Свойства бурового раствора в образцах до и после их суточного контакта с моделью пластовой воды через составную полупроницаемую перегородку
Table 3. Properties of drilling mud in samples before and after their daily contact with formation water model through a composite semi-permeable partition

Характеристика Characteristics	Образец №1 Sample No. 1		Образец №2 Sample No. 2	
	до before	после after	до before	после after
Месторождение, № скважины Field, well number	Узень, скв. №7557 Uzen, Well No. 7557		Узень, скв. №5621 Uzen, Well No. 5621	
Дата отбора пробы Date of sample collection	28.06.2022		20.07.2022	
Текущая глубина скважины, при которой отобрана проба, м Current depth of the well at which the sample was taken, m	1 280		1 640	
Свойства раствора в образце до и после выдержки в среде модели пластовой воды: Properties of the mud in the sample before and after exposure to the formation water model environment:	до before	после after	до before	после after
Дата тестирования образца Sample testing date	01.07.2022	02.07.2022	29.07.2022	30.07.2022
Фактический удельный вес (плотность) раствора, г/см ³ Actual specific gravity (density) of the mud, g/cm ³	1,27	1,28	1,39	1,40
Условная вязкость, с Apparent viscosity, s	55	н/з n/a	55	н/з n/a
pH	9,30	8,13	9,06	8,25
Пластическая вязкость (PV), сП Plastic viscosity (PV), cP	19	16	23	23
Предельное динамическое напряжение сдвига, фунт/100 кв. фут Ultimate dynamic shear stress, pounds per square inch	11	78	13	144
Предельное статическое напряжение сдвига за 10 сек/10 мин, фунт/100 кв. фут Ultimate static shear stress for 10 seconds/10 minutes, pounds per square inch	3 / 8	20 / 46	4 / 20	35 / 52
Фильтрат (водоотдача), мл/30 мин Filtrate (water loss), ml/30 min	6,2	13,2	7,2	11,4
Общая жёсткость фильтрата по Ca ⁺⁺ , мг/л Total hardness of filtrate by Ca ⁺⁺ , mg/L	280	540	180	700
Хлориды, мг/л Chlorides, mg/L	3 200	12 000	4 000	11 000

н/з / n/a – не поддается измерению / cannot be measured

Таблица 4. Свойства модели пластовой юрской воды
Table 4. Properties of the Jurassic formation water model

Содержание ионов, мг/л Ion content, mg/L				Общая жёсткость по Ca ⁺⁺ , мг/л Total hardness by Ca ⁺⁺ , mg/L	pH	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³
Cl ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺			
86 720,3	9 841,2	2 696,1	39 760	14 256	7,6	1,09

Была создана трёхслойная модель участка открытого ствола скважины, пробуренного в проницаемом водонасыщенном пласте. Каркас модели составлял пластиковый стакан диаметром 85 мм и высотой 110 мм, образующая (боковая стенка) которого была густо перфорирована сквозными отверстиями диаметром от 1 до 3 мм. Наружная боковая поверхность по всему периметру стакана обтягивалась плотной фильтровальной бумагой, а поверх неё – мелкой металлической сеткой размером ячеек 200 меш. Затем эта трёхслойная конструкция для её прочности и плотности контакта между слоями была стянута в верхней, средней и нижней частях тремя металлическими кольцевыми хомутами. Торцы нижних границ боковой стенки стакана, фильтровальной бумаги и металлической сетки были герметизированы силиконом с целью недопущения протечек и прямого контакта между образцом бурового раствора и моделью пластовой воды.

Испытуемый образец бурового раствора ёмкостью 500 мл помещался в стакан-модель участка ствола скважины (рис. 2).

Стакан с находящимся в нём образцом бурового раствора выдерживался на дневной

поверхности в течение 30 мин для образования фильтрационной корки на внутренней поверхности фильтровальной бумаги. Таким образом формировалась трёхслойная модель полупроницаемой цилиндрической перегородки.

Затем стакан с образцом бурового раствора помещался в чашу с моделью пластовой воды так, чтобы поверхность воды была примерно на 1–2 мм ниже поверхности испытуемого раствора (рис. 3). В таком виде образец оставлялся в статическом состоянии при комнатной температуре в чаше с моделью пластовой воды на 24 ч. При этом, как было отмечено выше, прямой контакт образца бурового раствора с моделью пластовой воды был исключён.

Иными словами, было осуществлено моделирование нахождения в статическом состоянии пачки бурового раствора в стволе скважины со сформировавшейся фильтрационной коркой против пласта, насыщенного пластовой водой, при условии исключения прямого контакта между этими двумя жидкостями и обеспечения их взаимодействия только через слои фильтра и фильтрационной корки.



Рисунок 2. Стакан-модель участка открытого ствола скважины с помещённым в неё образцом бурового раствора

Figure 2. A glass model of an open well section with a sample of drilling mud placed inside it

а) общий внешний вид / general appearance; б) вид на поверхность образца бурового раствора / view of the surface of the drilling mud sample

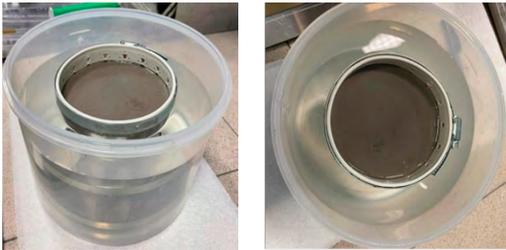


Рисунок 3. Стакан-модель участка ствола скважины с образцом бурового раствора, помещённая в чашу с моделью пластовой воды

а) вид сбоку / side view; б) вид сверху / top view



Рисунок 4. Чаша с моделью пластовой воды и погружённым в неё стаканом с образцом бурового раствора после 24-часовой выдержки образца в среде модели пластовой воды

а) вид сбоку / side view б) вид сверху / top view



Рисунок 5. Образец бурового раствора, выдержанного в среде модели пластовой воды в течение 24 ч

Figure 5. Sample of drilling mud kept in a model formation water environment for 24 hours

После попытки вылить образец из стакана вытекла его сердцевинная часть, толстый периферийный слой оказался не текучим.

After attempting to pour the sample from the glass, its core part flowed out, while the thick peripheral layer proved to be non-fluid.

Спустя 24 ч чаша с моделью пластовой воды и помещённым в неё стаканом обследовались визуально, после чего стакан с образцом бурового раствора извлекался из чаши, а сам раствор для определения его реологических характеристик медленно и осторожно переливался в стакан 6-скоростного вискозиметра.

При этом наблюдалось следующее:

1) Уровни воды в чаше и бурового раствора в стакане не изменились, что свидетельствует об отсутствии непосредственного перетока жидкостей в обоих направлениях. Тем не менее вода в чаше получила слегка коричневатый окрас, свидетельствующий о частичном диффузионном массопереносе тёмноокрашенных компонентов бурового раствора (Оптитрол и Стабилайт II) из раствора в воду (рис. 4);

2) При переливании раствора в стакан вискозиметра серединная часть раствора (сердцевина образца) диаметром примерно 3–3,5 см была с повышенной вязкостью, но имела некоторую подвижность и сливалась почти до достижения дна стакана-модели. Пристенный же слой раствора толщиной примерно 2,5 см имел гелеобразную неподвижную структуру и не выливался из стакана-модели (рис. 5).

Поскольку измерить реологические показатели сердцевинной и периферийной частей образца раствора отдельно не представлялось возможным из-за малого объёма первой из них и гелеобразной структуры второй, обе части были перемешаны между собой с помощью лабораторной мешалки. Тем самым моделировалось смешение разных слоёв загустевшей пачки бурового раствора при восстановлении циркуляции в стволе скважины. Затем проводились измерения результирующих реологических по-

казателей раствора, его водоотдачи, pH, общей жёсткости фильтрата и содержания в нём хлорид-ионов. Данные по этим показателям в сравнении с данными исходных образцов бурового раствора представлены в табл. 3.

Из табл. 4 следует, что в результате процессов диффузионного и осмотического массообменов между моделью пластовой воды и водной фазой буровых растворов в вышеописанных статических условиях эксперимента минерализация (хлоридность) и общая жёсткость (по Ca^{++}) водной фазы растворов возросли до 3 и более раз, что привело к резкому росту условной вязкости, предельных значений динамического и статического напряжений сдвига и фильтрата (водоотдачи). Безусловно, с ростом пластовой температуры, составляющей на данных месторождениях 60–80°C, интенсивность этих процессов, степени массообмена и его воздействия на свойства буровых растворов существенно возрастают вследствие увеличения подвижности и химической активности как растворителя (воды), так и диссоциированных в нём ионов.

Таким образом, результаты проведённых лабораторно-экспериментальных исследований в полной мере подтверждают экспертно-аналитическую оценку. Описанные выше процессы диффузионного и осмотического массопереноса, особенно в статическом состоянии, имеют место и проявляются всегда и везде, где есть разница в минерализациях бурового раствора и пластовых вод; но если минерализация раствора выше пластовой воды (случай, противоположный рассмотренному), то направления этих процессов будут обратны тем, что описаны выше, а воздействие этих процессов на свойства применяемого бурового раствора зависит от того, насколько составляющие компоненты этого раствора совместимы с результирующей общей минерализацией и жёсткостью его водной фазы. Вариантов на практике может быть множество, поэтому необходимо проводить аналогичные исследования в каждом конкретном случае.

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 ответственность своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед

Заключение

Таким образом, выполненный экспертный анализ позволил раскрыть и оценить причины и механизм существенного ухудшения технологических свойств бурового раствора, находящегося в течение определённого времени в статическом состоянии в открытом стволе в интервалах естественно водонасыщенных или искусственно обводнённых пластов юрского возраста на месторождениях Узень и Карамандыбас, содержащих высокоминерализованные пластовые воды с высокой жёсткостью. Результаты проведённых лабораторно-экспериментальных работ подтвердили промысловые наблюдения и экспертную оценку их причин, данную авторами настоящей статьи.

Кардинальным путём, полностью решающим проблему отрицательного воздействия на буровой раствор высокоминерализованных, с высокой жёсткостью пластовых вод юры и, как следствие, образования забойных пачек раствора с ухудшенными технологическими свойствами, является применение буровых растворов, устойчивых против солевой и кальциево-магниевого агрессии в пределах и даже с превышением тех концентраций агрессивных ионов, которые характерны для пластовых вод (табл. 1). Однако многолетняя практика применения различных систем буровых растворов на месторождениях Узень и Карамандыбас показала, что ни одна из них не проявила устойчивости против агрессии пластовых вод, из-за чего образование забойных пачек бурового раствора с ухудшенными параметрами продолжает иметь место. Поэтому одной из наиболее актуальных задач в бурении скважин на названных месторождениях является разработка системы бурового раствора, обладающего не только исходно высокой ингибирующей способностью, низкой фильтрацией, удовлетворительной реологией и другими необходимыми технологическими свойствами, но и в полной мере устойчивого к описанной выше кальциево-магниевого и солевой агрессии, сохраняющего свои свойства при её проявлении.

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: Yury A. Bulda – review of scientific and technical information sources and theoretical foundations

публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Булда Ю.А. – проработка источников научно-технической информации и теоретических основ взаимодействия буровых растворов с пластовыми флюидами, разработка методических основ исследований, общее научно-методическое руководство всеми исследованиями; Джалишев Р.В. – разработка отдельных элементов экспериментальных исследований, техническое руководство процессом экспериментальных работ; Куатов Р.Ж. – наблюдение за процессом бурения скважин в полевых условиях, замер параметров бурового раствора и отбор его проб для исследований; Примбетов С.А. – конструирование и изготовление модели ствола скважины, проведение лабораторно-экспериментальных работ с использованием данной модели; Отебай Б.М. – подбор скважин-кандидатов для отбора натуральных образцов бурового раствора под исследования, организация и руководство полевыми работами по отбору проб бурового раствора; Сарбопеев О.К. – анализ проблематики бурения скважин на месторождениях Узень и Карамандыбас, постановка задач исследований.

of the interaction between drilling muds and formation fluids, development of methodological foundations for research, general scientific and methodological guidance for all research activities; Ruslan V. Dzhalishev – development of individual elements of experimental research, technical supervision of the experimental work process; Rustem Zh. Kuvatov – observation of the well drilling process in field conditions, measurement of drilling mud parameters, and sampling for research purposes; Serik A. Primbetov – design and manufacture of a well model, conducting laboratory experiments using this model; Berikbay M. Otebay – selection of candidate wells for sampling of drilling mud for research, organization and management of field work on sampling of drilling mud; Orak K. Sarbopeyev – analysis of drilling issues at the Uzen and Karamandybas fields, setting research objectives.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гельфман М.И., Ковалевич О.В., Юстратов В.П. Коллоидная химия. 5-е изд. Санкт-Петербург : Издательство «Лань», 2010. 336 с.
2. Белик В.В., Куенская К.И. Физическая и коллоидная химия. 9-е изд. Москва : Издательский центр «Академия», 2015. 288 с.
3. Горшков В.И., Кузнецов И.А. Основы физической химии. 7-е изд. Москва : Издательство «Лаборатория знаний», 2021. 410 с.
4. Шубенкова Е.Г. Физическая и коллоидная химия: практикум. Часть II. Молекулярно-кинетические, электрокинетические и структурно-механические свойства дисперсных систем. Омск : Издательство ОмГТУ, 2016. 68 с.
5. Sack J. Osmosis and Diffusion. The American Biology Teacher : University of California Press, 2005.
6. Manning G.S., Key A.R. The Physical Basis of Osmosis // J Gen Physiol. 2023. Vol. 155, N 10. doi: [10.1085/jgp.202313332](https://doi.org/10.1085/jgp.202313332).
7. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. Москва : Недра, 1979. 239 с.
8. Заливчин В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин. Иркутск : Издательство ИрННТУ, 2013. 247 с.
9. Ермолаева Л.В. Механика буровых растворов. Самара : СамГТУ, 2012. 47 с.
10. Аксёнова Н.А., Рожкова О.В. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин. Том 1. Тюмень : ТИУ, 2016. 167 с.
11. Schlemmer R., Friedheim J.E., Growcock F.B., et al. Chemical osmosis, shale, and drilling fluids // SPE Drilling & Completion. 2003. Vol. 18, N 04. P. 318–331. doi: [10.2118/86912-PA](https://doi.org/10.2118/86912-PA).
12. Ghassemi A., Diek A., dos Santos H. Effects of ion diffusion and thermal osmosis on shale deterioration and borehole instability // AADE National Drilling Conference "Drilling Technology"; March 27–29, 2001; Houston, Texas, USA. Available from: aade.org/application/files/4815/7304/5764/AADE_40.pdf.
13. Simpson J.P., Dearing H.L. Diffusion osmosis-an unrecognized cause of shale instability // IADC/SPE Drilling Conference; Feb 23–25, 2000; New Orleans, LA. Available from: newpark.com/assets/pdfs/Diffusion_Osmosis_-_An_Unrecognized_Cause_of_Shale_Instability.pdf.
14. Al-Bazali T.M., Al-Mudh'hi S., Chenevert M.E. An experimental investigation of the impact of diffusion osmosis and chemical osmosis on the stability of shales // Petroleum Science and Technology. 2011. Vol. 29, N 3. P. 312–323. doi: [10.1080/10916460903393989](https://doi.org/10.1080/10916460903393989).
15. Lomba R.F.T., Chenevert M.E., Sharma M.M. The role of osmotic effects in fluid flow through shales // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2000. Vol. 25, Issues 1–2. P. 25–35. doi: [10.1016/S0920-4105\(99\)00029-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00029-7).

REFERENCES

1. Gelfman MI, Kovalevich OV, Yustratov VP. *Kolloidnaya khimiya*. 5th ed. Saint Petersburg: Lan' Publisher; 2010. 336 p. (In Russ).
2. Belik VV, Kienskaya KI. *Phizicheskaya I kolloidnaya khimiya*. 9th ed. Moscow: Academia Publisher; 2015. 288 p. (In Russ).
3. Gorshkov VI, Kuznetsov IA. *Osnovy phizicheskoy khimii*. 7th ed. Moscow: Laboratory of Knowledge Publisher, 2021. 410 p. (In Russ).
4. Shubenkova YG. *Phizicheskaya I kolloidnaya khimiya: praktikum. Chast' II. Molekulyarno-kineticheskiye, elektrokineticheskiye I struktumno-mekhanicheskiye svoystva dispersnykh sistem*. Omsk: OmSTU; 2016. 68 p. (In Russ).

5. Sack J. *Osmosis and Diffusion*. The American Biology Teacher: University of California Press; 2005.
6. Manning GS, Key AR. The Physical Basis of Osmosis. *J Gen Physiol*. 2023;155(10):e202313332. doi: [10.1085/jgp.202313332](https://doi.org/10.1085/jgp.202313332).
7. Mikheyev VL. *Technologicheskkiye svoystva burovyykh rastvorov*. Moscow: Nedra; 1979. 239 p. (In Russ).
8. Zalivin VG. *Oslozhneniya pri burenii nephtegazovykh skvazin*. Irkutsk: IRNTU; 2013. 247 p. (In Russ).
9. Yermolayev LV. *Mechanika burovyykh rastvorov*. Samara: SamNTU; 2012. 47 p. (In Russ).
10. Aksyonova NA, Rozhkova OV. *Burovyye promyvochnyye zhidkosti I promyvkha skvazhin. Part 1*. Tyumen': TIU; 2016. 167 p. (In Russ).
11. Schlemmer R, Friedheim JE, Growcock FB, et al. Chemical osmosis, shale, and drilling fluids. *SPE Drilling & Completion*. 2003;18(04):318–331. doi: [10.2118/86912-PA](https://doi.org/10.2118/86912-PA).
12. Ghassemi A, Diek A, dos Santos H. Effects of ion diffusion and thermal osmosis on shale deterioration and borehole instability. AADE National Drilling Conference "Drilling Technology"; 2001 March 27–29; Houston, Texas, USA. Available from: aaade.org/application/files/4815/7304/5764/AADE_40.pdf.
13. Simpson JP, Dearing HL. Diffusion osmosis—an unrecognized cause of shale instability. IADC/SPE Drilling Conference; 2000 Feb 23–25; New Orleans, LA. Available from: newpark.com/assets/pdfs/Diffusion_Osmosis_-_An_Unrecognized_Cause_of_Shale_Instability.pdf.
14. Al-Bazali TM, Al-Mudh'hi S, Chenevert ME. An experimental investigation of the impact of diffusion osmosis and chemical osmosis on the stability of shales. *Petroleum Science and Technology*. 2011;29(3):312–323. doi: [10.1080/10916460903393989](https://doi.org/10.1080/10916460903393989).
15. Lomba RFT, Chenevert ME, Sharma MM. The role of osmotic effects in fluid flow through shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2000;25(1–2):25–35. doi: [10.1016/S0920-4105\(99\)00029-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00029-7).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Булда Юрий Анатольевич**

ORCID [0009-0006-7753-0861](https://orcid.org/0009-0006-7753-0861)

e-mail: y.bulda@kmge.kz.

Джалишев Руслан Викторович

ORCID [0009-0005-5489-0074](https://orcid.org/0009-0005-5489-0074)

e-mail: r.jalishev@kmge.kz.

Куатов Рустем Жалгасулы

ORCID [0009-0005-2411-6133](https://orcid.org/0009-0005-2411-6133)

e-mail: r.kuatov@kmge.kz.

Примбетов Серик Абылаевич

ORCID [0009-0000-0042-4370](https://orcid.org/0009-0000-0042-4370)

e-mail: s.primbetov@kmge.kz.

Отебай Берикбай Майлыбайулы

ORCID [0009-0002-6273-4299](https://orcid.org/0009-0002-6273-4299)

e-mail: b.otebay@kmge.kz.

Сарбопеев Орак Куангалиевич

ORCID [0009-0000-1254-218X](https://orcid.org/0009-0000-1254-218X)

e-mail: o.sarbopeyev@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Yury A. Bulda**

ORCID [0009-0006-7753-0861](https://orcid.org/0009-0006-7753-0861)

e-mail: y.bulda@kmge.kz.

Ruslan V. Dzhalishev

ORCID [0009-0005-5489-0074](https://orcid.org/0009-0005-5489-0074)

e-mail: r.jalishev@kmge.kz.

Rustem Zh. Kuatov

ORCID [0009-0005-2411-6133](https://orcid.org/0009-0005-2411-6133)

e-mail: r.kuatov@kmge.kz.

Serik A. Primbetov

ORCID [0009-0000-0042-4370](https://orcid.org/0009-0000-0042-4370)

e-mail: s.primbetov@kmge.kz.

Berikbay M. Otebay

ORCID [0009-0002-6273-4299](https://orcid.org/0009-0002-6273-4299)

e-mail: b.otebay@kmge.kz.

Orak K. Sarbopeyev

ORCID [0009-0000-1254-218X](https://orcid.org/0009-0000-1254-218X)

e-mail: o.sarbopeyev@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author