

ГОРНОЕ ДЕЛО

УДК 622.24

МРНТИ 52.21

С. М. Сушко, к.т.н., **А. К. Касенов***, к.т.н., **М. Т. Билецкий***, к.т.н.,
А. Д. Бегун, **В. М. Повелицын**

АО "Волковгеология"

Казахский национальный технический университет
им. К. И. Сатпаева*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОМЫВочНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ ЮЖНОГО КАЗАХСТАНА

Осложнения, вызванные неустойчивостью скважин, и пути борьбы с ними. Ингибирующие растворы. Разработка рецептуры для условий АО "Волковгеология". Положительные результаты опробования рецептуры. Сопутствующие проблемы.

Ключевые слова: бурение, глины, кавернообразование, ингибирующие растворы.



Ұңғыманың орнықсыздығынан туатын, қиындықтар және олармен күресу жолдары. Ингибиторлайтын ерітінділер. Волковгеология жағдайына арналған рецептуралар өзірлеу. Рецептураны сынақтаудан онды нәтижелер. Қосалқы проблемалар.

Түйінді сөздер: бұрғылау, саз, қуыстылықтың пайда болуы, ингибиторлайтын ертінділер.



Aggravations brought about by instability of well barrels and ways of overcoming them. Inhibiting muds. Developing of mud compositions for Volkovgeology. Positive results of testing the chosen composition. Associated problems.

Key words: drilling; clays; caving; inhibiting muds.

Производство урана – значительный источник дохода Республики Казахстан, который вышел по этому виду сырья на ведущее место в мире. ОАО "Волковгеология" занимается разведкой и добычей урана, которые осуществляются с помощью буровых скважин.

Скважины бурятся по осадочным породам, причем большая часть разреза представлена глинистыми и песчано-глинистыми породами. Местные глины отличаются высокой распушаемостью (диспергируемостью) в воде и буровом растворе на водной основе. Это свойство приводит к разбуханию прискважинной зоны глин, что проявляется в сужении стенок скважин, а в последующем ведет к обвалообразованию. Образовавшийся на месте обвала расширенный участок ("каверна") вызывает падение скорости восходящего потока промывочной жидкости и, как следствие, скопление здесь "сальников", состоящих из наиболее крупных (трудновыносимых) частиц шлама. Объем этих скоплений с течением времени возрастает. Упомянутые явления осложняют и замедляют процесс сооружения скважин и нередко приводят к авариям и существенному увеличению себестоимости работ.

Для борьбы с описанными осложнениями предложен ряд методик. Так, насыщение прискважинной зоны глинистых пород водным фильтратом предотвращает бурение с промывкой растворами на углеводородной основе (что резко увеличивает себестоимость), либо бурение с продувкой (что лимитируется обводненностью разреза и, как следствие, применимо лишь на относительно небольшой глубине).

Рекомендуется проходить участок неустойчивых глин возможно быстрее, т. е. до того, как процесс их набухания получит полное развитие. Немедленно после этого для перекрытия опасного интервала спускают техническую колонну. Однако в условиях ОАО "Волковгеология", где скважины используются для движения по ним химических реагентов подземного выщелачивания, применение стальных технических колонн не представляется возможным, тогда как менее механически прочные пластиковые колонны не выдерживают воздействия бурильной колонны при ее вращении, подъеме и спуске. Кроме того, повы-

шение скорости бурения требует применения повышенных осевых нагрузок на долото, что создает угрозу недопустимого ухода скважины от заданной трассы.

В местных условиях наиболее приемлемым методом борьбы с неустойчивостью стенок скважин является совершенствование технологии применения глинистых растворов на водной основе. До настоящего времени широко применяется следующая технология: верхнюю толщу в 80-100 м песчано-гравелистых пород проходят путем применения бентонитовой суспензии с добавлением примерно 0,15 % КМЦ. Такой раствор имеет следующие параметры:

- плотность - 1,02-1,04 г/см³,
- условная вязкость - порядка 28 с,
- водоотдача - 25-50 см³ за 30 мин.

С входом в глины отстойники заполняют технической водой, которая, попадая на забой, растворяет глинистый шлам и поднимается на поверхность в виде так называемого естественного глинистого раствора. Вначале содержание глины в таком растворе невелико, и по своим характеристикам он мало отличается от воды. При этом скорость углубки максимальна (по плотным глинам V категории буримости она достигает 15 м/ч и более). С течением времени количество растворенной глины нарастает, и одновременно повышаются плотность и вязкость раствора. Если плотность достигает 1,20-1,25 г/см³ по сравнению с началом цикла (когда промывка велась практически водой), скорость углубки снижается в несколько раз. В этот момент из отстойников откачивают большую часть густого тяжелого раствора, а освободившееся пространство заполняют водой, разбавляя ею оставшийся раствор. При этом вместе с резким падением плотности происходит столь же резкое увеличение темпа углубки. Далее бурение продолжают до следующего падения скорости. Описанный метод бурения имеет определенные преимущества, а именно:

- высокие скорости углубки;
- минимальные затраты на компоненты раствора и оборудование для его приготовления, а также на квалифицированный персонал технологов;

- экономия емкости отстойников и минимальные затраты на их чистку, так как преобладающая часть глинистого шлама переходит в раствор и при его очередной замене на воду шлам вместе с раствором отвозится в специальные могильники.

В то же время не подлежит сомнению, что естественные глинистые растворы являются одной из основных причин неустойчивости стенок скважин и кавернообразования. Это связано с такими факторами, как:

- весьма высокая водоотдача естественных растворов, которая приводит к интенсивному намоканию и разбуханию прискважинной зоны глин;

- периодические колебания плотности промывочной жидкости от 1,02 до 1,3 г/см³ вызывают скачки гидростатического давления в скважине. В результате нарушается сложившееся равновесие, что служит поводом для отслаивания прискважинной зоны глин от их "сухого" массива с обвалами, кавернами и сальниковыми пробками в качестве конечного результата.

По указанным причинам был поставлен вопрос о разработке специальных ингибирующих буровых растворов, позволяющих повысить устойчивость стенок скважин. Основные требования к подобным растворам сводятся к следующему:

- Минимальная водоотдача: при вскрытии глинистых пород на стенках скважины должна возможно скорее образовываться тонкая и прочная фильтрационная корка, прекращающая насыщение прискважинной толщи водным фильтратом и предотвращающая разбухание глин.

- Повышенная плотность, создающая в скважине такое гидростатическое давление, которое обеспечивает достаточно плотный контакт между "сухим" массивом и прискважинной толщей и предотвращает обрушение последней [1].

- Химический состав растворов должен обеспечивать их способность обращать контактирующие с раствором легкораспускающиеся глины в труднораспускающиеся (растворы должны быть "ингибирующими").

Выполнение первого требования - снижение водоотдачи - достигается путем использования реагентов - "стабилизаторов"

глинистого раствора, таких, как УЩР, КССБ, крахмал, КМЦ, PACULV и др.

Выполнение второго требования обычно обеспечивается, если плотность раствора не опускается ниже $1,15 \text{ г/см}^3$. Отсюда, в частности, вытекает, что если раствор готовится на бентонитовом порошке, плотность которого, как известно, не может превышать $1,04-1,06 \text{ г/см}^3$, то необходимо добавление утяжелителя - барита, либо, например, мела. Однако, чтобы утяжелитель не ушел в осадок, в раствор требуется еще добавить реагент - увеличитель вязкости, которую необходимо довести до 60-80 с и более.

Для выполнения третьего требования в раствор необходимо ввести ингибитор (коагулянт) - реагент, вызывающий объединение мелких частиц глины во все более крупные фракции. Процесс коагуляции идет в сторону прямо противоположную процессу диспергирования, и вступившие в контакт с коагулянтами глины прискважинной толщи теряют свою способность набухать. В качестве коагулянтов используются соли и гидроксиды кальция или калия, а в настоящее время - еще и органические соединения и в особенности производные полиакриламида. В ходе выполнения договорной темы сотрудниками КазНТУ им. К.И. Сатпаева было решено использовать ингибирующий хлор калиевый раствор. Его разработанная по результатам исследований окончательная рецептура приведена в табл. 1.

Таблица 1

Рецептура бурового ингибирующего хлор калиевого раствора

Назначение реагента	Марка	Содержание, %	Масса, кг, на:		Время размешивания на 1 замес, мин.
			скважину (100 м ³ раствора)	замес (20 м ³ раствора)	
Стабилизатор	PACULV	0.4	400	80	30
Регулятор Ph	КОН	0.6	600	120	20
Пеногаситель	Пентоксил	1.2	1200	240	60
Стабилизатор	КССБ-4	4.5	4500	900	90
Ингибитор	KCl	3.7	3700	740	60
Всего		10.4	10400	2080	260 (4. 3 ч)

Первоначально примерная рецептура раствора взята из литературы. Однако было очевидно, что заимствованную рецептуру необходимо приспособить к особенностям местных условий. Требовалось уточнить или даже существенно изменить такие параметры, как концентрация реагентов, порядок их ввода в раствор, время перемешивания и периодичность обновления в ходе бурения. В некоторых случаях пришлось заменить даже и сами компоненты раствора.

Для выполнения указанных требований разработана методика анализа и оценки результатов испытания на основе объективных данных. Такими данными обеспечивались с помощью регулярных замеров параметров качества раствора как при его приготовлении, так и при использовании в ходе бурения. Первоначально технология отрабатывалась на малом объеме раствора - небольшой доле от нормального замеса.

В результате предварительных опытов уточнен компонентный состав раствора. В частности, стабилизатор-полимер PACULV был принят вместо указанного в литературных рекомендациях реагента КМЦ как более эффективный. Дозировку реагента PACULV устанавливали эмпирически. Предполагаемая максимальная доза делилась на равные доли, которые последовательно вводились в раствор. После тщательного перемешивания производились замеры водоотдачи. Оценивалось, насколько этот параметр приближается к требуемому значению.

Один из наиболее важных компонентов рецептуры - реагент КССБВ, отличающийся сильно выраженной способностью к пенообразованию, применение которого должно сопровождаться добавлением в раствор пеногасителя.

В литературных рекомендациях в качестве пеногасителя предлагалась приготовленная на месте смесь дизельного топлива с плавленным солидолом, добавляемая в количестве 1%. Это было неудобно и экономически мало приемлемо. При проведении первых опытов в наличии оказался жидкий фирменный пеногаситель Defoamer. Его необходимую дозировку (0,3%) удалось установить лишь после нескольких повторных опытов. Однако при проведении окончательных производственных испытаний запасы реагента Defoamer были уже исчерпаны, и

вместо него пришлось использовать порошковый пеногаситель - пентоксил. Выяснилось, что эффективность этого пеногасителя значительно ниже и, как следствие, повышение его дозировки с первоначальных 0,3 до 1,2 % (как указано в таблице).

В соответствии с отработанной технологией были уточнены концентрации всех остальных реагентов. Проверялась необходимая последовательность добавления каждого реагента в раствор. Так, если первоначально пеногаситель добавляли после КССБ, т. е. (в соответствии с названием этого компонента), чтобы погасить уже образовавшуюся пену, то в последующем, после экспериментального уточнения дозировки, пеногаситель вводили в раствор заранее, еще до КССБ, что позволило пенообразования вообще не допускать.

В качестве основы для ввода реагентов использовался отработанный естественный глинистый раствор, а именно тот, плотность которого достигала 1,20 (а в отдельных случаях даже 1,30 г/см³). Раствор собирался в специальном коллекторе и по мере надобности заливался в емкости глинузла. Здесь он разбавлялся водой до получения плотности 1,14-1,18 г/см³. На выходе из глинузла раствор имел параметры, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Выходные параметры ингибирующего раствора

Параметры раствора	Значение
Плотность, ρ , г/см ³	1,14-1,18
Условная вязкость, T , с	34-35
Водоотдача, в см ³ за 30 мин.	2,5-4
Содержание ионов водорода, Ph	10-11
Содержание твердых частиц, P , %	1-3

В процессе бурения периодические замеры параметров раствора позволили выявить темпы ухудшения его качества. Последнее объясняется расходом реагентов на обработку вновь открываемой поверхности ствола скважины при ее углубке. Установлено, что плотность раствора несколько возрастает.

Однако при этом темпы роста многократно ниже, чем у естественных растворов. Как упоминалось, в естественные растворы переходит весь образующийся при бурении глинистый шлам, тогда как в ингибирующем растворе могут оставаться лишь плохо поддающиеся осаждению частицы неглинистой природы. Более быстрыми темпами возрастает условная вязкость, возможно, по причине некоторого остаточного вспенивания КССБ. Еще быстрее, чем вязкость, увеличивается водоотдача.

При достижении наиболее быстро ухудшающегося параметра до некоторого критического значения необходимо "освежить" раствор, т. е. вернуть его параметры в рамки допустимых значений. Этого можно добиться либо путем непрерывного добавления необходимых реагентов в циркуляционную систему в ходе углубки (что осуществляется при бурении на нефть и газ, но требует специального оборудования), либо путем замены части раствора на вновь приготовленный, с утилизацией удаленного раствора в качестве основы для новых замесов. Последнее для условий АО "Волковгеология" более приемлемо.

Разработанная рецептура ингибирующего раствора была испытана при бурении контрольной скважины, разрез которой примерно на 70 % был представлен глинистыми породами. Скважина имела глубину 650 м и бурилась пикобуром диаметром 161 мм. Ее верхние 400 м были пробурены с использованием ингибирующего раствора. После чего он был удален, и бурение было закончено естественным глинистым раствором. В качестве критерия устойчивости стенок скважины принята степень развития кавернообразования. Последняя характеризуется величиной увеличения полученного по результатам кавернометрии фактического диаметра скважины по отношению к диаметру долота, которым велось бурение.

Кавернометрия (табл. 3) по скважине проводилась дважды: после завершения интервала 0-440 м и после достижения скважиной проектной глубины. Средневзвешенное значение диаметра в интервале 0-440, где промывка велась ингибирующим раствором, составило 176 мм, т. е. оно на 15 мм (9,9 %) превышало диаметр долота. Это превышение диаметра оказалось в 3,9 раза меньше, чем при бурении в интервале 440-650 м, прой-

денном с применением естественного раствора. Если же учесть тот факт, что начальный 80-метровый интервал сложен нетипичными для области применения ингибирующих растворов песчано-гравийными породами, и исключив этот интервал (0-80 м), рассматривать только расположенные под ним глинистые породы, то преимущество над интервалом 440-560 м окажется уже семикратным.

Таблица 3

Фактические диаметры скважины по данным кавернометрии
(диаметр долота 161 мм)

Порода	Интервал глубин, м	Диаметр ствола, мм		Рост диаметра	
		в пределах	средне-взвешенный	мм	%
Песчано-гравелистые	0-80 (80)	180-220	205	44	27,3
Глинистые	80-440 (360)	160-180	170	9	5,6
Глинистые, мергели, пески	440-650 (210)	180-280	223	62	38,5

Свидетельством в пользу разработанного раствора является и тот факт, что, когда при глубине 275 м бурение было остановлено для срочного ремонта вращателя станка (с подъемом бурильной колонны на поверхность), то после 16 ч простаивания скважины спускаемый для возобновления бурения снаряд не встретил никаких препятствий. Это доказывает, что за время столь длительного простаивания обвалы стенок отсутствовали.

Выводы

1. Разработанная рецептура ингибирующего хлор калиевого бурового раствора обеспечивает устойчивость стенок скважин при бурении разрезов, включающих легкодиспергируемые глинистые породы.

2. Использование ингибирующего раствора требует существенного изменения и совершенствования существующей технологии бурения.

Литература

1 *Бассарыгин Ю.М.* и др. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: ООО "Недра-Бизнес-центр", 2002. - 310 с.

2 *Рязанов Я. А.* Справочник по буровым растворам. - М.: Недра, 1989. - 52 с.