

ГОРНОЕ ДЕЛО

МРНТИ 52.31.61

М. Т. Билецкий, к.т.н., **А. К. Касенов**, к.т.н.,
Б. Т. Ратов, д.т.н., **Т. А. Жанабаев**, **З. Г. Утепов**

Казахский национальный технический университет,
г. Алматы, Казахстан

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РЕЦЕПТУР ИНГИБИРУЮЩИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Аннотация. Во многих регионах, расположенных по всей территории Казахстана, встречаются мощные пласты легкодиспергируемых глин. При бурении, в прискважинной зоне под действием водного фильтрата буровых растворов такие глины набухают, вызывая сужение стенок скважин, с последующим кавернообразованием. Эти осложнения приводят к значительным потерям времени и средств на буровых работах. Эффективным методом борьбы с набуханием глин является применение ингибирующих буровых растворов. В их состав, кроме прочих компонентов, входят ингибиторы, снижающие диспергируемость глин прискважинной зоны, и стабилизаторы, предотвращающие коагуляцию самого бурового раствора под действием переносимого им ингибитора. Представлены результаты лабораторных и производственных исследований по количественному и качественному воздействию реагентов на рабочие параметры ингибирующего раствора. Борьбы с набуханием глин успешно решена, что подтверждено кавернограммами пробуренных скважин и актами производственных испытаний. Сделан существенный шаг вперед в решении проблемы бурения по легкодиспергируемым глинистым породам Казахстана.

Ключевые слова: бурение, скважина, пучащиеся глины, буровые растворы, ингибирующие растворы, рецептуры растворов, реагенты-стабилизаторы.



Түйіндеме. Қазақстан кен орнындарының көбінің тілмесі қалың, тез ерігіш саз жыныстарынан тұрады. Осындай саз қабаттарын бұрғылау кезінде, жуу сұйығының құрамындағы сұйық фаза саз жыныстарын ісіндіріп, ұңғы

қабырғасының тарылуына, кей жағдайларда опырылып құлауына әкеліп соқтырады. Осының әсерінің геофизикалық құрылғылардың керекті тереңдікке жетпей қалуы, бұрғылау құбырларының ұсталып қалуы, ұңғының берілген бағытынан ауытқуының әсерінен, ұңғыны жарамсыз деп тану сияқты келеңсіз жағдайлар болып жатады. Бұндай жағдайлармен күресудің тиімді тәсілі, ұңғы оқпаны маңындағы саздардың тез ісінуін болдырмайтын ингибиленген (тұрақтандырылған) бұрғылау сұйықтарын пайдалану болып табылады. Мақалада біз осындай бұрғылау сұйықтарының сапалық және сандық зерттеулер нәтижесін ұсынып отырмыз. Жұмыстың мақсаты тез ісінгіш саз жыныстарының тұрақтылығын арттыратын бұрғылау сұйығының құрамын дайындаумен қатар, оның өзіндік құнын төмендету болып табылады. Алғашқы өндірістік сынақтар «Волковгеология» ААҚ-да уранға бұрғылау кезінде сәтті өткізілген болатын. Бұрғылау сұйығының өзіндік құнын төмендету, әр түрлі арзан реогенттерді аралас пайдалану арқылы зертханалық зерттеулер нәтижесінде жүзеге асырылды. Осындай зерттеу жұмыстарының арқасында Қазақстан кен орнындарындағы тұрақсыз саз жыныстарын бұрғылау кезінде туындайтын қиындықтар мәселесін шешуде алға бір қадам жасалды деп ойлаймыз.

Түйінді сөздер: бұрғылау, ұңғы, ісінуге бейім саздар, тұрақтандырғыш сұйықтар, ерітінді құрамы, тұрақтандырғыш сұйықтар.



Abstract. In many geological provinces all over Kazakhstan thick beds of highly dispersible clays are to be met. While penetrated by wells, coming in contact with drilling mud filtrate, such clays are bulging, causing restriction of the well bore, followed by caving. Those phenomena are originating such problems, as preventing geophysical logging tools from reaching the assigned depth, need for multiple re-drillings the bulging clays intervals, freezing drilling tools in the wellbore and culling the wells on account of inadmissible deviation of their paths from the assigned coordinates. An effective method of combating the bulging clays consists in application of inhibiting drilling muds, reducing dispersion of clays of the well bore zone. The paper contains outputs of research on quantitative and qualitative composition of such muds. The objective of the work is to find an optimum combination of reagents according to dual criterion: preventing the bulging of clays, and minimum cost of the inhibiting mud. The first problem was successfully solved in the course of industrial research while drilling wells on uranium in Volkovgeologia joint stock company. Methods of the mud cost reducing by way of application of less expensive reagents were found in the course of laboratory research. As a result of the research a substantial step in solution of drilling through Kazakhstan's highly dispersible clays was effected.

Key words: drilling, well, swelling clays, drilling muds, inhibitor muds, mud formulas, reagents-defloculants.

Введение

На территории Республики Казахстан широкое распространение получили толщи глинистых пластов Чеганской свиты. Мощность этих пород достигает нескольких десятков, а нередко и сотен метров. Характерной особенностью этих глин является их высокая диспергируемость в водном фильтрате буровых глинистых растворов и связанные с этим осложнения в процессе проводки скважин [3]. При вскрытии бурением глины набухают, что проявляется в сужении сечения ствола скважин. Это явление вызывает затяжки при подъеме бурильной колонны и посадке при ее спуске. Затяжки содержат риск таких тяжелых аварий, как прихваты бурового снаряда в скважине. В то время как посадки требуют дополнительных работ по проработке ее ствола и могут иметь последствием забуривание нового ствола с потерей старого. Вследствие концентрации напряжений на границе набухшего слоя с остальным «сухим» массивом через определенное число часов на месте сужений происходят обвалы стенок скважины с образованием каверн. В кавернах из-за уменьшения скорости восходящего потока промывочной возникают скопления шлама. Образующиеся из шлама сальниковые пробки затрудняют работу бурового насоса, так как многократно повышают необходимое для осуществления циркуляции давление. Часто они приводят к недопуску каротажных зондов до забоя, вызывая необходимость проведения дополнительных проработок ствола и повторных каротажей. Кроме того, расширенные участки ствола скважины способствуют увеличению интенсивности искривлений. Все описанные явления приводят к большим потерям времени и средств на многократные проработки ствола скважины, проведение повторных каротажей, ликвидацию аварий и даже на перебуривание забракованных скважин.

Как известно [4], снижению набухания глин и кавернообразования могут способствовать следующие мероприятия:

- Доведение до минимума водоотдачи бурового раствора для снижения поглощения его фильтрата стенками скважины и соответственно уменьшения набухания прискважинного слоя глин.

- Поддержание плотности раствора, достаточной для того, чтобы гидростатическое давление способствовало предотвращению обвалов.

- Возможное уменьшение интенсивности динамических составляющих скважинного давления [5].

- Введение в раствор положительных ионов металлов для нейтрализации отрицательного заряда элементарных пластин глины и сведения к минимуму их поверхностной энергии, а значит, и толщины их гидратных оболочек, вызывающих набухание глин. Последний метод признан особенно эффективным; буровые растворы ему удовлетворяющие, носят название ингибирующих.

Основными составляющими ингибирующего раствора являются [6]:

- Реагент-ингибитор, т. е. поставщик положительных ионов.
- Реагент-стабилизатор, снижающий водоотдачу несущего ингибитор глинистого раствора и предотвращающий его коагуляцию и распад.

- Регулятор pH раствора, необходимый для создания оптимальных условий работы реагента стабилизатора.

Цель работы – найти оптимальный состав ингибирующего раствора для условий бурения скважин в условиях урановых месторождений Южного Казахстана по критериям как эффективности предотвращения набухания глинистых пород, так и минимума себестоимости самого раствора.

Методы исследований

С целью предотвращения набухания легкодиспергируемых глин и связанных с этим осложнений при бурении скважин на уран на базе ОАО «Волковгеология» сотрудниками КазНТУ им. К. И. Сатпаева был проведен комплекс лабораторных и производственных исследований. За основу принята рецептура хлоркалиевого ингибирующего раствора, разработанная в Волгоград НИПИ нефти, и внедренная в объединении «Нижневожск-нефть» [7], где такие растворы были признаны «наиболее перспективными буровыми растворами на водной основе для бурения в неустойчивых глинах» (табл. 1). Главной отличительной чер-

Таблица 1

Исходная рецептура хлоркалиевого раствора

Наименование реагента	%	Среднее содержание, кг/м ³	Цена, тенге/кг	Стоимость, 1 м ³ , тенге
КМЦ	0.3-0.5	4	600	2400
КОН	0.2-0.3	2.5	570	1425
КССБ4	3-7	50	650	32500
Пеногаситель	1-1.5	12.5	1440	18000
КСИ 5-7	60	240	14400	
Общая масса		129		68725

той этой рецептуры было использование в качестве ингибитора ионов калия (в составе реагента KCL). Ранее эту роль обычно играли ионы кальция, но калий был признан более эффективным по ингибирующему воздействию и, кроме того, способствовал резкому увеличению скорости бурения. Соответственно в качестве регулятора рН использовался не NaOH, как обычно, а КОН.

С внедрением вышеуказанной рецептуры возникли проблемы. Их главная причина в значительном отличии технологии нефтяного бурения [8] (включая технологию применения буровых растворов) от той, которая применяется при бурении на уран. В последнем случае [9] средний диаметр скважин в 2-3 раза меньше, их глубина не превышает 600-800 м. Время бурения одной скважины в нормальных условиях занимает 3-5 суток, тогда как для нефтяных скважин оно исчисляется месяцами. Стоимость 1 м³ бурения на уран в среднем составляет 10-15 тыс. тенге, что во много раз меньше, чем на нефтяном бурении. Поэтому, если на нефтяном бурении приготовление, очистка и корректировка качества бурового раствора, как правило, проводятся на каждой скважине отдельно, что связано с установкой здесь целого ряда сложных устройств, то в условиях ОАО «Волковгеология» такая технология нецелесообразна, так как резко повысила бы затраты [10].

В частности, на нефтяном бурении растворы готовят путем постепенного (за заданное число циклов промывки) добавления необходимых реагентов из специальных дозаторов в протекающий по желобу поток раствора, что принципиально невозможно из-за отсутствия желобной системы. Поэтому как приготовление, так и дальнейшее регулирование свойств раствора в ходе его применения оказалось возможным только централизованно, на центральной глиностанции.

В ходе производственных испытаний выяснилась необходимость значительного корректирования указанного в табл. 1 содержания реагентов (в основном в сторону снижения). Серьезные проблемы возникли в связи с использованием реагента КССБ, вызывавшим сильное пенообразование уже в процессе приготовления раствора. При этом пенообразование удалось предупреждать добавлением в раствор пеногасителя (наиболее дорогостоящей составляющей рецептуры). Однако уже в ходе бурения вследствие контакта раствора с воздухом пенообразование возобновлялось. Вследствие отсутствия системы дозаторов, которые позволяли бы вводить пеногаситель в любой необходимый момент, борьба с этим явлением оказалась весьма затруднительной.

В связи с изложенным пришлось разрабатывать специальную, соответствующую условиям бурения на уран, методику работы с раствором, которая включала следующие моменты:

— Приготовление ингибирующего раствора велось централизованно на глиностанции.

— В качестве основы для добавления реагентов был принят очищенный от шлама, наработанный на других скважинах раствор из местных глин. По сравнению со случаем использования бентонитовых порошков это удешевляет стоимость раствора и, кроме того, позволяет без применения утяжелителей добиваться любой требуемой плотности в пределах 1,1-1,25 г/см.

— В процессе использования раствора через заданные периоды времени измерялись важнейшие параметры раствора – плотность, условная вязкость, водоотдача и рН.

— При выходе параметров раствора за допустимые пределы (плотность 1,1-1,18 г/см, вязкость 30-45 с, водоотдача 5-9 см за 30 мин., рН 8-10), его откачивали из отстойников и отвозили на глиностанцию для очистки от шлама и возвращения этих параметров к норме. Освободившийся отстойник заполняли готовым раствором, параметры которого (кроме рН) находились у минимума указанных интервалов. Значение рН было максимальным, так как в отличие от остальных 3-х параметров в ходе бурения оно уменьшалось.

— Количество реагентов, требуемых для восстановления качественных параметров раствора, составляло 20-30 % от требуемых при первичном замесе.

— Реагенты-стабилизаторы раствора КМЦ и КССБ были заменены на реагент PACULV [11], что позволило также отказаться и от пеногасителя

В результате проведенных исследований был выбран вариант рецептуры ингибирующего глинистого раствора, приведенный в табл. 2. Для оценки эффективности применения раствора был принят метод сравнения кавернограмм, снятых по скважинам, пробуренным на минимальном (50 м) расстоянии друг от друга в аналогичных геологических условиях. Одна из скважин бурилась с использованием разработанного ингибирующего раствора, а на другой (контрольной) применялась традиционная технология.

Таблица 2

Окончательный вариант рецептуры раствора [12]

Компонент	Цена, тенге/кг	Содержание кг/м ³	Время приготовления, ч	Стоимость 1 м ³ раствора, тенге
PACULV	1100	5.6	0.33	6183
КОН	570	3.3	0.17	1900
КСЛ	240	8.6	0.17	2067
Итого		17.5	0.67	10150

Несмотря на то, что стоимость разработанного раствора по сравнению с исходной была резко снижена, вопрос о дальнейшем снижении стоимости продолжал оставаться актуальным. В этой связи по желанию заказчика была прове-

дена серия лабораторных исследований при следующих исходных условиях:

— Опыты проводились над растворами, приготовленными на бентонитовом порошке ввиду его доступности и удобства использования при лабораторных работах. Содержание бентонита было равно 20 %, что обеспечивало попадание в требуемый интервал плотности 1,1-1,18 г/см.

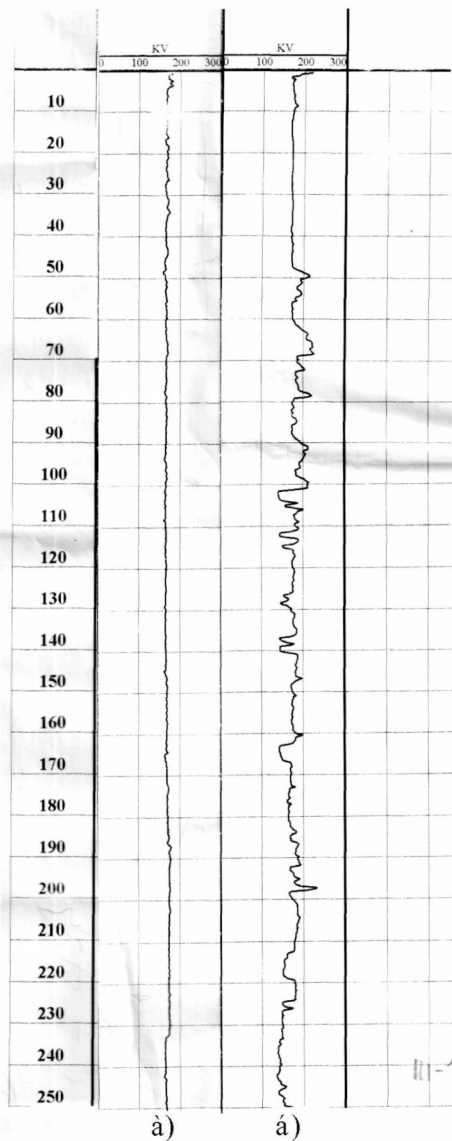
— В качестве ингибитора по-прежнему использовался хлористый калий, а в качестве регулятора водородного показателя – едкий калий.

— Основной упор делался на возможность замены дорогостоящего зарубежного реагента-стабилизатора на более дешевый.

Для проверки возможности замены PACULV были проведены лабораторные испытания ингибирующих растворов 3-х видов реагентов-стабилизаторов: КССБ 4, реолон и КМЦ 600.

Обсуждение результатов исследований. На кавернограммах (рисунок) по двум соседним скважинам (а) отображает применение разработанного ингибирующего раствора, (б) – традиционную технологию. На обеих скважинах бурение по глинам началось с глубины 50 м. Хотя диаметр долота в обоих случаях составлял 161 мм, на кавернограмме (а) наблюдается разброс диаметров от 160 до 170 мм (всего 10 мм), (б) – от 140 до 240 мм (100 мм, или в 10 раз больше). При этом на (а) диаграмме каверны как таковые отсутствуют, а рост диаметров является следствием так называемой «разработки» скважины в мягких породах под действием вращающейся бурильной колонны (что считается нормальным). На (а) диаграмме отчетливо видны как каверны (расширенные участки), так и места сужения, связанные с набуханием глин. Сравнение диаграмм убедительно свидетельствует об эффективности разработанного ингибирующего раствора.

Стоимость ингибирующего раствора (см. табл. 2) по сравнению с исходной (см. табл. 1) была снижена в 6,8 раза. В несколько



Сравнение кавернограмм
по двум соседним скважинам

раз уменьшилось время приготовления раствора и восстановления его качества по причине истощения содержания реагентов в ходе бурения.

В табл. 3 приведена полученная зависимость параметров раствора от содержания КССБ (конденсированная сульфит спиртовая барда). Стоимость 1 т этого реагента 650 тенге, или 59 % от стоимости PACULV.

Таблица 3

Влияние КССБ, на параметры раствора с содержанием глины 200 кг/м³ (20 %)

КССБ, кг/м ³	Плотность, г/см ³ (%)	Вязкость, с (%)	Водоотдача, см ³ (%)	pH	Корка, мм (%)	СНС1, Па (%)	СНС10, Па (%)
0	1,13 (100)	46 (100)	13 (100)	6 (100)	4 (100)	10 (100)	20 (100)
5	1,12 (99)	57 (124)	11 (85)	6 (100)	3 (75)	1 (10)	4.15 (21)
10	1,06 (94)	140 (304)	6 (46)	6 (100)	1 (25)	1 (10)	4.15 (21)

По сравнению с бентонитовым раствором, в котором отсутствуют реагенты, в растворе с 0,5 % КССБ уже заметно некоторое (на 1 %) снижение плотности, вследствие пенообразования заметна повышающая вязкость. Эти явления резко усилились при удвоении содержания КССБ и, как следствие, достигнуто снижение водоотдачи на 54 %. Кроме того, наблюдалось многократное падение статического напряжения сдвига (СНС1 и СНС 10).

В табл. 4 использовался раствор с содержанием 10 % глины. Совместно с КССБ применялся регулятор pH.

На добавление КССБ 20- и 10 %-ные глинистые растворы реагировали существенно различно. Так, у 10 %-ного раствора:

— плотность при содержании 0,5 % КССБ еще не уменьшилась, тогда как при 1 % уменьшилась сразу на 8 %, и стала ниже плотности воды;

— скорость возрастания вязкости и СНС была резко повышенной, так что конечные (при 1 % КССБ) значения этих

Таблица 4

Влияние на параметры раствора с содержанием глины 100 кг/м (10 %) реагента КССБ, совместно с КОН

КССБ, кг/м ³	КОН, кг/м ³	Плотость, г/см ³ (%)	Вязкость, с (%)	Водоотдача, см ³ (%)	рН	Корка, мм (%)	СНС1 Па, (%)	СНС10 Па, (%)
0	0	1.06 (100)	18 (100)	18 (100)	6 (100)	2.5 (100)	1 (100)	5 (100)
5	1	1.06 (100)	29 (161)	8 (44)	10 (167)	1.5 (60)	1.7 (170)	2.5 (50)
10	2	0.98 (92)	244 (1355)	7 (39)	11 (183)	1.5 (60)	8 (800)	16 (320)

параметров оказались значительно выше, чем у 20 %-ного раствора;

— водоотдача при 0,5 % КССБ стала ниже, чем у 20 %-ного раствора, а при 1 % КССБ снизилась дополнительно лишь незначительно.

Причиной отмеченных отличий может быть только добавление щелочи КОН. Выше указано, что рН самой водопроводной воды равнялось 6 %, т. е. имела место кислая реакция, которая у 20 %-ного раствора сохранялась и при введении КССБ. У 10 %-ного раствора введение 0,1 % КОН сразу увеличило рН с 6 до 10 % и тем обеспечило устойчивую щелочную реакцию, что и объясняет указанные несоответствия.

Таким образом, в данных условиях КССБ можно использовать при его содержании не выше 1 %. Причем его эффективность как понизителя водоотдачи возрастает при увеличении рН до 10 %.

В табл. 5 приведены результаты опытов по разработанному Санкт-Петербургской компанией ООО «Оргполимерсинтез» новому реагенту-стабилизатору с фирменным названием реолон.

Приведенные данные характеризуют реолон как эффективное средство снижения водоотдачи. Однако уже при внесении 3 % реагента раствор перестает вытекать из воронки Марша (НТ «не течет»). Был при-

Таблица 5

**Зависимость параметров глинистого раствора
от содержания реагента-стабилизатора реолон**

Раствор глино- порошка с содержанием глины, %	Внесение реолон, %	Плот- ность, г/см ³	Вяз- кость, с	Водо- отда- ча, см ³	рН	Кор- ка, мм	СНС1, Па	СНС10, Па
20	0	1,13	27	13	6	4	10	20
То же	1	1,13	21	8	7	4		
25	1,5	1,15	29	6	7	2		44
То же	2	1,15	34	5	8	1.5	11	66
То же	3	1,15	НТ					
15	2	1,7	19	6	7	2		
То же	2	1,7	32	40	6	6		110

KCL, 2

готовлен более жидкий раствор (15 % глины). При внесении 2 % реолон водоотдача была весьма низкой – 6 см за 30 мин. Однако при введении 2 % ингибитора KCL качественные параметры раствора резко изменились. Подскочили вязкость и СНС, а водоотдача достигла 40 см за 30 мин., что неприемлемо. В ходе всех вышеописанных опытов показатель рН вырос с 6 (у безреагентного раствора) до 7-8 %. Очевидно, что реагент реолон сам по себе вызывает щелочную реакцию. Однако с добавлением KCL щелочная реакция сменилась на кислую. В связи с этим была сделана попытка обеспечить сохранение щелочной реакции и после введения ингибитора.

Данные табл. 6 показывают, что добавление 0,01 % КОН параметры безреагентного раствора не изменило. Однако последующий ввод 3 % реолон не вызвал резкого возрастания вязкости, но способствовал падению водоотдачи до 7. Добавление 0,1 % КОН изменило ситуацию в сторону повышения вязкости и СНС. Однако ввод в этот раствор 1 % KCL довел вязкость до состояния « не течет», повысил СНС1 и СНС10 в 15 и 7 раз соответственно, и увеличил водоотдачу почти в 2 раза.

Таблица 6

Влияние на реолон КОН (содержание глины 20 %)

Добавлено реагентов, %	Плотность, г/см ³	Вязкость, с	Водоотдача, см ³	pH	Корка, мм	СНС1, Па	СНС10, град/Па
КОН 0,01	1,13	27	13	6	4		
То же и реолон, 3	1,13	29	7	7	2	3,2	19,4
То же и КОН 0,1	1,13	35	8	7	3,5	13,5	31,6
То же плюс KCL, 1	1,13	НТ	15	6	6	199,8	210,9

Таблица 7

Зависимость параметров раствора, содержащего реагент-стабилизатор КМЦ 600, от содержания КОН и KCL

Основа	Добавлено реагентов, %	Плотность, г/см ³	Вязкость, с	Водоотдача, см ³	pH	Корка, мм	СНС1, Па	СНС10, Па
20 %-ный глинистый раствор	0	1,12	46	13	6	4	10	20
То же	КМЦ, 0,5	1,11	33	6	6	1	1	5
То же	То же плюс КОН, 0,2		НТ	9	11			
Раствор по п. 1	КМЦ, 0,5 КОН 0,03	1,11	34	7	9,5	1	4	25
Глины 350 г	КМЦ, 1,5 КОН 0,2 KCL 4	1,18	33	10	9	0,5	1,6	1,6

Из табл. 7 следует, что по сравнению с безреагентным раствором введение 0,5 % КМЦ 600 привело к уменьшению вязкости (в 1,4 раза) водоотдачи (в 2,2 раза) и СНС1 и СНС10 (в 10 и 4 раза соответственно) при этом pH осталось неизменным.

Добавление в этот раствор 0,2 % щелочи и доведение рН до 11 % вызвало резкое возрастание вязкости – до состояния «не течет» и росту водоотдачи в 1,5 раза. По-видимому, для 20 %-ного глинистого раствора содержание КОН оказалось слишком большим. Раствор был приготовлен заново, но содержание щелочи было уменьшено до 0,03 % (строка 4). рН стало существенно ниже, а водоотдача и вязкость оказались почти теми же, что и в строке 2. Однако СНС1 и СНС10, выросли в 4-5 раз.

Для приготовления ингибирующего раствора в 35 %-ный глинистый раствор было добавлено 1,5 % КМЦ 600 и 0,2 % щелочи. В итоге после введения 4 % KCL было достигнуто рН=9 при водоотдаче 10 см. В целом такой результат можно считать удовлетворительным. Однако опасения внушают и весьма низкие значения СНС в ингибирующем растворе.

Выводы

1. В ходе производственных исследований для условий бурения скважин на уран были разработаны рецептура хлоркалиевого ингибирующего раствора, а также методика его применения.

2. При бурении скважин рецептура доказала свою эффективность.

3. Стоимость раствора снижена в 5-6 раз по сравнению с исходным вариантом.

4. Для дальнейшего снижения стоимости ингибирующего раствора проведены лабораторные работы с целью замены дорогостоящего реагента-стабилизатора PACULV на более дешевый. При этом установлено, что:

— реагент-стабилизатор КССБ хорошо снижает водоотдачу и хорошо сочетается с ингибитором KCL, а также другими стабилизаторами. Однако при содержании свыше 0,5-1 % он вызывает пенообразование.

— Реагент-стабилизатор реолон хорошо снижает водоотдачу глинистых растворов, но не выдерживает контакта с ингибитором KCL, и для приготовления ингибирующих хлоркалиевых растворов непригоден;

— реагент-стабилизатор КМЦ 600 хорошо снижает водоотдачу и хорошо сочетается с ингибитором KCL, а также с КССБ.

Недостатки: слабая растворимость в воде и снижение СНС ингибирующего раствора;

— реагент-стабилизатор PACULV превосходит все выше-рассмотренные реагенты-стабилизаторы. Недостаток – высокая цена.

5. Снижения стоимости ингибирующего раствора можно достичь заменой стабилизатора PACULV на комбинацию КССБ (с содержанием не более 0,5-1 %) и КМЦ, цена которых не превышает 600 тенге за 1 кг, т. е. ниже PACULV почти в 2 раза.

Список литературы

1 *Грей Дж.* Состав и свойства буровых агентов. – М.: Недра, 1985. – С. 65-86.

2 *Городнов В.Д.* Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1984. – 175 с.

3 *Zhang, Xin-chun; Wang, Xing-zhi; Chen, Gang et al.* Synthesis of a Biglucoside and Its Application as Montmorillonite Hydration Inhibitor // Journal of chemistry. – 2014. – Vol. 15, Iss. 5. – P. 285-296.

4 *Пустовойтенко И.П.* Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра, 1977. – 245 с.

5 *Hayati-Ashtiani, Majid; Jazayeri, Seyed-Hamid; Ghannadi, Mohammad, et al.* Experimental Characterizations and Swelling Studies of Natural and Activated Bentonites with Their Commercial Applications // Journal of chemical engineering of japan. – 2011. – Vol. 44, Iss. 2. – P. 135-155.

6 *Ивачев Л.М.* Промывка и тампонирувание геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 305 с.

7 *Рязанов Я.А.* Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979. – 215 с.

8 *Бассарыгин Ю.М.* и др. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: «Недра-Бизнес-центр», 2002. – 125 с.

9 *Сушко С.М.* и др. Технология и техника сооружения геотехнологических скважин при подземном выщелачивании урана. – Алматы, 2007. – 365 с.

10 *Билецкий М.Т.* и др. Патент РК № 29616 E21B33100. Ингибирующий буровой раствор для бурения скважин на урановых месторождениях Казахстана и способы его применение // Бюл. № 3 от 16.03.2015.

11 *Steliga T. Uliasz M.* Spent drilling muds management and natural environment protection // *Gospodarka surowcami mineralnymi-mineral resources management.* – 2014. – Vol. 30, Iss. 2. – P. 135-155.

12. *Biletski M.T., Kasenov A.K., Sushko C.M.* Mechanism of caving while drilling through highly dispersible clays // *J. News of Kazakhstan's science.* – 2013. – № 2. – P. 69-83.

Билецкий Марк Теодорович, кандидат технических наук, доцент
тел. +7 7017728420; e-mail: titbs@mail.ru

Касенов Алмабек Касенович, кандидат технических наук, профессор
тел. +7 7772485006; e-mail: Kassenov_a @inbox

Ратов Боранбай Товбасарович, доктор технических наук, профессор
тел. +7 7013757720; e-mail: ratov69@mail.ru

Жанабаев Темирхан Алпамысович, старший преподаватель
тел. +7 7078308254; e-mail: Timur_kainazar@mail.ru

Утепов Заманбек Габитович, заведующий лабораторией кафедры
тел. +7 7473376928; e-mail: uzamanbek@mail.ru