РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В КОЛОНКОВОМ БУРЕНИИ

Ю. И. ГАЙДУКОВ, В. Е. ПРЯНИШНИКОВ, В. С. ТРЕПАЧЕВ, О. В. ЯСТРЕБОВ

gost.e-ecolog.ru

Ю. И. ГАЙДУКОВ, В. Е. ПРЯНИШНИКОВ, В. С. ТРЕПАЧЕВ, О. В. ЯСТРЕБОВ

РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В КОЛОНКОВОМ БУРЕНИИ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1970

УДК 622.245.002.4:622.233.623

Руководство по применению промывочных жидкостей в колонковом бурении. Ю. И. Гайдуков, В. Е. Прянишников, В. С. Трепачев, О. В. Ястребов. Изд-во «Недра», 1970 г., стр. 144.

В книге даются основные сведения по вопросам, связанным с организацией службы и использованием промывочных жидкостей при бурении скважин колонковым способом. Учтен накопленный за последние годы работы опыт предприятий Волго-Донского территориального геологического управления и других производственных и научно-исследовательских организаций по внедрению новых реагентов, способам приготовления промывочных жидкостей и контролю за их качеством в процессе бурения.

В книге таблиц 28, иллюстраций 16, библиография — 19 названий.

2-9-4
20-70

ПРЕДИСЛОВИЕ

Промывочная жидкость при бурении должна очищать забой скважины от буровой мелочи, создавать гидростатическое давление на стенки скважины, охлаждать долото, укреплять стенки скважины.

Промывочная жидкость должна иметь удельный вес, достаточный для оказания необходимого гидростатического давления на проходимые породы в скважине во избежание их обвала, и в то же время быть достаточно текучей, чтобы насосы могли ее прокачивать. Промывочная жидкость обладает также тиксотропностью, чтобы обломки разрушенной породы оставались во взвешенном состоянии в стволе скважины при остановках циркуляции, так как в противном случае шлам может осесть и вызвать прихват колонны бурильных труб. В то же время напряжение сдвига этой жидкости при перемешивании ее должно быть достаточно малым, чтобы частицы выбуренной породы могли осаждаться в отстойной системе, однако напряжение сдвига при этом не должно быть очень низким, так как частицы могут не подняться в замедленном восходящем потоке в расширенных участках ствола скважины, шлам при этом может накапливаться и вызвать прихваты.

При фильтрации воды из промывочной жидкости в пористые породы образуется корка, закрепляющая стенки скважин. Эта корка должна обладать невысокой проницаемостью во избежание образования слишком большой толщины ее, могущей оказаться препятствием для прохода инструмента. По геолого-техническим условиям разреза параметры раствора должны сохраняться, несмотря на высокие забойные температуры.

Неудивительно, что проблемы, встречаемые в технологии приготовления промывочных жидкостей, привлекают внимание как буровиков, так и химиков-коллоидников, физиков и инженеров-химиков, а в разработке практических вопросов, связанных с их применением, участвуют многие институты и лаборатории.

Авторы не имели своей целью целиком восполнить существующий пробел в части инструктивных материалов по технологии приготовления промывочных жидкостей, но считают, что руководство, составленное на основе современных знаний, позволит работникам на местах самостоятельно разрабатывать технологию промывки скважин применительно к конкретным геологическим условиям.

Настоящее руководство разработано на основе ранее действовавших временных инструкций и дополнительных указаний и разъяснений по приготовлению и применению промывочных жидкостей и на основе изучения и обобщения накопленного опыта работы как производственных предприятий так и научно-исследовательских организаций.

Условные обозначения и сокращения, принятые и использованные в тексте

1. Удельный вес	γ
2. Вязкость условная	T
3. Предельное статическое напряжение сдвига:	
через 1 *мин*	Q_1
через 10 *мин*	Q_{10}
4. Водоотдача, *см*^{3}	B
5. Содержание песка, %	П
6. Отмытый песок, %	ОП
7. Содержание нефти, *г/л*	Н
8. Содержание газовой фазы, %	Г
9. Концентрация водородных ионов	pH
10. Толщина корки, *мм*	K
11. Редуцирующие вещества	РВ
12. Карбоксиметилцеллюлоза	КМЦ
13. Сульфитспиртовая барда	ССБ
14. Конденсированная сульфитспиртовая барда	КССБ
15. Углещелочной реагент	УЩР
16. Сульфатцеллюлоза	СЦ.
17. Оксиэтилированный фенол	ОФ
18. Оксиэтиллированный алкилфенол	ОП
19. Гидролизованный полиакрилонитрил	гипан
20. Полифенол лесохимический	ПФХЛ
21. Лигносульфонаты железа и хрома	ЛХЛС
22. Поверхностно-активные вещества	ПАВ
23. Силикатно-гуматный реагент	СГР
24. Известково-шламовый раствор	ИШР
25. Эмульсионно-меловой раствор	ЭМР
26. Гексаметафосфат натрия	ГМФН
27. Триполифосфат натрия	ТПФН
28. Пирофосфат натрия	ПФН
29. Жидкое стекло	ЖС
30. Моносульфатный щелок	МСЩ
31. Окисленный лигнин	ОЛ
32. Нитрогуматный реагент	НГР
33. Нитрогуматные вещества	НГВ
34. Модифицированный крахмал	МК
35. Пенообразователи двух марок	ПО-1 ПО-К-18
36. Алкилсульфонаты	АС
37. Полимер	ОП-7
38. Полимер детергент советский	Д С
39. Сульфированный экстракт одубины	сулькор.
40. Еловый экстракт	Е Э
41. Феррохромлигносульфонат	ФХЛС
42. Нейтрализованный черный контакт	НЧК
43. Сульфонат	СН
44. Кремнийорганические полимеры	КОП ПМС-300″, ПМС-1000А, ПМС-2000, ПМС-4000 и ПМС-900
45. Сульфитно-солевой раствор	ССр

Примечание. Прочие условные обозначения и сокращения расшифровываются непосредственно в тексте.

ГЛАВА I

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЯХ

Распространенной промывочной жидкостью при вращательном бурении является глинистый раствор. Даже в тех случаях, когда промывочной жидкостью является просто техническая вода, последняя скоро превращается в естественный глинистый раствор за счет насыщения ее глинистыми частицами из глиносодержащих пород, встреченных при бурении. То же можно сказать и о так называемом «безглинистом» растворе (представляющем собой слабый водный раствор солей гуматов натрия и частично жидкого стекла), который можно считать безглинистым лишь в начале бурения. В дальнейшем безглинистый раствор за счет обогащения глиной разбуриваемых пород становится «комбинированным» раствором, имеющим в своем составе химикаты и глинистые частицы.

Глинистый раствор приобрел большое значение в технологии вращательного бурения благодаря своей способности глинизировать стенки скважин и удерживать во взвешенном состоянии выбуренные частицы пород в покоящейся жидкости, т. е. в период прекращения циркуляции.

Термин «глинистый раствор» в действительности не отражает физико-химической породы этой системы.

На самом деле глинистый раствор не является раствором, так как не обладает ни одним признаком однородности истинных растворов: 1) однородностью при микро- и макроскопическом исследовании; 2) неспособностью компонентов, составляющих растворов, отделяться друг от друга при обычной фильтрации; 3) стойкостью системы при хранении.

В то же время глинистый раствор не представляет собой простую механическую смесь глины с водой, так как процессы, происходящие при приготовлении глинистого раствора, гораздо сложнее, чем простое размешивание.

Глинистый раствор представляет собой дисперсную систему, состоящую как минимум из двух компонентов — глины и воды, физико-химические свойства которых зависят от многих факторов.

Далее, глинистые растворы, как дисперсные системы, состоят из коллоидно-дисперсной части и более грубой взвеси. Разница между коллоидно-дисперсными системами и взвесями обусловлена размером взвешенных в воде глинистых частиц. К коллоидным относятся частицы размером 0,1—1,0 *мк*. Процентное содержание таких частиц обусловливает буровые качества глинистых растворов. Чем больше таких частиц, тем стабильнее растворы. Объясняется это тем, что между глинистыми частицами и молекулами воды существуют силы сцепления, величина которых прямо пропорциональна величине взаимодействующих поверхностей. Подсчитано, что 1 *г* глинистых частиц диаметром меньше 0,01 *мк* имеет поверхность, близкую к 3 млн. $см^2$, в то время как 1 *г* песка с частицами от 2 до 0,2 *мм* — всего лишь 45 $см^2$.

Глинистые растворы высокого качества получаются из бентонитовых глин, главной особенностью которых является способность расслаивания на чрезвычайно тонкие чешуйки, характеризующиеся большой удельной поверхностью по сравнению с обычными глинами. Поверхностная энергия, от которой зависят силы сцепления между частицами глины и молекулами воды, изменяется также в зависимости от индивидуальных свойств как глины, так и воды. Различают гидрофильные и гидрофобные коллоидные системы. Гидрофобные коллоиды осаждаются при действии минимальных концентраций электролитов, и у них только электрический заряд является мерой устойчивости. В случае же гидрофильных коллоидов факторами, определяющими устойчивость, являются заряды и гидратация, причем эти коллоиды осаждаются под действием только больших количеств электролитов.

Примером глинистых растворов, представляющих собой гидрофильные коллоидно-дисперсные системы, являются глинистые растворы, приготовленные из бентонита.

Вот почему рекомендуется иметь в запасе бентонит или глины типа бентонита. Добавка бентонита в количестве 3% к остальному количеству глины в растворе увеличивает общую поверхность глинистых частиц в сотни раз, и, благодаря этому, глинистый раствор приближается по своим свойствам к коллоидным системам. Глинистые растворы ряда глин не обладают свойствами бентонитовых и поэтому рекомендованы быть не могут, а если к применению их в силу необходимости приходится прибегать, то это бывает связано с искусственным доведением необходимых качественных показателей с помощью химических реагентов и химикатов.

НАЗНАЧЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Назначение промывочных жидкостей при бурении скважин состоит в следующем.

1. Очищать забой скважин от шлама выбуренной породы и выносить его на поверхность.

2. Удерживать выбуренные частицы пород во взвешенном состоянии при внезапном прекращении циркуляции промывочной

жидкости для предупреждения прихвата инструмента осевшим шламом.

3. Укреплять стенки скважин с помощью тонкой водонепроницаемой корки и с ее помощью предотвращать значительное смачивание и размокание проходимых пород для сохранения их прочности и во избежание прилипания инструмента к глинисто-карбонатным породам, способствующим его прихватам.

4. Предохранять керн рыхлых пород от размокания и разрушения.

5. Обеспечить устойчивость стенок скважин за счет гидростатического противодавления.

6. Предотвращать газонефтеводопроявления, поглощения и другие осложнения, возникающие при бурении скважин.

7. Охлаждать рабочую поверхность бурового инструмента при бурении скважин.

8. Содействовать в разрушении горных пород гидродинамическим воздействием на забой при применении гидромониторных буровых наконечников.

ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Характер применяемой промывочной жидкости зависит от геологических условий бурения. Геологические условия по различию предъявляемых к промывочной жидкости требований можно классифицировать следующим образом:

а) плотные породы с незначительной трещиноватостью, при незначительном поглощении промывочной жидкости во время бурения (нормальные условия);

б) гигроскопические разности пород (разбухающие, пучащиеся сланцы), подверженных обвалам;

в) различные породы, при наличии в разрезе скважин водогазонефтепроявлений;

г) трещиноватые породы, обладающие значительной водопоглощающей способностью;

д) соляные купола или толщи пород, сильно минерализованных растворимыми солями.

Изучение этих геологических условий бурения скважин является первейшей обязанностью технолога по бурению, который на основе результатов этого изучения должен со знанием дела разработать технологию промывки, способную обеспечить безаварийное бурение с максимальной скоростью при высоком качестве опробования полезного ископаемого.

В зависимости от геологических условий бурения в качестве промывочной жидкости применяют: 1) техническую воду или естественный глинистый раствор, образующийся от взаимодействия воды с глинистыми частицами выбуренных пород; 2) глинистый раствор; 3) безглинистый раствор; 4) комбинированный раствор; 5) аэрированный раствор; 6) насыщенные растворы солей (рассолы).

ГЛАВА II

ПАРАМЕТРЫ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ, ИХ ЗНАЧЕНИЕ И СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

УДЕЛЬНЫЙ ВЕС

Удельный вес промывочных жидкостей зависит от концентрации глины и других компонентов раствора.

Удельный вес раствора определяет величину гидростатического давления его на забой и на стенки скважины. Противодавление раствора при бурении скважины создает устойчивость ее стенок, что имеет особо важное значение при бурении в рыхлых, слабо сцементированных породах, таких, как песок, гравий, а также при бурении в твердых породах, разрушенных большой трещиноватостью. В подобных случаях чем больше удельный вес, тем устойчивее будут стенки скважины. При некоторых условиях для повышения удельного веса раствора применяют утяжелители, так как только одним увеличением концентрации глины в растворе нельзя поднять удельный вес более 1,25—1,30 *Г/см*^{3}. При большей концентрации глины в растворе насосы не смогут его прокачивать из-за большой вязкости.

Бывают в практике и противоположные требования к удельному весу раствора, когда требуется раствор возможно меньшего удельного веса, чтобы вызвать циркуляцию промывочной жидкости при поглощении или для того, чтобы не давать агрессивному, в отношении пройденных пород, раствору (например, обогащенному сильными щелочными реагентами) проникать в стенки скважины на большое расстояние. Наконец, бывают и такие случаи, когда по своему удельному весу не только глинистый раствор, но даже и вода не отвечают геологическим условиям, в которых происходит бурение, и тогда применяют промывочные жидкости с удельным весом ниже 1 *Г/см*^{3} (аэрированные растворы).

Удельный вес глинистого раствора во всех случаях имеет важное значение, и выбор величины его должен быть всегда обоснован требованиями, вытекающими из данных геолого-технических условий.

При определении нормы расхода глины и воды на 1 $м^3$ раствора рекомендуется пользоваться данными, приведенными в табл. 1.

Таблица 1

Наименование вещества	Потребное количество вещества при концентрации раствора, % вес						
	10	15	20	25	30	35	40
	и удельном весе, $Г/см^3$						
	1,06	1,10	1,14	1,17	1,20	1,24	1,29
Глина в воздушно-сухом состоянии, *кг*	106	162	222	270	319	382	460
Вода, *л*	954	938	918	900	881	858	830
Глина с влажностью 20%, *кг*	125	184	250	306	362	433	521
Вода, *л*	940	916	890	864	838	807	769

Примечание. На практике вместо взвешивания глины пользуются мерой — 10-литровым ведром, которое вмещает 15—16 *кг* глины при удельном весе 2,7 $Г/см^3$.

Лабораторные испытания глин, предназначенных для изготовления глинистых растворов, производятся на средних пробах, отражающих среднее качество сырья данного месторождения или партии привозной глины.

Пробы глинистого раствора необходимо приготовлять в специальной глиномешалке (объемом 1—2 *л*) или методом растирания в ступе. Глину взвешивают на технических весах и заливают заранее отмеренным количеством воды, необходимым для приведения глины в пастообразное состояние. Через 30 *мин* добавляют оставшуюся часть отмеренной воды (см. табл. 1) при постоянном размешивании.

Глинистый раствор, полученный таким способом, переносят в стеклянную банку. Все технические показатели глины определяют на образцах этого раствора, который перед каждым испытанием тщательно перемешивают.

Для определения удельного веса глинистого раствора служит ареометр АГ-2 (рис. 1). Испытуемый раствор наливают в стакан, соединяют стакан с поплавком. Избыток раствора при этом выдавливается из стакана, и тем самым механически отмеряется необходимый объем испытуемого раствора. Смыв с поверхности стакана остатки выдавленного раствора, осторожно опускают прибор, держа его вертикально, в ведро с чистой пресной водой и производят отсчет удельного веса по левой шкале. По окончании заме-

ра ареометр разбирают и промывают. Точность показания этого прибора составляет 0,02.

Показания ареометра необходимо периодически контролировать. Для этого в сосуд ареометра наливают чистую воду, и если при погружении в ведро уровень воды совпадает с делением 1,0 на шкале, то показания ареометра правильны; в противном случае ареометр нужно исправить или вводить поправку в показания.

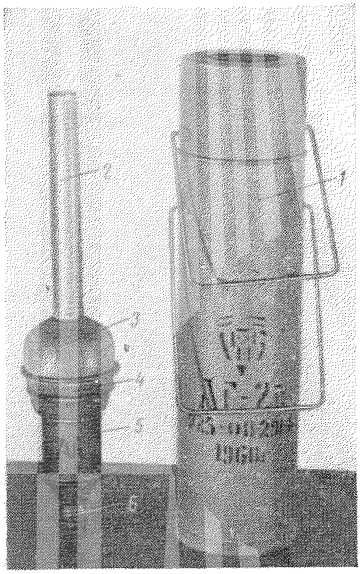


Рис. 1. Ареометр АГ-2 в сборе.
1—ведро-футляр; *2*—шкала; *3*—поплавок; *4*—корпус поплавка; *5*—мерный стакан; *6*—груз.

ВЯЗКОСТЬ

Величина вязкости определяет подвижность раствора, способность раствора проникать в трещины и поры горных пород, т. е. его способность поглощаться проходимыми горными породами. Кроме того, вязкость определяет величину гидравлических сопротивлений при прокачивании раствора через бурильные трубы и отверстия в буровых наконечниках. Вязкость зависит от концентрации раствора и характера взаимодействия в нем глинистых частиц.

Требования к величине вязкости с точки зрения нормального ведения бурового процесса разноречивы. С одной стороны, желательно пользоваться вязким раствором для предотвращения его поглощения в трещинах и порах горных пород, но, с другой стороны, для освобождения глинистого раствора от загрязняющих его примесей при движении через отстойники и для увеличения скорости углубления скважин желательно иметь небольшую вязкость, так как в противном случае примеси выбуренной породы из раствора не выпадают, вызывая чрезмерное увеличение вязкости и потерю подвижности раствора. Необходимость применения более вязких растворов обусловила применение механической очистки вязких растворов. Для сохранения вязкости на заданном уровне разработаны химические методы обработки растворов.

Определение вязкости глинистых растворов производится вискозиметром СПВ-5 *мм* (рис. 2) следующим образом: промыв водой мерную кружку и воронку стандартного прибора — вискозиметра, вкладывают в последнюю стандартное сито (18 отверстий на 2,5

линейных *см*) и, зажав пальцем нижнее отверстие воронки, наливают в нее 700 *мл* испытуемого раствора. Ставят под воронку мерную кружку, затем отнимают палец от воронки и одновременно пускают секундомер. Когда секция мерной кружки объемом 500 *мл* наполнится до края, секундомер останавливают и записывают время ее наполнения в секундах. Эту операцию повторяют 2—3 раза. Время истечения 500 *мл* раствора характеризует показатель условной вязкости в секундах. После измерения воронка, сетка и кружка должны быть тщательно промыты водой (в особенности внутренняя поверхность нижней части воронки).

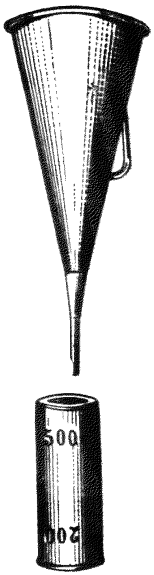


Рис. 2. Вискозиметр СПВ-5 с кружкой.

Периодически следует проверять точность вискозиметра путем определения времени истечения из него 500 *мл* воды водного числа. Водное число должно быть не менее 24,5 *сек* и не более 15,5 *сек*.

Для нормальных глинистых растворов время истечения 500 *мл* раствора из стандартного полевого вискозиметра (СПВ-5) принято в пределах не более 20—25 *сек*.

СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА (СНС)

Это свойство растворов называют предельным напряжением сдвига, при котором находящаяся в растворе твердая частица по удельному весу тяжелее раствора, преодолев сопротивление сдвига, начинает двигаться, опускаясь на дно сосуда.

Этот показатель раствора особо важен при промывке скважин утяжеленными глинистыми растворами, так как он определяет способность раствора удерживать в себе во взвешенном состоянии утяжелитель (барит, гематит и т. д.).

Зная СНС, можно определить размер обломков породы, удерживаемых в растворе в неподвижном взвешенном состоянии. Этот размер определяется по формуле

$$d = \frac{0{,}006 \cdot mQ}{\gamma_2 - \gamma_1},$$

где d — диаметр обломка в *см*; m — коэффициент, зависящий от формы обломка (для обломка неправильной формы он равен 2); Q — статическое напряжение сдвига в *мГ/см*^{2}; γ_2 — удельный вес породы в *Г/см*^{3}; γ_1 — удельный вес глинистого раствора в *Г/см*^{3}.

Согласно формуле размер частиц или обломков тем больше, чем выше СНС.

Величина СНС определяется прибором СНС-2 (рис. 3).

Прибор состоит из пробки *1*, стойки *2*, указателя *3*, трубки *4*, подвесного цилиндра *5*, вращающегося цилиндра *6*, шкива *7*, уста-

новочного винта *8*, плиты *9*, шкива *10*, электромотора *11*, шкалы *12*, нити *13*.

На стойке прибора, на стальной упругой нити, подвешен цилиндр, снабженный лимбом со шкалой. Соосно с цилиндром расположен вращающийся цилиндр. Вращение сообщается при помощи бесконечной спиральной пружины от электромотора. Скорость вращения цилиндра составляет 0,2 *об/мин*.

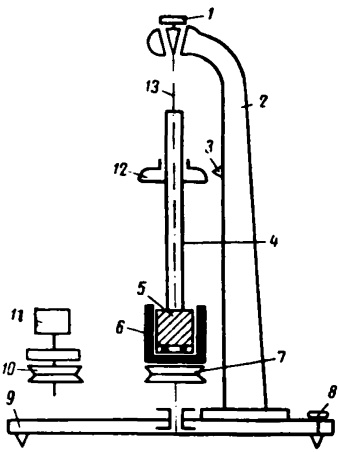


Рис. 3. Схема прибора СНС-2.

Глинистый раствор заливают в пространство между подвесным и вращающимся цилиндрами так, чтобы уровень его был на одной высоте с верхней плоскостью подвесного цилиндра. После тщательного перемешивания раствор оставляют в покое на 1 *мин* (10 *мин*). Затем, выключив электродвигатель, определяют по лимбу максимальный угол закручивания нити, при этом начальный отсчет необходимо взять по лимбу перед заполнением вращающегося цилиндра раствором.

Зная в результате предварительной калибровки прибора коэффициент, выражающий величину статистического напряжения сдвига в *мГ/см*^{2} при закручивании проволок на 1°, вычисляют статическое напряжение сдвига путем умножения велиичны угла закручивания, выраженного в градусах, на коэффициент, согласно табличке в паспорте прибора «СНС».

ТИКСОТРОПИЯ

Тиксотропия — это свойство раствора, которое характеризует способность его разжижаться при движении или встряхивании и застудневать в спокойном состоянии.

О тиксотропных свойствах раствора судят по разности показателей вязкости и СНС раствора в спокойном состоянии и при движении раствора. Чем больше эта разница, тем выше тиксотропные свойства раствора, и наоборот.

Высокая тиксотропия глинистого раствора — признак наличия в нем большого количества коллоидных частиц. Высокими тиксотропными свойствами отличаются растворы, приготовленные из бентонитовых глин. Поэтому для придания тиксотропных свойств глинистому раствору, приготовленному из местных глин, бывает иногда достаточно добавить в него лишь небольшое количество бентонитовой глины.

ПРИМЕСЬ ПЕСКА

Примесь песка, точно измеренная в процентах, указывает на степень загрязнения раствора грубодисперсными частицами, поступившими вместе с глиной, а также в результате разрушения горных пород в процессе бурения. Определение содержания песка в глинистом растворе производится при помощи отстойника ОМ-2 (рис. 4). Для определения количества песка с диаметром частиц более 0,05 *мм* в прибор наливают 50 *мл* глинистого раствора и 450 *мл* воды, закрывают его пробкой и интенсивно взбалтывают. После этого отстойник устанавливают в вертикальном положении и одновременно пускают в ход секундомер. Песок и другие грубодисперсные частицы оседают в нижней части отстойника. Объем осадка в миллиметрах отсчитывают по шкале на отстойнике через 3 *мин* после пуска секундомера. Чтобы выразить его в процентах, следует умножить отсчет на шкале на два.

Пример. Граница осадка по шкале равна 1,5 *мл,* умножая эту величину на два, получают количество песка крупностью более 0,05 *мм* — 3%.

Если содержание песка оказывается выше нормы (т. е. более 4%), необходимо убедиться, что в осадок не попали крупные комочки глины. Для этого весь осадок из отстойника нужно растереть в фарфоровой чашке резиновым пестиком или пальцем. После этого растертый осадок нужно перенести обратно в отстойник, залить водой до 500 *мл* и вновь определить содержание песка.

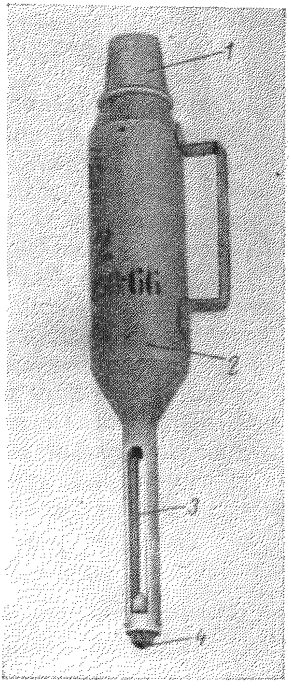


Рис. 4. Отстойник ОМ-2.

1—крышка емкостью 50 *см*³;
2—корпус емкостью 500 *см*³;
3—пробирка градуированная;
4—винт крепления пробирки.

ВОДООТДАЧА

Показатель водоотдачи указывает на способность раствора отдавать воду пористым и влагоемким породам. Величина этого показателя должна быть не более 50 *мл* за 30 *мин* из расчета фильтрующей площади 100 *см*². Чем меньше водоотдача, тем качественнее раствор, и наоборот. Промывочный раствор с малой водоотдачей особенно необходим при проходке толщ, состоящих из пылеватых, весьма гигроскопических глин, песков и других пористых и сыпучих пород.

Одни из этих пород, впитывая в себя воду из раствора, разбухают (пучащиеся глины), становятся липкими, прилипают к бурильным трубам, обматываются клейкими лентами и способствуют прихватам снаряда. Другие породы, обладающие большой пористостью (пески), являются как бы фильтром для глинистого раствора. Отфильтровывая из него воду, эти породы покрываются толстой глинистой коркой. Ствол скважины в этих интервалах сужается, мешает проходу снаряда и служит зачастую причиной аварий из-за прихвата снаряда. При проходке малопористых и невлагоемких пород показатель водоотдачи существенного значения не имеет.

Определение водоотдачи глинистых растворов по упрощенному методу Максимовича позволяет непосредственно в поле ориентировочно оценивать качество глинистого раствора по показателю водоотдачи. Определение производят следующим способом. На стекло или металлическую пластинку, установленную горизонтально, накладывают листок плотной фильтровальной бумаги размером 12×12 *см*. На бумаге, в центральной ее части, заранее прочерчивают мягким карандашом круг диаметром 29—30 *мм*. Площадь этого круга осторожно заливают глинистым раствором, засекая время; по истечении 30 *мин* миллиметровой линейкой в двух местах измеряют поперечник увлажненного кольца. Полученная средняя величина (в миллиметрах) будет примерно соответствовать водоотдаче глинистого раствора.

Примерная оценка глинистых растворов по этому упрощенному методу может быть произведена по табл. 2.

Таблица 2

Ширина увлажненного кольца, *мм*	Оценка водоотдачи
30—26	Предельно допустимая
25—16	Нормальная
15—5	Уменьшенная
Менее 5	Минимальная

Обычно определение показателей водоотдачи производится так называемым методом под давлением.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОДООТДАЧИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Промышленностью выпускается прибор ВМ-6, на котором можно производить определение водоотдачи (рис. 5).

Прибор ВМ-6 состоит из трех узлов: плиты с кронштейном *13*, напорного цилиндра *4* и фильтрационного стакана *6*. Горловина с наружной резьбой М 36×3 и отверстием. Нижний конец стакана имеет расточку диаметром 53 *мм*, выточку под решетку фильтра и наружную резьбу М 64×3 под поддон *8*, которым крепится решет-

ка 7. В нижней части поддона имеется резьба М 14×2, в которую ввернут винт *11* с перекидной ручкой, заканчивающийся шаровой поверхностью. В поддон вложен клапан *9* с резиновой прокладкой. Он прижимается к решетке винтом *11* и, таким образом, закрывает ее отверстия. Во время определения водоотдачи глинистый раствор наливается в стакан при решетке с закрытым клапаном и уже наложенной на нее фильтровальной бумагой. Узел напорного цилиндра состоит из металлического цилиндра *4*, плунжера *1* и груза шкалы *3*. Шкала нанесена на пластинку из прозрачной пластмассы, прикрепленную к грузу. Сквозь прорезь видна отсчетная риска на верхнем конце втулки цилиндра.

Для установки прибора на нуль и для спуска масла из цилиндра после определения водоотдачи в нижней части цилиндра сделано отверстие, перекрытое иглой *5;* через это отверстие масло сливается в чашку. Нижний конец цилиндра *4* имеет внутреннюю резьбу М 36×4 для соединения с фильтрационным стаканом, вставляемым в отверстие кронштейна. Кронштейн *13* укреплен на плите прямоугольной формы.

Подготовка прибора к действию производится следующим образом: прибор устанавливают на столе, вынимают плунжер из цилиндра, отвертывают цилиндр и проверяют, закрыта ли игла. После этого фильтрационный стакан разбирают, вынимают решетку и насухо вытирают клапан. На решетку накладывают смоченный лист фильтровальной бумаги (можно два листа), заранее вырезанной по наружному диаметру решетки (75 *мм*), и решетку вкладывают в выточку стакана (бумагой внутрь), чтобы в паз на решетку вошел штифт, имеющийся в выточке стакана. Затем на решетку накладывают клапан и поддон привинчивают к стакану. При этом винт, крепящий клапан, должен быть вывенчен. Собранный стакан вставляют в кронштейн и прочно

быть вывинчен. Собранный стакан вставляют в кронштейн и прочно

Испытание глинистого раствора на водоотдачу производят следующим образом: в стакан наливают глинистый раствор и навинчивают на него цилиндр, предварительно проверив исправность

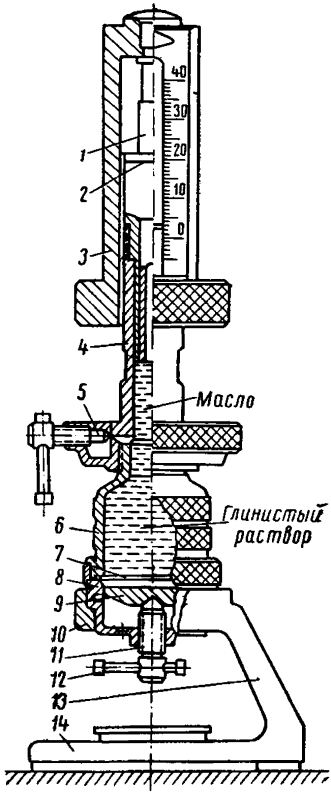


Рис. 5. Прибор ВМ-6 в сборе.

1—плунжер; *2*—риска; *3*—груз-шкала; *4*—цилиндр; *5*—игла; *6*—фильтрационный стакан; *7*—решетка; *8*—поддон; *9*—клапан; *10*—кольцо кронштейна; *11*—винт; *12*—перекидная ручка; *13*—кронштейн; *14*—резиновые ножки кронштейна.

прокладки. Заливают в цилиндр машинное или трансформаторное масло, не доливая его до верхнего края втулки цилиндра на 1 *см*. В цилиндр вставляют плунжер, приоткрывают спускную иглу и, вращая рукой плунжер, с грузом подводят к риске, нанесенной на верхнем крае втулки цилиндра, с нулевым делением шкалы (при этом не должно быть утечки масла).

Не всегда удается совместить нулевое деление с риской. В этом случае записывают показание на шкале против риски, принимая его за нуль, и из полученного показания водоотдачи вычитают число, принятое за нуль; например, нулевой показатель 1,5, показатель водоотдачи за 30 *мин* — 23 *мл*; следовательно, истинная водоотдача будет 23—1,5=21,5 *мл*.

В процессе испытания необходимо периодически вращать плунжер рукой за накатку на грузе. Через 30 *мин* испытание прекращают и по цифрам, нанесенным вдоль правой вертикальной стороны против соответствующих горизонтальных линий, отсчитывают величину водоотдачи в миллиметрах.

После взятия отсчета открывают спускную иглу, удаляют масло из цилиндра и опускают плунжер с грузом. Затем при открытой игле вынимают плунжер из цилиндра и, если его конец запачкан раствором, обмывают его. Цилиндр со стакана отвинчивают и масло из чашки цилиндра сливают в емкость. После этого промывают фильтрационный стакан через горловину слабой струей воды, в результате чего масло всплывает и вытекает из стакана вместе с раствором. Стакан разбирают, причем решетку с глинистой коркой вынимают и измеряют толщину последней. По окон-

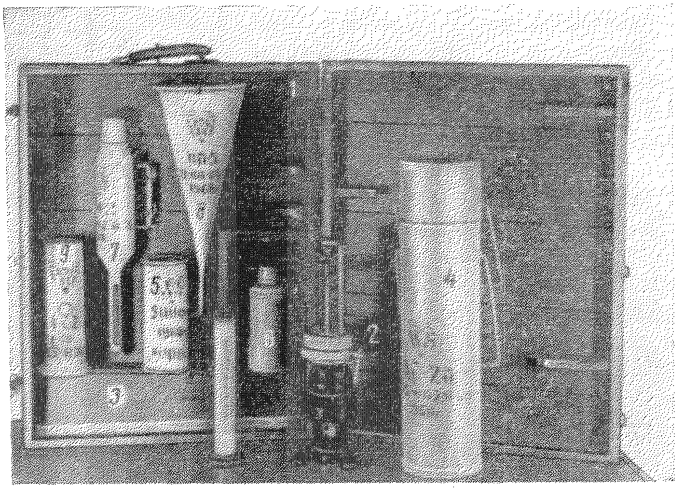


Рис. 6. Лаборатория ЛГР-3 в сборе.

1—тумбочка; *2*—прибор ВМ-6; *3*—ящик; *4*—ведро-футляр с ареометром АГ-2; *5*—кружка к вискозиметру; *6*—бачок для масла; *7*—отстойник ОМ-2; *8*—вискозиметр СПВ-5; *9*—цилиндр ЦС-2.

чании испытания все детали прибора тщательно промывают, протирают и собирают прибор.

Прибор ВМ-6 входит в состав оборудования переносной буровой лаборатории ЛГР-3 (рис. 6). К каждому прибору прилагается инструкция по правилам его применения.

ТОЛЩИНА КОРКИ

Толщина корки на фильтровальной бумаге, получаемой в результате определения водоотдачи, характеризует степень водоотдачи глинистого раствора и показывает, какая корка может образоваться на стенках скважины при промывке ее таким раствором. Большая толщина корки сужает просвет ствола скважины и может представлять серьезное препятствие при спуске и подъеме снаряда и привести к затяжке его и даже к прихвату. Толщина корки поэтому не должна превышать 3 *мм*, в противном случае раствор считается непригодным к использованию, в особенности если в разрезе скважин имеются пористые породы. Толщина корки до 3 *мм* обеспечит свободный спуск и подъем снаряда, а также нормальную циркуляцию раствора в скважине.

Перед определением толщины корки ее осторожно обмывают тонкой струйкой воды. Замер толщины корки определяют погружением в корку миллиметровой линейки. Для производства замера корка осторожно укладывается на ровную стеклянную или металлическую плоскость.

Если есть в наличии игла «Вика», то замер толщины корки можно произвести этим прибором с большей точностью.

КОЛЛОИДНОСТЬ, СТАБИЛЬНОСТЬ, ОТСТОЙ ВОДЫ

Показателем коллоидности является отстой прозрачного слоя воды на поверхности глинистого раствора в сосуде в течение суток. Этот слой не должен превышать 4% общего объема раствора. Если в отстойниках на буровой вышке за время нескольких часов перерыва сверху отстаивается значительный слой воды, то без дальнейших исследований можно сказать, что на буровой работают непригодным раствором. В начале внедрения глинистого раствора, когда еще не было научно разработанных пособий по применению глинистых растворов, по отстою судили о пригодности раствора для бурения. Глины, которые в растворе не давали никакого отстоя прозрачной воды, стали применять в качестве улучшающей добавки к менее коллоидным растворам. Это способствовало уменьшению отстоя воды и вместе с этим улучшению всех других параметров раствора, приготовленного из местных глин.

Стабильность глинистого раствора определяют для того, чтобы знать его способность удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы.

Показатель стабильности измеряют разностью между удельным весом нижнего и верхнего слоев раствора после его отстоя в течение суток. Для нормального раствора она не должна быть более 0,02. Малая стабильность раствора способствует прихвату бурового инструмента. Нормальная стабильность глинистого раствора способствует удержанию во взвешенном состоянии шлама и утяжелительного порошка.

Отстой воды определяется в градуированном цилиндре емкостью 100 *мл*.

Глинистый раствор после размешивания заливают в цилиндр до метки «100», закрывают пробкой или стеклышком и оставляют в покое в течение 24 *ч*. Высоту осадка (в миллиметрах), образовавшегося в цилиндре за 24 *ч*, принимают за процент коллоидности. Количество остоявшейся прозрачной жидкости над отстоем называется величиной отстоя.

Определение стабильности глинистого раствора по разности удельных весов производится в приборе ЦС-1 (см. рис. 6, позиция 9), представляющем собой металлический цилиндр емкостью 500 *мл*, или ЦС-2 емкостью 800 *мл* с двумя сливными отверстиями: одно из них расположено в середине цилиндра, второе — на его дне.

Перед наполнением цилиндра глинистым раствором оба отверстия закрываются пробками. После заливки цилиндра его устанавливают на подставку и оставляют на 1 сутки в спокойном месте (где нет вибраций). По истечении этого срока раствор сливают из верхнего, а затем из нижнего отверстия. В обоих случаях жидкость сливают в стакан ареометра (АГ-2) или в пикнометр. Величина стабильности определяется по разности удельных весов нижнего и верхнего слоев глинистого раствора.

КОНЦЕНТРАЦИЯ ВОДОРОДНЫХ ИОНОВ

Одной из наиболее тонких и высокочувствительных характеристик, служащих для оценки качества глинистых растворов в процессе бурения, является концентрация водородных ионов в них.

Концентрацию водородных ионов выражают отрицательным десятичным логарифмом (pH) величины концентрации, который характеризует величину щелочности или кислотности раствора.

Для щелочных растворов $pH>7$, для кислотных $pH<7$. Для нейтральной среды (чистой воды) $pH=7$.

В глинистых растворах тиксотропные свойства наиболее ярко проявляются при значении pH, равном 8—10. Наибольшая стабильность глинистых растворов отмечается при величине $pH=10{,}5\div11{,}5$. Приведение раствора к такой величине pH может иметь большое значение при бурении с утяжеленными растворами.

Для определения концентрации водородных ионов существуют два метода: колориметрический и потенциометрический. Сущность колориметрического метода заключается в изменении цвета индикаторной бумаги в зависимости от pH среды. Для быстрого контроля качества глинистых растворов можно применить индикаторную бумагу. Индикаторная бумага представляет собой фильтровальную бумагу, нарезанную полосками, пропитанную индикатором. Она выпускается в виде лент, полосок, книжек и т. п.

При помощи набора эталонных цветов, в которые окрашены полоски в книжке индикаторной бумаги, можно определить величину pH непосредственно на буровой. Для этой цели в стакан на $^1/_3$ его высоты наливают глинистый раствор, в который на 15 *мм* погружают полоску индикаторной бумаги. Верхний конец полоски подвешивают за проволочку. Концы проволочки можно положить на края стакана. Через 5 *мин* после погружения в глинистый раствор полоску извлекают. Если бумажка возле места погружения в глинистый раствор окрашивается в зеленый цвет, это указывает на щелочность глинистого раствора (pH выше 7,0).

Сравнение с эталонным набором цветов может дать приближенно величину pH. В лабораторных условиях pH должно определяться потенциометрическим способом при помощи иономера ИМ-2М (рис. 7—8).

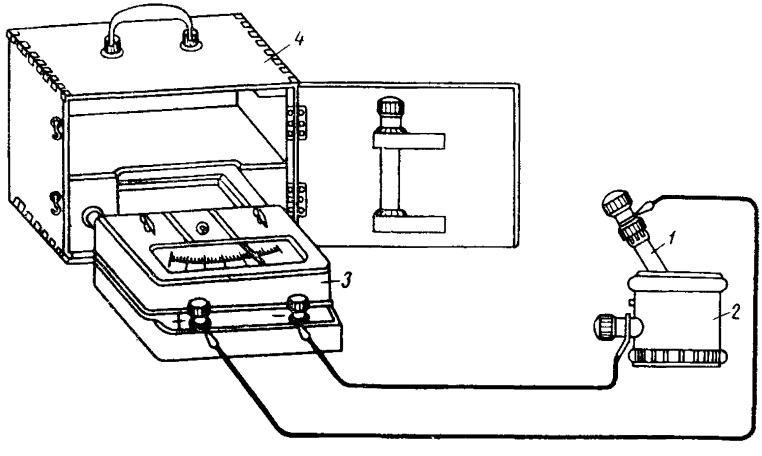


Рис. 7—8. Схема соединения иономера ИМ-2М.

1—хромосеребряный полуэлемент; *2*—сурьмяный электрод — чашка для испытуемой жидкости; *3*—измеритель магнитно-электрической системы; 4—ящик для хранения прибора.

ГЛАВА III

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

Глинистые растворы применяются при бурении скважин как в неосложненных, так и в осложненных условиях — при наличии поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и т. п. По этому признаку можно подразделить глинистые растворы на: глинистые растворы для нормальных условий и специальные глинистые растворы, применяемые для бурения скважин в осложненных условиях.

Глинистые растворы для нормальных условий бурения должны иметь нижеследующие параметры:

1) удельный вес γ — в зависимости от качества применяемой глины (в пределах 1,10—1,20); 2) вязкость по СПВ-5 — 20—22 *сек*; 3) песок П — не более 4%; 4) водоотдача В не свыше 25 $см^3$ за 30 *мин*; 5) толщина корки К — не свыше 3 *мм*; 6) суточный отстой воды О — не свыше 4%; 7) статическое напряжение сдвига C — не менее 10 $мГ/см^2$ через 1 *мин*.

При наклонном бурении или резком искривлении ствола скважины в твердых породах водоотдача должна быть снижена до 10 $см^3$ за 30 *мин*.

Такой глинистый раствор применим при забурке скважин по наносам, при бурении песчано-глинистых толщ, поддающихся значительному размыву при бурении технической водой, по песчаникам и известнякам, дающим много шлама, независимо от глубины бурения.

При забуривании скважины, т. е. на небольших глубинах, при форсированном бурении под кондуктор возможно применение глинистых растворов несколько пониженного качества.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

При проходке скважин часто бывают серьезные осложнения, зависящие от геологических условий.

Наиболее частыми из них являются: обвалы и осыпи стенок скважины, водопроявления, поглощения промывочной жидкости. Профилактическая борьба с этими осложнениями заключается в применении специальных растворов.

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИЕ ОБВАЛЫ И ВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Обвалы стенок скважин наблюдаются при проходке слабоустойчивых пород, таких, как несцементированный песок, сланцеватая глина, различные перемятые породы в зонах нарушения, брекчированные породы и т. д. Основной причиной обвалов является вода, отфильтровавшаяся из глинистого раствора в вышеперечисленные породы и размочившая их, нарушив этим внутреннюю связь между частицами или кусочками, слагающими эти породы.

Признаками обвала пород являются: неожиданное повышение давления на манометре промывочного насоса при циркуляции раствора, затяжка инструмента при подъеме и затрудненное его вращение; вынос в желоба из скважины и в шламовой трубе обломков породы; инструмент при спуске не доходит до забоя. Следует всегда помнить, что при разбуривании завалов в мягких породах можно легко искривить скважину, забурив новый ствол.

В случае обнаружения признаков начинающихся осложнений следует сразу же переходить на использование специального утяжеленного раствора соответствующей вязкости и водоотдачи, чтобы не допустить образования каверн. После того как каверны образовались, их трудно закрепить раствором, и дальнейшие обвалы стенок скважин могут быть приостановлены только цементацией или посадкой колонны труб. Обвалившаяся порода, попадая в промывочный раствор, часто способствует его загустеванию. Если в этих условиях разбавить раствор, то это только усугубит создавшиеся трудности. Наличие недостаточно связанной воды будет способствовать усиленному смачиванию стенок скважины, отчего явления обвалов будут проявляться с еще большей силой. Поэтому самым верным средством для предотвращения обвалов является раствор с минимальной водоотдачей, т. е. такой раствор, который не смачивает, а лишь создает на стенках скважины тонкую плотную глинистую корку.

При малой водоотдаче на стенках скважины всегда отлагается тонкая глинистая корка с малой проницаемостью, ограничивающая проникновение воды фильтрата в неустойчивые породы и укрепляющая их.

Важным качеством раствора в этих условиях является повышенный удельный вес — от 1,3 до 1,9 $Г/см^3$ и более. Повышенное гидростатическое давление сможет уравновесить давление пород и удержать их от обвалов.

Важное значение для раствора имеют также повышенные значения вязкости, статического напряжения сдвига (СНС) и стабильности. При повышенных значениях этих параметров увеличи-

вается способность раствора к выносу кусочков выбуренной породы на поверхность, а в случае внезапного прекращения циркуляции эти кусочки длительное время будут удерживаться в растворе во взвешенном состоянии, что позволит предохранить буровой инструмент от прихвата в скважине. Однако повышать вязкость, статическое напряжение сдвига раствора свыше 60 *сек* и 70 *мГ/см*^{2} не рекомендуется, так как дальнейшее повышение этих параметров будет способствовать образованию сальников. Последние могут послужить причиной микроприхватов бурового инструмента, вследствие чего глинистая корка и стенки скважины могут быть нарушены, что приведет к возобновлению обвалов.

Обвалы стенок скважины по тем отрицательным последствиям, которое они оказывают на весь ход бурения скважин, считаются наиболее тяжелыми осложнениями при бурении. Поэтому, в процессе бурения в этих условиях нужно сохранять постоянство заданных параметров глинистого раствора, не допуская значительных отклонений. В особенности важно поддерживать на заданном уровне водоотдачу, удельный вес, вязкость и СНС.

На скважине должны быть всегда в наличии реагенты для добавления в раствор в случае необходимости. При подъеме инструмента в скважину следует обязательно доливать глинистый раствор; скважина всегда должна быть заполнена им.

В последние годы широкое распространение для борьбы с осыпями и обвалами получили высококальциевые (известковые) растворы. При бурении скважин в неустойчивых обваливающихся породах — в майкопских листоватых и пластинчатых фораминиферовых глинах, аргиллитах и сланцах, в соленосно-гипсоангидритовых толщах, при встрече высокоминерализованных пластовых вод глинистый раствор коагулирует, вязкость и водоотдача возрастают, диспергация глинистых пород усиливается. Глинистые породы со стенок скважин осыпаются и переходят в раствор, еще больше увеличивая его вязкость. От беспрерывных обработок УЩР глинистый раствор теряет восприимчивость к нему. Дальнейшая обработка УЩР вследствие перенасыщения натрием перестает действовать, вязкость раствора продолжает увеличиваться. Все это ведет к образованию в скважинах сальников, обвалов и других осложнений.

Для защиты глинистого раствора от коагуляции при обогащении солями пород и пластовых вод, увеличения его глиноемкости, замедления диспергации глинистых пород, попадающих в раствор со стенок скважин, раствор насыщают ионами кальция в количестве свыше 0,02—0,03% (в фильтрате) при одновременном повышении щелочности до pH=11,5 и более. Насыщение глинистого раствора ионами кальция достигается обработкой глинистого раствора известью, гипсом, цементом, хлористым кальцием или за счет естественного обогащения этими материалами в процессе бурения, если стенки скважин составлены из содержащих кальций пород.

Содержание кальция (Ca^{2+}) в фильтрате от 0,02 до 0,08% в обычных известковых растворах позволяет увеличить на 10% его глиноемкость, т. е. довести ее до 45% при сохранении других параметров раствора. С увеличением щелочности раствора увеличивается растворяемость кальция и переход натриевых глин в кальциевые, менее чувствительных к коагулирующему воздействию солей электролитов. Глина и глинистые породы, легко распадающиеся в контакте с высокощелочными фильтратами буровых растворов, прогрессивно твердеют при введении извести и замене ионов щелочей в растворе ионами кальция. При этом образцы выдерживают нагрузку в 1100 *Г* (при лабораторных испытаниях). Это же подтверждается в практике бурения скважин с применением высококальциевых растворов по неустойчивым аргиллитам на севере Ростовской области, по фораминиферовым глинам — на Ермолинской, Каспийской и других площадях, а также при бурении скважин по ангидритам на Красноармейской площади Волгоградской экспедиции.

Слабая гидратация глин в присутствии значительного количества водорастворимых солей кальция предотвратила, до некоторой степени, набухание и обвалы глинистых пород на этих площадях при бурении скважин. Кроме того, высококальциевые растворы имеют большую устойчивость к смешению с такими коагуляторами, как соль, гипс, цементы, твердая фаза и т. п.

В высококальциевых растворах при оптимальных параметрах по вязкости и водоотдаче может находиться повышенное содержание, по сравнению с обычными растворами, твердой фазы. Это позволяет увеличить время между периодами химической обработки этих растворов в процессе бурения скважин.

Лабораторией промывочных жидкостей Волгоградского научно-исследовательского института нефти и газа разработана рецептура высококальциевого раствора (ВКР), обеспечивающая эффективную проходку толщ неустойчивых глинистых сланцев (аргиллитов). В состав ВКР входят следующие основные реагенты.

1. Хлористый кальций ($CaCl_2$) — коагулятор, основной носитель иона кальция (0,3—0,6%).
2. Известь ($Ca(OH)_2$) — регулятор щелочности раствора (0,1—0,15%).
3. Сульфитспиртовая барда (или другой понизитель вязкости), регулирующая степень коагуляции раствора (0,1—0,3%).
4. Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) — стабилизатор (1—1,5%).

Добавки реагентов даны в процентах сухого вещества на объем глинистого раствора при обеспечении содержания иона Са в растворе в пределах 0,08—1,15% при $pH=8\div9$.

Водопроявления, как явления, осложняющие процесс бурения, имеют какое-то сходство с обвалами. Как в том, так и в другом случае в ствол скважины, кроме обычного породного шлама, образующегося при бурении в забое, в промывочный раствор добав-

ляются посторонние примеси, в одном случае — примеси твердых частиц породы, в другом — подземных вод. В обоих случаях эти примеси отрицательно сказываются на качестве промывочной жидкости и оказывают вредное влияние на весь ход бурения.

Начальные признаки проникновения в ствол скважины воды отчетливо фиксируются контрольными замерами показателей выходящего глинистого раствора. В последнем происходит уменьшение удельного веса, вязкости и увеличение водоотдачи.

Приток воды в ствол скважины может быть более или менее интенсивным и бывает обусловлен большим пластовым давлением по сравнению с гидростатическим давлением столба промывочной жидкости в скважине.

Средством предотвращения водопроявлений является применение качественного промывочного раствора. Если превышение пластового давления над гидростатическим невелико, приток воды в скважину можно приостановить путем только некоторого повышения удельного веса, вязкости и уменьшения водоотдачи. При наличии больших притоков следует применять растворы повышенного удельного веса. Удельный вес раствора должен обеспечить гидростатическое давление, на 10—15% превышающее ожидаемое пластовое.

Водопроявления, если только они происходят при бурении в плотных породах, не представляют большой опасности, но если водопроявления происходят в условиях проходки скважин, стенки которых подвержены обвалам, тогда трудности бурения, ввиду совокупности наиболее серьезных осложнений в одной и той же скважине, возрастают во много раз и в этих условиях от производственника требуется самое серьезное внимание как к вопросу разработки рецептуры приготовления промывочного раствора, так и к поддержанию постоянства заданных параметров его в процессе бурения.

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИЕ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ

К числу характерных признаков начинающегося проникновения в скважину газов относятся: появление пузырьков в выходящем глинистом растворе, длительно удерживающихся в нем при движении по желобам; сильное вспенивание (устойчивая пена) раствора в месте спада его в приеме насоса. При этих явлениях удельный вес глинистого раствора сильно уменьшается, а вязкость резко увеличивается (за счет насыщения раствора газом).

Для предотвращения газо- и нефтепроявлений необходимо удельный вес промывочной жидкости доводить до такой величины, чтобы гидростатическое давление столба промывочной жидкости превышало нефтегазовое давление пласта на 10—15% для скважины глубиной до 1200 *м* и на 5—10% для скважины глубиной свыше 1200 *м*. Если глинистый раствор не может дать такое пре-

вышение давления, удельный вес его искусственно повышают введением утяжелителя.

Для того чтобы облегчить дегазацию глинистого раствора, необходимо поддерживать минимально возможные значения вязкости и СНС. Глинистый раствор без утяжелителя должен иметь вязкость 18—25 *сек* и СНС — 10 *мГ/см*^{2}. Глинистый раствор с утяжелителем должен иметь вязкость 25—35 *сек*, а СНС — от 25 до 50 *мГ/см*^{2}.

В общем эти параметры должны быть такими, чтобы глинистый раствор смог обеспечить: удержание во взвешенном состоянии порошка-утяжелителя и дегазацию на «выкиде». Глинистый раствор при наличии газопроявлений должен иметь минимальную водоотдачу. Повышенная водоотдача промывочной жидкости свыше 5 *мл* способствует образованию утолщенной глинистой корки и даже сальников. Это приводит к прихвату инструмента, к пропуску газоносного пласта, к длительной закупорке газо- и нефтеносных пор, затрудняющей испытание пласта, к образованию скоплений газа с последующими катастрофическими выбросами промывочной жидкости из скважины.

Нефть в недрах обычно находится вместе с нефтяным газом. К таким залежам нефти целиком применимо все сказанное выше в отношении газопроявлений и борьбы с ними с помощью специальных глинистых растворов.

Однако не исключена возможность наличия чисто нефтяных залежей. В этом случае борьба с нефтепроявлениями ведется в том же порядке, что и с водопроявлениями.

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ПОГЛОЩЕНИЯХ

Частичная или полная потеря циркуляции — явление, наиболее часто встречающееся среди различного рода осложнений при бурении.

Явление потери циркуляции или поглощения промывочной жидкости происходит при пересечении скважиной трещиноватых, закарстованных, сильно пористых и сыпучих пород, в большинстве водоносных, но с незначительным внутрипластовым давлением. Иногда в районах Донбасса это явление происходит, принимая катастрофический характер, при пересечении зон дренажа и непосредственно горных выработок.

Такого рода поглощения ликвидируются с помощью быстросхватывающихся смесей с применением цементировочных агрегатов по специально разработанной технологии.

С помощью глинистых растворов, как правило, возможно приостановить или ликвидировать лишь сравнительно незначительные поглощения.

Постепенное понижение уровня промывочной жидкости на контрольной рейке в рабочем резервуаре свидетельствует о начале частичного поглощения, которое необходимо приостановить, пока

частичное не перешло в полное и иногда в катастрофическое поглощение по размытым в процессе бурения водоканалам.

С помощью специальных глинистых растворов удается сравнительно легко ликвидировать поглощение различной интенсивности вплоть до полного поглощения, если уровень промывочной жидкости находится вблизи устья скважины.

Причиной поглощения промывочной жидкости является превышение гидростатического давления столба промывочной жидкости над пластовым давлением. Исходя из этого, нужно путем снижения удельного веса промывочной жидкости снизить давление столба промывочной жидкости и установить равновесие между этим и пластовым давлением. После этого циркуляция возобновится. Одновременно со снижением удельного веса нужно увеличить вязкость раствора до 25—35 *сек* и даже до 60 *сек*, а СНС — до 10—25 *мГ/см*^{2} и более, чтобы с помощью этого вязкого раствора закольматировать водопроводящие каналы поглощающих пластов.

В мергелистах толщах вязкость раствора в начале поглощения может быть 18—21 *сек*, а СНС — до 10 *мГ/см*^{2}, так как в процессе бурения происходит естественное повышение вязкости за счет добавления к раствору глинистых частиц из разбуриваемых пород. Как известно, мергелистые породы быстро разбухают, в связи с чем шлам этих пород, проникающий в водопроводящие каналы, кольматирует последние. Наоборот, если поглощение происходит в трещиноватых песчаниках и известняках, на дающих при разбуривании коллоидных частиц, вязкость промывочного раствора должна быть увеличена до 60—120 *сек*, а СНС соответственно до 200 *мГ/см*^{2} и более с тем, чтобы сам раствор мог закупорить трещины застудневшим раствором и тем самым приостановить поглощение. В некоторых случаях вязкость еще более повышается (от 120 *сек* и до состояния «не течет») при СНС, доведенном до 300 *мГ/см*^{2}.

При поглощениях глинистый раствор применяется с минимальной водоотдачей, желательно с величиной менее 5 *мл* и не выше 10 *мл*. Чем меньше будет водоотдача, тем меньше будут промываться трещины и поры фильтрами, тем плотнее будет создаваться глинистая корка на стенках скважины, следовательно, тем надежнее будут закупориваться трещины и поры.

При определении рационального удельного веса промывочной жидкости для ликвидации поглощения следует пользоваться следующей формулой:

$$\gamma_2 = \gamma_1 \frac{H_2}{H_1} \; Г/см^3,$$

где γ_1 — первоначальный удельный вес промывочной жидкости; γ_2 — удельный вес облегченной жидкости; H_1 — глубина скважины; H_2 — высота уровня промывочной жидкости в скважине, считая от забоя, при поглощении.

Если применение облегченного раствора не ликвидирует поглощение, следует работы повторить, уменьшив на 10—15% удельный вес раствора, снизив водоотдачу и повысив вязкость, т. е. применить еще более высокоструктурный глинистый раствор.

Пример. Расчет удельного веса глинистого раствора при поглощении.

При бурении скважины на глубине 500 *м* возникло поглощение глинистого раствора удельного веса 1,3 *Г/см*^{3}. Статический уровень в скважине установился на глубине 50 *м*.

Решение.

Согласно вышеприведенной формуле, рациональный удельный вес раствора составит:

$$\gamma_2 = 1{,}3\,\frac{500-50}{500} = 1{,}17\ \Gamma/см^3.$$

При прокачивании раствора с удельным весом 1,17 *Г/см*^{3} и вязкостью «не течет» поглощение не ликвидировано. Следовательно, надо повторить прокачивание раствора с меньшим на 10% удельным весом. В этом случае удельный вес раствора должен быть:

$$\gamma_2 = \frac{1{,}17\cdot(100-10)}{100} = 1{,}05\ \Gamma/см^3.$$

ЭМУЛЬСИОННЫЙ ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР

При бурении в глубоких скважинах мощных толщ мягких глинисто-карбонатных пород наблюдается очень тяжелое по своим последствиям явление «прилипания» бурового инструмента к глинистой корке, образующейся на стенках скважины. Силы «прилипания» вызываются перепадом между гидростатическим давлением и пластовым, при значительном превышении первого над вторым, и могут быть так велики, что в случае даже непродолжительных остановок вращения снаряда дело нередко кончается «мертвым» прихватом.

Для предотвращения этого явления следует добавлять к глинистому раствору легкую нефть удельного веса 0,82—0,86 *Г/см*^{3}, с содержанием парафина 2—6% и смолистых веществ не свыше 10—12%.

Добавление нефти производится в количестве 10—12%. Добавление менее 10% малоэффективно, а в пределах 15—30% способствует не уменьшению, а, наоборот, увеличению липкости корки.

Необходимо иметь в виду, что добавление нефти к промывочной жидкости, имеющей статическое напряжение сдвига менее 10 *мГ/см*^{2}, приводит к отстою нефти и не способствует образованию эмульсии.

Устойчивость эмульсионных нефтяных растворов и устранение вспенивания их достигается добавкой к нему одного из нижеследующих стабилизаторов в %:

а) кальцинированной соды — до 1;

б) поваренной соли — 1;

в) хлористого кальция — 0,05.

Добавление к промывочной жидкости тяжелой смолистой нефти, моторного топлива и мазута не дает эффекта, а наоборот, способствует ухудшению качества раствора.

Эмульсионные глинистые растворы характеризуются следующими основными параметрами: вязкость — 18—25 *сек*, водоотдача — 3—7 $см^3$ за 30 *мин*, удельный вес — 1,05—1,15 $Г/см^3$, статическое напряжение сдвига — 10—25 $мГ/см^2$.

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ БУРЕНИИ В СОЛЯНЫХ ТОЛЩАХ

За последнее время в связи с бурным ростом разведочного бурения на нефть, наличие которой очень часто генетически связано с соляными куполами, возросли и объемы бурения в соляных толщах или в значительно минерализованных толщах пород.

Соль легко поддается бурению, но так же легко разрушаются и стенки ствола в процессе бурения как от механического воздействия бурильных труб при вращении инструмента, так и от растворения соли промывочной жидкостью. Ясно, что глинистый раствор, приготовленный на воде, и тем более вода при бурении в этих условиях очень скоро переходят в насыщенный раствор соли за счет растворения стенок скважины. Поэтому при бурении в сильноминерализованных толщах следует применять промывочные жидкости, устойчивые к солевой агрессии, чтобы предотвратить добавочное растворение в ней соли; из разбуриваемых пород сохранить стенки ствола скважины и создать нормальные условия для работы насоса.

Для создания таких промывочных растворов использование обычных реагентов оказывается недостаточным.

Для придания высокой стабильности раствору ВНИИБТ предложил применение для обработки глинистых растворов крахмал, который чаще всего применяется для снижения водоотдачи сильноминерализованных глинистых растворов с содержанием соли от 10% до насыщения.

Для этой же цели могут быть рекомендованы сульфитно-солевые глинистые растворы, содержащие сульфитспиртовую барду и поваренную соль.

В последнее время при бурении скважин по калиевым, магниевым и натриевым солям стал применяться карналлитовый глинистый раствор, практически не растворяющий эти соли в скважине и тем самым обеспечивающий устойчивость стенок скважин при бурении в соляных толщах. При подходе к зоне солей, за

20 *м* до встречи с ними, весь глинистый раствор, циркулирующий в скважине, в желобах и в рабочих емкостях, заменяется на карналлитовый глинистый раствор.

Наиболее эффективно защищает промывочные жидкости от солевой и тепловой агрессии реагент гипан. Особенно эффективно проявляются его защитно-коллоидные свойства при агрессии сульфата, хлористого натрия и других солей, растворившихся в промывочной жидкости в любом количестве, вплоть до насыщения. По активности он превосходит все аналогичные реагенты. В растворах гипан сочетается со всеми известными реагентами. Однако следует иметь в виду, что против хлорокальциевой агрессии он менее активен. При обычных и средних температурах стабилизирует растворы примерно в 2 раза эффективнее, чем КМЦ.

Минерализованные растворы гипан разжижает, при больших добавках пресные растворы загущает, в известковых растворах сохраняет хорошую текучесть раствора и водоотдачу его.

Раствор, обработанный гипаном, противостоит не только солевой агрессии, но и осыпям, и обвалам глинистых и аргиллитовых пород. В «известковые» растворы, с содержанием до 1% извести, гипан добавляется в количестве от 0,13 до 0,3%. В растворы, насыщенные солью, его добавляют в количестве до 1%, а в маломинерализованные — до 0,5%.

В качестве структурообразователя, понизителя вязкости и водоотдачи минерализованного глинистого раствора в последний можно добавлять фтористый натрий NaF. NaF по сравнению с другими реагентами-стабилизаторами УЩР, КМЦ и другими при одинаковых добавках снижает вязкость и водоотдачу глинистых растворов в большей степени и никогда не является причиной резкого повышения водоотдачи, как это в некоторых случаях наблюдается при применении глинистых растворов, обработанных NaOH.

Для обработки глинистых растворов NaF требуется в количестве от 0,2 до 0,6%, т. е. в 2—4 раза меньше, чем Na_2CO_3, или NaOH. Эта обработка производится непосредственным добавлением в глинистый раствор порошка NaF без его предварительного растворения.

При бурении соли во многих предприятиях применяются солянo-глинистые растворы из солестойких глин (палыгорскитовых и им подобных). Такие растворы готовятся на насыщенных растворах соли с добавлением солестойкой глины до необходимого удельного веса раствора, без обработки раствора реагентами.

БЕЗГЛИНИСТЫЕ И ЕСТЕСТВЕННЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

При бурении плотных пород в качестве промывочной жидкости применяется техническая вода. Вода, насыщаясь шламом буримых пород, сама превращается в естественный раствор.

В основном естественные промывочные растворы образуются в стволе скважин из нижеследующих выбуренных глинистых, кар-

бонатных (и сульфитных) пород: известняков, мела, доломитов, ангидритов, гипсов, мергелей, алевролитов, аргиллитов, сланцев, солей.

Твердая дисперсная фаза этих пород образуется от механического воздействия режущей части инструмента на забой и от движения буровой жидкости по циркуляционной системе, особенно в местах резкого уменьшения диаметра проходных отверстий и изменений направления потока. Крупные частицы пород в водной суспензии неустойчивы, осаждаясь, вызывают прихват инструмента, особенно при внезапных прекращениях циркуляции.

Дисперсионная система систематически в шламовых отстойниках и зумпах освобождается от крупнодисперсного шлама. При этом концентрация мелкодисперсных частиц беспрерывно повышается.

Неустойчивая водная система мелкодисперсных частиц превращается в стабильную промывочную жидкость с регулируемыми физико-химическими параметрами только за счет стабилизаторов или вследствие частичного перехода в раствор проходимых бурением суглинков, глин или за счет специального добавления глины, глинистого раствора или поверхностно-активных веществ: соды, УЩР, жидкого стекла, КМЦ, полиакрилоамида, нефти, солярового масла и др. Из твердой фазы неглинистых пород и воды стабильных промывочных растворов без применения стабилизаторов получить невозможно.

Соли, перешедшие в естественный безглинистый раствор из проходимых пород или дополнительным специальным растворением их ПАВ, понижают твердость буримых пород и одновременно могут стабилизировать и коагулировать раствор до заданной степени.

В сооответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения скважин рекомендуется применять нижеперечисленные безглинистые и естественные промывочные жидкости.

I. Силикатно-гуматные или гуматно-силикатные безглинистые, естественно-шламовые растворы при бурении карбоновых и четвертичных отложений, среди которых часто встречаются осложненные горизонты:

а) мелкотрещиноватые породы;

б) мелкопористые рыхлые песчаники, известняки, сланцы;

в) пески хвалынского и хазарского возрастов.

II. Воду техническую до получения естественных растворов, стабилизированных химическими реагентами и другими материалами, при бурении пестроцветных пород пермо-триаса, аргиллитов мела, глин сотовидного, ячеистого строения, с кальцитными пленчатыми окаймлениями ячеек, песков слабосцементированных, ангидритов и солей в пропластках, перемежающихся с другими породами.

Применение глинистого раствора при бурении этих пород вызывает большие осложнения даже при высоком качестве его.

III. При бурении мергелей, содержащих до 0,5% MgO, с применением воды технической характер структурообразования растворов изменяется так же, как и глинистых растворов.

При содержании в мергелиях до 5% MgO мергельный раствор без стабилизаторов структуры не образует.

Мергельные растворы, обработанные необходимыми стабилизаторами, обеспечивают бурение мергельных пород без осложнений, так как имеют высокие ингибирующие свойства и приобретают желаемые параметры.

IV. При бурении аргиллитов после выпадения грубых частиц шлама образуется более устойчивая аргиллитовая суспензия.

Аргиллитовый раствор после обработки необходимыми стабилизаторами обеспечивает бурение аргиллитов без осложнений, так как имеет высокие ингибирующие свойства и параметры.

При бурении аргиллитов, перемежающихся с карбонатными породами, аргиллитовый раствор превращается в карбонатно-аргиллитовый без значительного изменения параметров, кроме увеличения удельного веса.

Увеличение концентрации дисперсной фазы аргиллитов с 15—25% в процессе бурения скважины повышает вязкость с 17 до 20 *сек* и понижает водоотдачу с 13,5 до 10 *мл* раствора, стабилизированного добавлением КМЦ в количестве 0,5% (весовых).

Независимо от степени минерализации аргиллитовые суспензии наиболее эффективно стабилизируются, приобретая кинетическую и агрегатную устойчивость, при введении в раствор сульфатцеллюлозы (СЦ).

При добавлении к аргиллитовым суспензиям сульфатцеллюлозы 0,25—0,5% (весовых) резко снижается их водоотдача до 7—10 *мл*, при добавлении ее 0,75—1% — до 3,5—5 *мл* и при добавлении 2% — до 2 *мл*.

Для стабилизации таких же суспензий требуется КМЦ или крахмала в $1^1/_2$—2 раза больше.

С введением в аргиллитовые суспензии 2% (весовых) крахмала или КМЦ водоотдача снижается до 3—4,5 *мл*. Аргиллитовые растворы при низкой водоотдаче и вязкости не имеют достаточного СНС.

Для получения достаточного СНС в пресные аргиллитовые растворы необходимо ввести УЩР (15 : 4) до 20—30% (объемных) и $CaCl_2$ (технического) — 1—1,2% (весовых) в 25%-ном водном растворе. В результате этого растворы поддаются утяжелению баритом или известняком в порошке и приобретают стабильность от 0,01 до 0,05 *г/мл* при колебаниях удельного веса от 1,1 до 1,32 *Г/мл*.

Оптимальное соотношение $CaCl_2$ и УЩР в аргиллитовых суспензиях ослабляет взаимодействие гуматов с водой, придает гуматам полурастворимое состояние, стабилизирующее суспензию. Попадание в такой раствор высокоминерализованных пластовых вод нарушает равновесие системы до его глубокой коагуляции.

Это происходит потому, что гуминовые кислоты коагулируют уже при концентрации в фильтратах таких растворов $CaCl_2$ свыше 35 *мг-экв/л* или NaCl свыше 200—300 *мг-экв/л*. При концентрации $CaCl_2$ 50 *мг-экв/л* только 10% гуминовых кислот, пасты УЩР, которыми обрабатывается раствор, переходят в растворимое состояние и 90% остаются неиспользуемыми.

При отсутствии на буровой СЦ, контроля за содержанием гуматов и $CaCl_2$ в фильтратах аргиллитовых растворов лучшие результаты даст обработка таких аргиллитовых и карбонатных суспензий порошком УЩР в количестве 3% (весовых) и КМЦ в количестве 0,8% (весовых).

Обеспечивая механические скорости бурения скважин с применением в качестве промывочной жидкости технической воды, аргиллитовые растворы предотвращают интенсивное осыпание аргиллитов.

Во избежание проработок ствола скважины, необходимо переходить на бурение с промывкой забоя карбонатно-аргиллитовыми растворами до вскрытия малоустойчивых интервалов, представленных в основном аргиллитами.

После возникновения интенсивных осыпей и каверн переход на карбонатно-аргиллитовый раствор не предотвратит проработки скважин из-за отсутствия в нем достаточного СНС.

V. При бурении мощных толщ мела, перемежающихся с другими породами мелового, юрского, триасового и пермо-триасового возрастов, с применением технической воды в качестве промывочной жидкости, в естественный раствор переходит в основном мелкодисперсный шлам мела.

Стабилизация естественных меловых суспензий специальной эмульсией в количестве от 5 до 40% дает возможность получить высококачественный меловой раствор. Такой растворр дает возможность бурить скважины без «затяжек» и «прихватов» инструмента. С углублением бурения скважин по карбоновым отложениям эмульсионно-меловой раствор обогащается диспергированными частицами алевритов, аргиллитов и глин. При этом повышается его вязкость и СНС. Для разжижения такого раствора в него надо добавлять воду и новую порцию меловых суспензий, обработанных специальной эмульсией от 5 до 40%.

Эмульсия состоит из водного раствора соды каустической (1,5—2%), крахмала (6—10%) и диспергированной нефти или минеральных масел (30%).

Для последующих разжижений раствора достаточно вводить воду и спецэмульсию до 15% и небольшое количество УЩР — до 5—10%.

С прохождением скважиной пропластков соли и ангидритов эмульсионно-меловой раствор не коагулирует.

Возникающее засоление его поваренной солью NaCl до 5% (весовых) вызывается незначительное увеличение удельного веса, водоотдачи (с 6 до 8 *мл*) и снижение вязкости (с 60 до 30 *сек*).

Дальнейшее засоление раствора до 20—25% NaCl также незначительно изменяет параметры раствора: снижает вязкость до 25 *сек* и водоотдачу до 11/15 *мл*, повышает СНС до 10—16 *мГ/см²*, если до засоления было 5/6 *мГ/см²*.

При проходке солевых и ангидритовых пропластков достаточно дополнительно обработать эмульсионно-меловой раствор специальной эмульсией в количестве 20—30%. Тогда параметры его будут поддерживаться в необходимых (первоначальных) пределах. Например, если водоотдача раствора повысилась даже до 40 *мл* за 20 *мин*, то после обработки она снизится до 6 *мл* за 30 *мин*.

Неустойчивые меловые толщи надо перебуривать с применением искусственно приготовленных эмульсионно-меловых растворов или естественных эмульсионно-меловых растворов, взятых с ближайшей скважины.

Применение эмульсионно-меловых растворов дает возможность увеличить в 2 раза механическую скорость бурения скважин по вышеперечисленным породам, по сравнению с применением высококачественного глинистого раствора.

При обработках раствора спецэмульсия подается беспрерывной струей из металлической емкости в желоб, по выходу из устья скважины за 1—2 оборота его в циркуляционной системе.

VI. При бурении мощных соленосно-ангидритовых толщ с применением технической воды в качестве промывочной жидкости в естественный раствор переходят в основном хлоридные, сульфатные и карбонатные соли и глины глинистых пород. Этот естественный сульфатно-галоидный раствор может представлять коллоидно-суспензионную систему с преобладанием до 55—65% частиц, по размерам близких к коллоидным, поэтому добавки ПАВ и активных веществ значительно стабилизируют такие растворы.

При высокой солевой агрессии такую промывочную жидкость хорошо стабилизирует солестойкий эмульсионный безглинистый реагент в количестве от 10 до 50%. В отдельных случаях возможно применение эмульсии в качестве промывочной жидкости. Эмульсионный реагент состоит из водного раствора каустической соды — 0,6%, крахмала — 6%, поваренной соли — 10% и диспергированной нефти — 10%.

При высокой солевой агрессии и неустойчивости глинистых пород безглинистые промывочные жидкости также хорошо стабилизируются и приобретают высокие ингибирующие свойства при добавлении до 1,2% полиакриламида.

При встрече быстро размываемых солевых пластов растворение в полиакрилоамидовом, безглинистом растворе таких же солей до 1,5% или «до насыщения» придают ему еще и неразмывающие свойства.

VII. При бурении с промывкой водой по глинам и глинисто-карбонатным породам, поглощающим и обваливающимся, с минерализованной водой, содержащей соли двух- и трехвалентного железа, кальция, магния, следует к промывочной воде добавлять

каустическую соду в количестве 0,15—0,25% и сернокислое железо $Fe_2(SO_4)_3$ в количестве 0,5%. При этом образуется желатинообразный осадок гидратов окиси железа и магния, закупоривающих поры и трещины.

Безглинистые и естественные промывочные жидкости характеризуются следующими основными параметрами:

а) вязкость — 16—19 *сек*, но может быть доведена до 45—50 *сек*;

б) водоотдача — от 3 до 10 *мл* для обработанных стабилизаторами и до 15—45 *мл* для необработанных стабилизаторами;

в) удельный вес — от 1,05 до 1,40 $Г/см^3$ без добавления каких-либо утяжелительных порошков;

г) толщина фильтрационной корки в виде пленки;

д) СНС от нулевого значения и до 10/20 $мГ/см^2$.

Применением безглинистых и естественных промывочных жидкостей:

1. Достигается повышение механических скоростей бурения по сравнению с глинистыми растворами на 20—30%. При этом себестоимость бурения снижается на 10—20%.

2. Резко снижается набухание глинистых пород и фильтрация жидкости в пористых породах.

3. Укрепляются неустойчивые породы за счет ингибирующего свойства промывочной жидкости.

4. Происходит быстрый переход на бурение с применением других видов промывочных жидкостей, начиная от воды и кончая высокоструктурными глинистыми растворами.

5. На стенках скважин создается тонкая плотная нелипкая корка, предотвращающая образование «сальников», прилипание и затяжку бурового инструмента.

6. Можно легко поддерживать малый удельный вес промывочной жидкости, и, наоборот, увеличивать удельный вес без применения утяжелительных порошков за счет накопления шлама при соответствующей добавке стабилизатора.

7. Можно легко поддерживать незначительную вязкость раствора, а также снижать СНС до нулевого значения, чтобы обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама в отстойниках и желобах, при этом значительно увеличиваются сроки поддержания заданных параметров.

Применение безглинистых растворов с жидким стеклом при бурении скважин искажает геофизические и электрометрические исследования и требует применения специальных приборов, контактирующих с породой, так как жидкое стекло изменяет электросопротивление растворов.

Не рекомендуется применение безглинистых растворов при бурении:

а) в твердых и крепких породах с большими трещинами, заполненными мелкозернистой породой, или в породах, разрушающихся от гидравлического воздействия промывочной жидкости;

б) в сильно раздробленных и брекчированных породах, подверженных разрушению промывочной жидкостью;

в) в слабо сцементированных породах, легко поддающихся разрушению.

Перечень вышерекомендуемых рецептов не исчерпывает большое разнообразие условий, которые могут быть встречены при бурении скважин.

На местах необходимо в каждом случае в лабораторных условиях самостоятельно разрабатывать рецептуры, наиболее подходящие для разбуриваемого разреза, используя для этого весь арсенал реагентов, применяемых в современной практике бурения.

Замена привозной глины разбуриваемыми породами даст громадную экономию средств.

В настоящих рекомендациях изложены основные положения использования этого перспективного вида промывочных жидкостей.

Необходимо, чтобы на безглинистые растворы переводилось бурение как можно большего числа скважин. Тогда в каждом районе на основе практического опыта будут отработаны оптимальные рецепты приготовления безглинистых растворов, что в свою очередь будет способствовать еще большему распространению естественных промывочных растворов в бурении.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОДА

Когда разрез представлен устойчивыми породами, в качестве промывочной жидкости возможно применение технической воды. При этом в ней рекомендуется растворять понизители твердости пород (табл. 3).

Таблица 3

Понизители твердости	Количество в % к объему раствора	Буримые породы
Поваренная соль	0,1—0,25%	Песчаник, глинистый сланец
Нафтеновое мыло (слабощелочное) . .	1%	Песчаник
Каустическая сода	0,1—0,2%	Глинистые сланцы
Кальцинированная сода	0,1—0,2%	Известняки

АЭРИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ

Аэрированные растворы — это тоже глинистые растворы, в которые для придания специальных свойств вместо обычных химических реагентов вводятся пенообразователи. Пенообразователь, введенный в раствор, может значительно облегчить его и сделать пригодным для бурения в условиях сильного поглощения. Дело в том, что облегчение глинистого раствора только за счет уменьшения концентрации глины в нем приводит к снижению его качественных показателей. Облегчение же за счет введения пенообра-

Характеристика промывочных жидкостей для бурения в различных геологических условиях (табл. 4)

Таблица 4

Характеристика геологических условий по сложности бурения	Преобладающие породы в геологическом разрезе скважин	Промывочная жидкость, рекомендуемая для применения при бурении		Качественные показатели промывочной жидкости							
		название промывочной жидкости	дополнительная характеристика	удельный вес, $Г/см^3$	вязкость по СПВ-5, *сек*	количество песка, %	водоотдача за 30 *мин* с площади 100 $см^2$, $см^3$	толщина корки, *мм*	суточный отстой, не свыше, %	статическое напряжение сдвига, $мГ/см^2$	№ рецепта
Поверхностные толщи при забуривании скважин	Почва, суглинки, супеси	Глинистый раствор	Пониженного качества	1,15—1,20	25—35	4	35—40	3	4	10	1
Толщи плотных пород, дающих большое количество шлама	Песчаники, известняки	То же	То же	1,05—1,1	17—18	4	35—50	3	4	10—20	2
	Песчано-глинистые породы	»	»	1,15—1,20	18—20	4	25—35	3	4	10—20	3
Глинисто-песчаные толщи пород, подверженные размыву при бурении с промывочной водой	Менее стойкие песчано-глинистые породы	»	Нормальный	1,15—1,20	20—25	4	20—25	3	4	10	4
Осадочные породы в зонах нарушений, подверженные обвалам	Песчано-глинистые сланцы	»	Утяжеленные растворы с малой водоотдачей и повышенной вязкостью	1,4—1,9	25—50	2	5	1	0	25—50	5
	Песчаники-известняки	»		1,4—1,9	50—60	4	5	1	0	25—75	6
	Мергели	»		1,3—1,35	21—30	2	5—10	1—2	0	10—25	7
	Разные осадочные породы	»		1,3 и выше	35—60	4	5	1	0	50—70	9
Песок сухой, плотный	Песок сухой, плотный	»	Нормального удельного веса с повышенной вязкостью и пониженной водоотдачей	1,18—1,22	25—28	4	5	1	0	15—35	8
Различные толщи водоносных пород с различной интенсивностью водопроявлений	Песок-плывун с сильно минерализованной водой	»	С повышенной вязкостью и малой водоотдачей	1,20—1,25	28—35	4	5	1	0	35—60	10
	Песок мелко- и среднезернистый, водоносный, со слабым и средним пластовым давлением	»	Нормальный с минимальной водоотдачей	1,15—1,25	21—28	4	5	1	0	15—35	11
	Полускальные, неразмывающиеся породы-известняки с мелкой трещиноватостью, водоносные	»	Несколько облегченный, нормальный, качественный	1,10—1,15	17—19	3	10—15	2	1	15—25	12
	Скальные и полускальные породы с трещинными самоизливающимися водами	»	Утяжеленный, с минимальной для утяжеленных растворов вязкостью	1,3—2,0	25—40	3	20—30	2—3	2—3	20—30	13

Продолжение табл. 4

Характеристика геологических условий по сложности бурения	Преобладающие породы в геологическом разрезе скважин	Промывочная жидкость, рекомендуемая для применения при бурении		Качественные показатели промывочной жидкости							
		название промывочной жидкости	дополнительная характеристика	удельный вес, $Г/см^3$	вязкость по СПВ-5, *сек*	количество песка, %	водоотдача за 30 *мин* с площади 100 $см^2$, $см^3$	толщина корки, *мм*	суточный отстой не свыше, %	статическое напряжение сдвига, $мГ/см^2$	№ рецепта
Различные толщи водоносных пород с различной интенсивностью водопроявлений	Маловязкие и набухающие породы, сланцы, мергели, песчанистые сланцы с большим пластовым давлением при фонтанировании	Глинистый раствор	Тяжелый, с минимальной водоотдачей	1,3—1,8	25—30	2	3—5	0,5—1,0	0	10—15	14
Осадочные толщи нефтегазоносных пород при наличии нефтегазопроявлений	Песчаники, известняки и другие нефтегазоносные породы, пористые, рыхлые, трещиноватые	То же	Тяжелый, с минимальной для утяжеленных растворов вязкостью, с малой водоотдачей	1,30—1,90	18—60	2	3—5	0,5—2,0	0	30—75	15
Толщи пород, характерные водопоглощениями	Пески, песчаники и известняки дренированные	»	С нормальным удельным весом и максимальной вязкостью	1,15—1,2	От 120 до „не течет"	2	1—5	7—10	0	Выше 100 до 350	16
	Песчаники, известняки пористые, рыхлые	»	Легкий, вязкий	1,05—1,10	35—45	4	5—8	1—2	0	10—25	17
	Песчаники, известняки трещиноватые	»	Легкий, с максимальной вязкостью	1,05—1,15	60—120	4	5	1	0	Свыше 200	18
	Мергелистые толщи с мелкими трещинами (слабое поглощение)	»	Нормальный, несколько облегченный	1,10—1,15	25—30	2	15—25	1—2	0	10	19
	Толщи устойчивых пород, характеризующихся большим падением уровня воды в скважинах	»	Аэрированный, легче воды	0,8	24—26	2—4	10—20	2	0	25—75	20
	То же, в породах, подверженных обвалам и осыпям	»	С малой водоотдачей	1,05—1,10	24—26	2—4	3—5	2	0	25—75	21
Толщи пластичных глинистых, аргиллитовых, известково-глинистых пород, способных к набуханию и прилипанию к металлической поверхности инструмента	Аргиллиты рыхлые, пучащиеся глины, мягкие, глинисто-карбонатные породы	»	Облегченный за счет добавления нефти эмульсионный раствор	1,05—1,15	17—25	2	3—7	0,5—1	0	10—35	22
Соленосные отложения, перемежающиеся с пластичными глинами, сильно набухающими	Соль с прослойками пластичных глин	»	Утяжеленный за счет насыщения солью с пониженной водоотдачей	1,32—1,40	27	4	10—16	2—3	0	15—30	23

Продолжение табл. 4

Характеристика геологических условий по сложности бурения	Преобладающие породы в геологическом разрезе скважин	Промывочная жидкость, рекомендуемая для применения при бурении		Качественные показатели промывочной жидкости							
		название промывочной жидкости	дополнительная характеристика	удельный вес, *Г/см³*	вязкость по СПВ-5, *сек*	количество песка, %	водоотдача за 30 *мин* с площади 100 *см²*, *см³*	толщина корки, *мм*	суточный отстой не свыше, %	статическое напряжение сдвига, *мГ/см²*	№ рецепта
Толщи плотных устойчивых скальных и мягких не размывающихся и не разрушающихся от промывочной жидкости	Глинистые и глинисто-карбонатные породы, плотные сланцы, известняки, песчаники, плотные пески при бурении не для водоснабжения	Безглинистый и комбинированный раствор	Облегченный, с малой вязкостью и водоотдачей	1,05—1,10	16—18	0	3—10	0,1—1,0	0	0—3,0	24
	Песчаники, известняки, сланцы, мергели и другие скальные устойчивые породы, а также трещиноватые, но не дающие вывалов и не содержащие рыхлого материала в трещинах и пустотах	Техническая вода	—	1—1,03	15—16	0	Не ограничено	0	0	0	25
Каменная, калийная соли	Не закрепленные трубами надсолевые отложения, представленные глинистыми породами	Соляно-глинистый раствор	Затворяется на насыщенном растворе NaCl	1,3—1,4	25—30	0	30—40	3	4	10—20	—
	Закрепленные трубами надсолевые отложения	Рассол NaCl	—	1,2—1,22	16—17	0	—	—	—	—	—

зователя позволяет в качестве исходного применить высококачественный раствор, отвечающий всем требованиям в условиях данного геологического разреза.

В качестве пенообразователей используются патентованные пенообразователи, которые применяются и для тушения пожаров в качестве пламегасителей.

Аэрированный глинистый раствор при сохранении всех качеств, которыми он обладал до обработки, может быть облегчен с помощью пенообразователя до удельного веса 0,8. Удельный вес растворов легче воды определяется обычным взвешиванием. Вес 1 *л*, выраженный в *кг*, представляет собой удельный вес раствора. Аэрированные глинистые растворы с таким удельным весом имеют повышенную устойчивость по отношению к воздействию минерализованных вод.

Для определения удельного веса аэрированной жидкости, при котором не будет наблюдаться поглощение, следует пользоваться формулой

$$\gamma_2 = \gamma_1 \frac{H_2}{H_1}.$$

Если $H_2 = 78{,}5$ *м*, $H_1 = 100$ *м*, а γ_1 для глинистого раствора $= 1{,}15$, то искомый удельный вес будет $\gamma_2 = 0{,}9$ *Г/см³*.

В действительности удельный вес должен быть несколько меньше, если учитывать влияние движения жидкости, при котором давление на зону поглощения увеличивается по сравнению с гидростатическим давлением (гидродинамическое давление).

ХРОМАТНЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

Хроматы и бихроматы эффективно снижают вязкость и СНС различных глинистых растворов: известковых, цементных, эмульсионных, утяжеленных и т. п., приготовленных как на пресной, так и на высокоминерализованной водах. Водоотдачу они не снижают, но повышают эффективность защитных реагентов: УЩР, КССБ, гипана и других, увеличивают глиноемкость растворов, позволяют повышать удельные веса их за счет глины и тем снижать расход утяжелителя. Длительно и устойчиво действуя на растворы, сокращают число повторных обработок. Эффективность действия усиливается с повышением температуры раствора до 60—70° С. Эти реагенты применяются как для систематического улучшения глинистых растворов при бурении скважин по глинистым породам (гли-

нам, аргиллитам, алевролитам и т. д), так и для одновременного разжижения их перед электрометрическими работами, спуском колонн.

Обработка растворов хроматами существенно облегчает проходку глубоких скважин с высокими забойными температурами, способствует уменьшению различного рода осложнений (затяжки, недоспуск инструмента до забоя, поинтервальные проработки ствола), преотвращает температурное загустевание раствора и связанное с ним возникновение высоких продавочных давлений при восстановлении циркуляции раствора в скважине и др.

ГЛАВА IV

СПОСОБЫ И РЕЦЕПТУРА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Приготовлению промывочных жидкостей в количествах, необходимых для удовлетворения нужд производства, должна предшествовать серьезная работа по выработке рецептуры в лаборатории.

Технолог по бурению совместно с геологами должен предварительно изучить геологические условия, в которых проектируется бурение, и особенно условия, осложняющие бурение, а также опыт бурения, если оно производилось в данном районе или на данном участке ранее.

На основе этого изучения следует сформулировать требования, которым должны отвечать промывочная жидкость и ее параметры, которые заносятся в геолого-технический наряд. На основе результатов лабораторных исследований определяется, какие материалы должны быть заготовлены в промышленных количествах. Непосредственно перед началом приготовления промывочной жидкости все составные материалы должны быть проверены в отношении их качества.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ (ОБЩИЕ ПРАВИЛА)

Глинистые растворы приготавливаются размешиванием глины с водой, химикатами и реагентами в двухвалковой глиномешалке в продолжение 30—40 *мин*, а в одновалковой — 1 *ч* — 1 *ч* 20 *мин* при скорости вращения 50—60 *об/мин*. В готовый глинистый раствор добавляются химикаты и реагенты, и размешивание продолжается еще 10—15 *мин*.

Порядок приготовления глинистых растворов

Глиномешалка заливается водой наполовину. Засыпается расчетное количество кальцинированной соды или Na_3PO_4 для смягчения воды. На каждый градус жесткости свыше 12° вводится

45—50 *г* соды на 1 *м*³ воды. Загружается расчетное количество пластичной глины (предварительно размоченной). Содержимое размешивается в течение 15—20 *мин*. В полученный раствор вводится расчетное количество реагентов (если нужно, то и порошка утяжелителя) и воды до полного объема глиномешалки, после чего раствор дополнительно размешивается в течение 10—20 *мин*. Готовый раствор сливается в емкость через сетку, устанавливаемую для удаления нерастворимых комков глины и посторонних включений.

Если глинистый раствор утяжеляется, то количество утяжелителя, вносимого в раствор, рассчитывается по формуле

$$V = \frac{\gamma_3(\gamma_2 - \gamma_1)}{\gamma_3 - \gamma_2},$$

где V — количество утяжелителя в *т* на 1 *м*³ раствора; γ_1 — удельный вес глинистого раствора до утяжеления; γ_2 — удельный вес глинистого раствора после утяжеления (требуемый); γ_3 — удельный вес утяжелителя.

Обычно для повышения удельного веса на 0,1 следует вносить 150 *кг* барита на 1 *м*³ раствора.

Перед внесением в глинистый раствор утяжелителя последний необходимо смочить водой и тщательно перемешать (перетереть) в глиномешалке (барит плохо смачивается водой).

Глинистый раствор, в который вносят барит, должен обладать вязкостью не менее 24—26 *сек* по СПВ-5, величиной напряжения сдвига, обеспечивающей удержание во взвешенном состоянии утяжелителя не менее 20 *мГ/см*², водоотдачей не более 20 *мл* за 30 *мин*. Стабильность не свыше 0,02 *г/мл*.

Пылевидный порошок утяжелителя перед смешиванием с глинистым раствором надо смочить, довести величину влажности до 10—14%. Влага вытесняет из массы пылинок утяжелителя воздушные пузырьки, которые облегчают его в растворе.

Имеется следующий упрощенный способ определения нормальной влажности барита. Комок утяжелителя, сильно сжатый в руке, при влажности 12—14% сохраняет форму. При влажности 10% комок легко рассыпается. При меньшей влажности комок не образуется.

Следует иметь в виду, что при добавках утяжелителя (особенно гематита) значительно возрастают вязкость и водоотдача раствора, а также толщина глинистой корки. Поэтому необходима дополнительная химическая обработка раствора. Для этого применяются углещелочные реагенты, щелочная сульфитспиртовая барда или комбинированный реагент.

Оптимальные количества реагентов для улучшения специальных растворов устанавливаются в лаборатории опытным путем.

Ниже приводятся примеры расчета показателей некоторых основных рабочих свойств растворов.

1. Определение процента концентрации глины в растворе производится по формуле

$$C_{\text{р}} = \frac{100\,P_{\text{г}}}{P_{\text{р}}},$$

где $C_{\text{р}}$ — содержание глины в растворе в %; $P_{\text{г}}$ — вес глины (в воздушно-сухом состоянии) в *г* или *т*; $P_{\text{р}}$ — вес глинистого раствора в *г* или *т*.

Пример.

Вес глины $P_{\text{г}}=360$ *г*.

Вес раствора $P_{\text{р}}$ в объеме 1000 *мл* = 1200 *г*. Концентрация глины

$$C_{\text{р}} = \frac{100 \cdot 360}{1200} = 30\%$$

2. Расход необходимого количества глины (в воздушно-сухом состоянии) для внесения в глинистый раствор для увеличения ее содержания производится по формуле

$$P_{\text{г}} = P_{\text{р}}\,\frac{C_{\text{рх}} - C_{\text{р}}}{100 - C_{\text{рх}}},$$

где $P_{\text{г}}$ — вес вносимой глины в *г* или *т* (в воздушном-сухом состоянии; $P_{\text{р}}$ — вес глинистого раствора, подлежащего обработке, в *г* или *т*; $C_{\text{р}}$ — концентрация имеющегося раствора в %; $C_{\text{рх}}$ — концентрация требуемого раствора в %.

Пример.

Имеется глинистый раствор 20%-ной концентрации в объеме 1,3 *л*. Удельный вес раствора = 1,14 *Г/см*^{3}.

Требуется увеличить концентрацию данного раствора до 30%.

$$P_{\text{г}} = 1{,}14 \cdot 1300\,\frac{20-20}{100-30} = 212\ \text{г}.$$

3. Расчет необходимого количества воды для введения в глинистый раствор для уменьшения его удельного веса производится по формуле

$$V_0 = V_{\text{р}}\,\frac{\gamma_{\text{р}} - \gamma_{\text{рх}}}{\gamma_{\text{рх}} - 1{,}0},$$

где V_0 — объем добавляемой воды в *мл* или *м*^{3}; $V_{\text{р}}$ — объем глинистого раствора в *мл* или *м*^{3}; $\gamma_{\text{рх}}$ — удельный вес требуемого раствора; $\gamma_{\text{р}}$ — удельный вес имеющегося раствора.

Пример.

Имеется глинистый раствор с удельным весом 1,25 *Г/см*^{3} в объеме 1,2 *л*. Требуется уменьшить удельный вес раствора до 1,14 *Г/см*^{3}.

$$V_0 = 1200 \cdot \frac{1{,}25 - 1{,}14}{1{,}14 - 1{,}0} = 93{,}6\ \text{мл}.$$

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЭМУЛЬСИОННЫХ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Эмульсионный глинистый раствор приготавливается по следующему рецепту.

В глиномешалку емкостью 1 $м^3$ залить раствор УЩР в количестве от 100 до 250 *л* и воду от 200 до 250 *л*, размешать и при вращении лопастей всыпать глину в количестве от 80 до 250 *кг*.

После растворения глины в полученную пасту постепенно вливать малыми порциями нефть в количестве 100—120 *л*. Затем нефтяную пасту разбавить водой в количестве от 300 до 500 *л* до требуемой вязкости и удельного веса. Смесь непрерывно размешивать в общей сложности в течение 60 *мин* до образования эмульсионного раствора.

Количеством введенных в эмульсионный раствор компонентов УЩР и нефти регулируются главные показатели эмульсионного раствора — водоотдача, вязкость, СНС раствора и липкость корки. Приготовлению эмульсионного раствора должны предшествовать лабораторные исследования, в процессе которых уточняется количество нефти, а также и других составных частей раствора.

Нефть в раствор может также вводиться в желобную систему на буровой тонкой струей из специальной емкости с вентилем.

Выкидной шланг насоса при этом приподнимается с тем, чтобы происходило разбрызгивание сбрасываемой жидкости. За 2—3 оборота произойдет образование эмульсионного раствора.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ БЕЗГЛИНИСТЫХ И КОМБИНИРОВАННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Безглинистые промывочные жидкости приготавливаются растворением, диспергированием и эмульгированием в технической воде поверхностно-активных веществ, химикатов и различных материалов.

1. **Силикатно-содовые промывочные жидкости** приготавливаются одновременным растворением в воде нижеследующих химикатов:

а) кальцинированной соды в количестве, необходимом для смягчения воды, исходя из общей жесткости ее;

б) каустической соды (кристаллической) в количестве 0,1—0,15% (к объему воды);

в) жидкого стекла удельного веса 1,5 *Г/мл* в количестве от 1 до 5% (к объему воды).

С увеличением концентрации жидкого стекла повышается структура, ингибирующие и цементирующие свойства раствора.

2. **Силикатно-гуматные или гуматно-силикатные промывочные жидкости** приготавливаются одновременным растворением в технической воде нижеследующих химикатов и реагентов:

а) кальцинированной соды в количестве, необходимом для смягчения воды;

б) жидкого стекла удельного веса 1,5 *Г/мл* от 1 до 5% (к объему воды). Концентрацией его регулируются структурные, ингибирующие и цементирующие свойства раствора;

в) УЩР в количестве от 10 до 25% (к объему воды), при соотношении бурого угля и каустической соды 13 : 2 — для скальных и ангидритовых пород, при соотношении 18 : 2 — для полускальных пород и при 18 : 1,5 или 1 — для глинисто-карбонатных пород.

В условиях повышенной минерализации воды количество каустической соды в УЩР увеличивается от 0,3 и до 1,5 вес. ч. в указанных соотношениях пропорционально степени минерализации и соответственно химическому составу этих солей.

Оптимальные соотношения бурого угля и каустика надо подобрать лабораторными экспериментами.

Добавлением в безглинистый раствор до 50% УЩР (к объему воды) можно понизить водоотдачу его до 3—5 *мл*.

Добавлением до 25% жидкого стекла в безглинистый раствор можно значительно повысить его структуру, вязкость, СНС, ингибирующие и цементирующие свойства, обеспечивающие ликвидацию частичных поглощений в мелкопористых породах и укрепление недостаточно устойчивых песчаников и песков.

Если с применением и таких больших концентраций химикатов и УЩР осложнения не приостанавливаются, то в качестве промывочной жидкости применяют силикатно-гуматный реагент.

3. **Силикатно-гуматный реагент** приготавливается растворением в 10—25 объемных частях УЩР от 1 до 5 объемных частей жидкого стекла удельного веса 1,5 *Г/мл*.

Качество УЩР регулируется соответственно необходимой вязкости и водоотдачи силикатно-гуматного реагента.

Концентрация жидкого стекла регулируется соответственно степенью необходимой структуры ингибирующих и цементирующих свойств силикатно-гуматного реагента.

Силикатно-гуматный реагент можно приготовить заранее и добавлять его в техническую воду или в безглинистые растворы, применяемые при бурении, в количестве от 10 до 30% (по объемам).

Силикатно-гуматный реагент доливается беспрерывно в промывочную жидкость по выходу из устья скважины в желоб в течение 2—3 оборотов ее в циркуляционной системе.

4. **Известняково (карбонатно)-шламовый раствор** приготовляется по нижеуказанным технологии и рецептуре.

Для получения 1 $м^3$ этого раствора надо налить техническую воду до половины емкости глиномешалки и размешивать в ней в течение 20—30 *мин* глину местную, часовъярскую, бентонитовую или палыгорскитовую в количестве от 40 до 80 *кг*, затем загрузить из отстойников известняковый (карбонатный) шлам в количестве

от 200 до 360 *кг* и одновременно соль поваренную (техническую) от нуля до 10 *кг*.

Содержимое размешивать еще 15—20 *мин* и долить УЩР (13 : 2) в количестве 200 *л*, а затем техническую воду до полного объема. Размешивание продолжить еще 10—15 *мин*.

При наличии частичного поглощения раствор из глиномешалки подается в скважину. При нормальных условиях бурения раствор сливается из глиномешалки в емкость. Там он отстаивается 2—3 *ч* до выпадения крупного шлама. После отстоя раствор готов для применения.

Количество и ассортимент материалов в пределах указанных интервалов устанавливаются, исходя из заданных параметров и свойств раствора.

С увеличением количества глины и изменением ее ассортимента или комбинаций этого ассортимента увеличивается стабильность, вязкость и солестойкость раствора. С увеличением количества шлама увеличивается удельный вес раствора. С увеличением количества соли (в пресных растворах) и соды в УЩР увеличивается степень диспергации и стабилизации шлама, а также вязкость раствора. С уменьшением дозировки соли до нуля можно снизить вязкость раствора до 16—17 *сек*. С увеличением количества УЩР снижаются водоотдача и вязкость раствора. При одновременном же увеличении концентрации соли вязкость раствора повышается.

Такой регулировкой количества и ассортимента компонентов можно получить раствор с водоотдачей 10 *мл* при отстое воды от 0 до 2% и вязкости 19 *сек*.

С увеличением времени размешивания увеличивается степень диспергации и стабилизации шлама в растворе.

5. **Эмульсионно-меловой раствор** приготавливается обработкой эмульсионными реагентами, стабилизаторами естественных меловых или специально приготовленных растворов из тонкого (диспергированного) порошка мела.

А. Эмульсионный реагент для меловых растворов приготавливается по нижеуказанной технологии и рецептуре.

Заполнить 70% объема глиномешалки технической водой и растворить в ней каустическую кристаллическую соду в количестве 1,5—2% (весовых) размешиванием в течение 5—10 *мин*.

В содовой раствор всыпать крахмал технический в количестве 6—10% (весовых) и продолжать размешивание 15—20 *мин* до полной клейстеризации с образованием коллоидного состояния. Затем влить нефть, моторное или соляровое масло 30% до полного объема глиномешалки и продолжить размешивание до полного эмульгирования компонентов, но не менее 20—25 *мин*.

Приготовленная эмульсия сливается в специальные емкости для хранения и расходуется по необходимости в течение 10—60 суток. Иногда, после 10 суток хранения, эмульсия частично разру-

шается, но может восстанавливаться дополнительным размешиванием вручную или в глиномешалке.

Эмульсия добавляется к меловым растворам в количестве от 5 до 40% (объем).

При этом получают нижеследующие параметры эмульсионно-меловых растворов: удельный вес — от 1,15 до 1,35 *Г/мл*, вязкость от 20—40 *сек* и до «не течет», водоотдача — от 28 до 2 *мл*, СНС — от 0 до 43—58 *мГ/см*^{2}.

Б. Эмульсионно-меловой раствор искусственный приготавливается по нижеуказанной технологии и рецептуре.

Заполнить 70% объема глиномешалки технической водой и растворить в ней соду каустическую кристаллическую в количестве 0,1—1% (весовых), размешивая 5—10 *мин*. В содовый раствор всыпать крахмал технический в количестве 0,5—4% (весовых) и продолжить размешивание 15—20 *мин* до полной клейстеризации, с образованием коллоидного состояния. Затем влить нефть, моторное или соляровое масло 1,5—11% (объемных) и продолжать размешивание еще 15—30 *мин* до полного эмульгирования компонентов. В эмульсию всыпать мел в виде тонкого дисперсного порошка в количестве 2,5—20% (весовых) и размешивать до однородного состояния раствора в течение 15—20 *мин*.

Во избежание образования пенораствора мел должен вводиться в раствор во влажном состоянии. Степень и методика увлажнения та же, что и при добавлении в промывочные жидкости барита.

Мелкодисперсный порошок мела можно получить из крупного порошка или шлама взмучиванием и осаждением в воде крупных частиц, а также измельчением его в виде пульпы с помощью глиномешалки или диспергационной мельницы. Последний из этих способов — самый эффективный по количеству получаемой взвеси и меньшим затратам времени на его приготовление.

Из меловой взвеси эмульсионно-меловые растворы приготавливаются по вышеуказанной технологии и рецептуре с той только разницей, что в глиномешалку загружается 70% ее объема не воды, а водной меловой пульпы, с расчетным количеством в ней тонкодисперсного порошка мела.

Количество и ассортимент материалов устанавливаются, исходя из заданных параметров и свойств растворов.

С увеличением концентрации соды ускоряется и увеличивается степень клейстеризации крахмала и эмульгирование нефти и масла. Однако как при недостатке, так и при избытке соды часть крахмала остается неиспользованной, потому что он не достаточно оклейстеризован или потому, что слишком глубоко оклейстеризован — до частичного осахаривания. Крахмал стабилизует меловую дисперсию, нефтяную и масляную эмульсию. Он снижает водоотдачу и повышает вязкость раствора.

Количество и ассортимент нефти и масел подбираются в зависимости от степени необходимости снижения липкости корки и про-

ходимых пород, а также фильтрации воды из раствора и усиления стабилизации меловой дисперсии.

С увеличением концентрации мела повышаются ингибирующие свойства и удельный вес промывочной жидкости.

6. **Солестойкий эмульсионный безглинистый реагент** приготавливается по следующей технологии и рецептуре:

а) из 100 объемных частей технической воды, идущей на приготовление эмульсии, 50 объемных частей налить в глиномешалку, заполнив только 40% ее объема;

б) всыпать туда же 0,6 весовых частей каустической соды до полного растворения;

в) в содовый раствор всыпать крахмал в количестве 6 весовых частей и продолжить размешивание в течение 15—20 *мин* до полной клейстеризации крахмала;

г) в загущенный клейстер влить остальные 50 объемных частей воды, заполнив еще 40% объема глиномешалки, и продолжить размешивание еще 5—10 *мин*;

д) влить нефть в количестве 10 объемных частей и продолжить размешивание в течение 10—15 *мин*, до полного эмульгирования нефти в растворе;

е) в эмульсию всыпать 10 весовых частей поваренной соли технической и размешать до полного растворения ее в эмульсии.

Готовый пастообразный реагент слить в емкость для отстоя.

Через 1—2 дня отстоявший реагент, разжижаясь, приобретает: вязкость 38—48 *сек*, водоотдачу 1 *мл*, корку — 0,2 *мм*, СНС — 3/3 $мГ/см^2$.

При высокой солевой агрессии и осложненном бурении скважин солестойкий эмульсионный реагент применяется в качестве промывочной жидкости без разбавления водой.

С уменьшением солевой агрессии увеличивается разбавление реагента технической водой или естественным безглинистым раствором до приобретения им параметров, предусмотренных геолого-техническим нарядом на бурение скважины. При этом расходуется эмульсионного реагента 10—50%.

7. **Сульфатные и сульфатно-галоидные растворы** приготавливаются растворением стабилизирующих реагентов в естественных водных дисперсиях этих же пород по нижеуказанной технологии и рецептуре.

А. В глиномешалке размешать $^1/_2$—$^2/_3$ емкости до однородного состава водную дисперсию сульфатных и сульфатно-галоидных пород. Добавить туда:

а) УЩР от 10 до 15% (объемных), размешивать 5 *мин;*

б) трех- или восьмипроцентный водный раствор КМЦ или крахмал при соотношении 1 : 1, или 1 : 1,5, или 1,5 : 1, в количестве от 0,75% до 2%, в пересчете на сухой вес их, при pH раствора от 10 до 12 и размешивать 5 *мин*;

в) жидкое стекло удельного веса 1,5 *Г/мл* в количестве от 0,6

до 5% (весовых). Содержание подвергнуть размешиванию в течение 5 *мин* до получения однородного состава.

Б. Заполнить 20% объема глиномешалки водной дисперсией сульфатных и сульфатно-галоидных пород. Добавить:

а) каустической соды в количестве 1% (весовых). Произвести размешивание в течение 5—10 *мин* до полного растворения;

б) крахмала технического в количестве от 1 до 4% (весовых). Перемешивать в течение 15—20 *мин* до полной клейстеризации;

в) в полученную пасту долить той же водной дисперсии до 50% объема глиномешалки и размешивать 5 *мин*;

г) в разжиженный раствор влить ССБ в количестве от 2 до 14% (весовых в пересчете на сухое вещество) и жидкого стекла удельного веса 1,5 *Г/мл* в количестве от 0,5 до 4% (весовых). Содержимое размешивать 5—10 *мин*;

д) долить водной дисперсией до полного объема глиномешалки и продолжать размешивание в течение 5—10 *мин* до получения однородного состава.

В. При отсутствии глиномешалки сульфатный и сульфатно-галоидный растворы приготавливаются одновременным добавлением реагентов из металлических емкостей в желоб при выходе промывочного раствора скважины в течение времени, необходимого для 1—2 оборотов его в циркуляционной системе. Для этого надо иметь две металлические емкости.

По рецепту А в одной емкости держать раствор УЩР с жидким стеклом, а во второй — водный раствор КМЦ и крахмала.

По рецепту В в одной емкости держать водный раствор ССБ с жидким стеклом и содой, а во второй — крахмальный клейстер при pH от 10 до 12.

Количество и соотношение КМЦ, крахмала, ССБ, УЩР регулируют стабилизацию, водоотдачу, вязкость раствора до необходимых пределов.

Жидкое стекло регулирует ингибирующие, цементирующие и другие свойства раствора. Каустическая сода регулирует свойства КМЦ, крахмала, ССБ и диспергированных пород.

8. **Полиакриламидовый безглинистый раствор.** Растворы этого вида могут быть ингибированными по отношению к глинистым породам и не размывающими солевые пласты.

А. Ингибированный безглинистый раствор приготавливается растворением до 1,2 (весовых) полиакриламида в пресной промывочной жидкости — воде технической или в естественной водной дисперсии глинистых пород.

Пропорционально концентрации полиакриламида повышается солестойкость раствора.

Б. Неразмывающий солевые пласты полиакриламидовый безглинистый раствор приготавливается из ингибированного путем дополнительного растворения в нем различных солей до 1,5% (весовых) или до «насыщения». Количество и ассортимент этих солей регулируют удельный вес промывочной жидкости в пределах до

1,2—1,9 *Г/мл*, а также степень неразмывающей способности ее. Состав солей промывочной жидкости надо создавать аналогично пластовому составу их, т. е. растворять NaCl, KCl, $MgCl_2$, $6H_2O$, $CaCl_2$, $NaNO_3$, $ZnCl_2$ и др. Наибольшая эффективность достигается растворением их только до 1,5%.

Полиакриламидовый безглинистый раствор с содержанием 1,2% полиакриламида и 1,5% $NaCl_2$ или $CaCl_2$ приобретает удельный вес 1,2—1,4 *Г/мл*, вязкость 31—37 *сек*, водоотдачу 1—1,5 *мл*, CHC=O.

9. **Аргиллитовые и аргиллито-карбонатные безглинистые растворы** приготавливаются по нижеуказанной технологии и рецептуре в два приема.

А. Искусственное приготовление аргиллитовой или аргиллито-карбонатной суспензии:

а) глиномешалку наполовину объема залить технической водой;

б) добавить в глиномешалку аргиллитового или аргиллито-карбонатного шлама в количестве, в 2—3 раза превышающем расчетную концентрацию суспензии, и произвести размешивание в течение 10—15 *мин*;

в) полученную пасту разбавить водой до полного объема глиномешалки и все содержимое повторным размешиванием в течение 35—45 *мин* довести до однородного состояния;

г) суспензию слить в емкость и дать отстояться в течение 2—3 *ч*;

д) по выпадении крупных частиц шлама мелкодисперсную часть суспензии откачать в емкость для приготовления раствора.

Б. Стабилизация суспензии.

Для суспензий, приготовленных на минерализованной воде:

а) заполнить 70—80% объема глиномешалки суспензий, приготовленной искусственным или естественным (в скважине) путем, и в течение 5 *мин* произвести размешивание до однородного состава;

б) ввести расчетное количество стабилизаторов (сульфат-целлюлозы, КМЦ в количестве от 0,25 до 2% (весовых, в пересчете на сухое вещество) или крахмал в виде клейстера 3—8%-ной концентрации;

в) долить суспензию до полного объема глиномешалки, после чего содержимое еще в течение 15—20 *мин* подвергнуть размешиванию.

Для суспензий, приготовленных на пресной воде:

а) заполнить 50—60% объема глиномешалки аргиллитовой суспензией и произвести размешивание в течение 5 *мин*;

б) влить УЩР (15 : 4) в количестве до 20—30% (объемных) или всыпать порошка УЩР до 3% (весовых).

Вместе с жидким УЩР всыпать хлористого кальция технического 1—1,2% (весовых) или вместе с порошком УЩР влить клейстер КМЦ 3—8%-ной концентрации в количестве 0,5 (весовых,

в пересчете на сухое вещество), содержимое подвергнуть размешиванию в течение 5 *мин*;

в) в стабилизированный раствор всыпать расчетное количество увлажненного утяжелительного порошка барита или известняка от 50 до 300 *кг*;

г) долить аргиллитовой суспензии до полного объема глиномешалки. Содержимое проработать в глиномешалке еще 10—15 *мин* до получения раствора со стабильностью не свыше 0,01—0,05 *г/мл*.

Количество и ассортимент компонентов, в пределах указанных интервалов, устанавливается, исходя из заданных параметров и свойств раствора.

С увеличением концентрации сульфат-целлюлозы, КМЦ, крахмала, а также УЩР в сочетании с хлористым кальцием повышается стабильность, вязкость, СНС и снижается водоотдача раствора.

С увеличением дисперсной фазы аргиллитового или аргиллито-карбонатного шлама повышается вязкость, удельный вес и снижается водоотдача раствора.

В. При отсутствии глиномешалки и при повторных обработках аргиллитовых и аргиллито-карбонатных суспензий реагенты добавляются одновременно из металлических емкостей в желоб при выходе суспензии из скважины в течение времени, необходимого для 1—2 оборотов ее в циркуляционной системе. Для этого надо иметь две емкости: одну — для раствора хлористого кальция, а вторую — для клейстера, порошок УЩР можно смешать с клейстером или разбавить водой до состояния «жидкой сметаны».

10. **При необходимости повышения стабильности безглинистых растворов и реагентов** за счет коллоидно-дисперсных частиц в них вводится от 3 до 10% (весовых) глины: местной, часовъярской, бентонитовой или палыгорскитовой.

Осуществляется это примешиванием глины или концентрированного глинистого раствора. Для этого применяется глиномешалка или подливание глинистого раствора в желоб при выходе промывочной жидкости из устья скважины в течение времени, необходимого для 1—2 оборотов ее в циркуляционной системе.

Скорость введения химикатов, реагентов, глинистых растворов в промывочную жидкость на буровой определяется по формуле

$$V = \frac{QN}{100} \text{ л/мин},$$

где Q — производительность грязевого насоса (количество закачиваемой жидкости) в *л/мин*; N — количество добавок в % от объема раствора.

В случаях возникновения нежелательного вспенивания промывочных жидкостей, эмульсий и реагентов к ним добавляются различные пеногасители.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ АЭРИРОВАННЫХ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Аэрированные растворы готовятся в обычных глиномешалках. Первоначально приготавливается нормальный глинистый раствор в объеме $^1/_2$ глиномешалки, затем добавляется пенообразователь и раствор дополнительно размешивается в течение 15—20 *мин*. В зависимости от концентрации пенообразователя наблюдается увеличение объема раствора до 2—3 раз.

Потребное количество пенообразователя в каждом конкретном случае уточняется отдельно. Как исходные, можно рекомендовать следующие концентрации: для ПО-1 и ПО-К-18 двухкратное увеличение объема аэрированного раствора достигается при содержании 0,5—0,07% (0,5—0,7 *л* на 1 $м^3$), трехкратное — 0,5—1% (5—10 *л* на 1 $м^3$ глинистого раствора).

Пенообразователи не рекомендуется вводить в глиномешалку, пока не приготовлен глинистый раствор; в противном случае наблюдается интенсивное пенообразование, глина плохо переходит в раствор и не достаточно промешивается.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ КАРНАЛЛИТОВОГО РАСТВОРА

Карналлитовый раствор приготавливают по следующей технологии.

Залить наполовину глиномешалку глинистым раствором. Всыпать в него расчетное количество карналлита. Размешивать в течение 15—20 *мин* и долить расчетное количество нефти и глинистого раствора до полного объема глиномешалки.

Размешивание продолжать еще 10—15 *мин*. Полученную эмульсию слить в емкость. Расход материалов на приготовление карналлитового раствора составит: на каждый 1 $м^3$ глинистого раствора удельного веса 1,2 *Г/мл* карналлита 300—400 *кг* и нефти 8% (по объему).

При отсутствии глинистого раствора вначале размешивают с водой расчетное количество глины в половине объема глиномешалки, а затем уже соблюдают последовательность приготовления карналлитового раствора. При этом на 1 $м^3$ карналлитового раствора расход материалов составит: воды технической — 631 *кг*, глины часовъярской — 223 *кг*, карналлита — 286 *кг*, нефти — 57 *кг*.

ОБРАБОТКА РАСТВОРА ХРОМАТАМИ

Хроматные реагенты применяются в сухом и растворенном виде. Применяют водные 10%-ные хроматные растворы в чистом виде и совместно с другими химическими реагентами: УЩР, ССБ, КССБ и т. п. Оптимальные дозировки устанавливаются предварительными лабораторными испытаниями при достижении заданных параметров промывочных жидкостей и неизменяемости их в течение 6—10 *ч* при забойной температуре. На буровой установке хроматные реагенты приготавливаются в емкости. В нее засыпают на

Таблица 5

№ рецептов	Ориентировочный расход материалов на 1 м³ промывочной жидкости							
	глина, кг	бентонит, кг	барит или другой утяжелитель, кг	УЩР, л	сода кальцинированная, кг	прочие добавки		вода, л
						наименование	количество, кг	
1	320—475	—	—	—	—	—	—	880—825
2	80—160	—	—	—	0,5	—	—	970—940
3	240—320	—	—	—	0,5	—	—	910—880
4	240—320	—	—	—	0,5—2,0	—	—	910—880
5	480	—	100—600	150—200	1—5	—	—	670—615
6	480	—	100—600	150—200	3—8	—	—	667—612
7	475—450	—	0—100	100—150	0,5—2,0	—	—	725—648
8	290—350	—	—	150—200	1—3	—	—	739—667
9	480—375	—	0—100—600	150—200	3—7	—	—	667—718
10	320—400	—	—	150—200	—	Жидкое стекло	20—30	710—620
11	240—400	—	—	150—200	0,5—3,5	—	—	760—647
12	160—240	—	—	70—100	—	—	—	870—810
13	480—375	—	0—100—700	30—50	1—4	—	—	789—871
14	480—375	—	100—500	200—250	1—3,5	—	—	519—672
15	320—375—480	—	0—200—600	100—150—200	0—5—10	—	—	780—820—610

Продолжение табл. 5

№ рецептов	Ориентировочный расход материалов на 1 м³ промывочной жидкости							
	глина, кг	бентонит, кг	барит или другой утяжелитель, кг	УЩР, л	сода кальцинированная, кг	прочие добавки: наименование	прочие добавки: количество, кг	вода, л
16	270—325	50—150	—	100—120	1—3	—	—	779—702
17	80—320	—	—	100—140	1—3	—	—	869—737
18	60—160	20—80	—	150—200	—	Каустическая сода, удельный вес 1,4	5—10	815—700
19	160—240	—	—	100—130	0,5—1,0	—	—	840—759
20	190	—	—	50—100	—	Пенообразователь	0,1—0,5 л	880—830
21	190	—	—	150—200	—	Пенообразователь	0,1—0,5 л	780—730
22	80—240	—	—	120—350	3—12	Отработанное масло, дизельное топливо или нефть, каустическая сода	30—120 0,5—6,0	817—422
23	270—320	—	—	—	Сивушное масло или нейтрализованный черный контакт 1—1,5 кг	ССБ, удельный вес 1,10. Насыщенный раствор поваренной соли, удельный вес 1,18	150 л, 165 кг 110—190 л (136—244 кг)	748—690
24	0—120	—	—	200—300		Жидкое стекло, удельный вес 1,5	(1—50 л) (1,5—75 кг)	775—679
25	—	—	—	—	—	Добавки	—	1000

каждые 90 *л* воды по 10 *кг* хромата и размешивают лопатами 15—30 *мин* до полного растворения. Для калиевого хромпика надо брать теплую воду. Готовый реагент сливают непрерывной струей в желоб при выходе промывочной жидкости из скважины в продолжение 1—2 оборотов ее в циркуляционной системе. При наличии на буровой установке глиномешалки можно приготовить в ней хроматный реагент, а обработку промывочной жидкости выполнять тем же методом. Вместо раствора хромпика можно подсыпать равномерно сухой хромпик в промывочную жидкость. Разжижающее действие хроматных реагентов проявляется сразу же после первого цикла циркуляции, поэтому необходимо тщательно следить за изменением параметров промывочной жидкости, особенно утяжеленной.

Во избежание чрезмерного разжижения обработку раствора следует начинать с очень небольших добавок хромпика (от 0,005—0,01% на сухое вещество по объему).

При возникновении чрезмерного разжижения в промывочную жидкость следует добавить расчетное количество глинопорошка или более концентрированного глинистого раствора.

ОБРАБОТКА ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ ГРАФИТОМ

Добавление к глинистым растворам графита (серебристого) производится в основном для снижения липкости глинистой корки. Его добавка к глинистому раствору не должна превышать 1% по весу от объема раствора. Оптимальное количество графита для добавления в глинистый раствор устанавливается по максимальному уменьшению вязкости раствора.

Графит добавляется в раствор в начале желобной системы у устья скважины за время, необходимое для 2—3 оборотов его в циркуляционной системе, или через гидромешалку.

Приготовление графитового раствора в глиномешалке производится размешиванием в течение 10—15 *мин* глинистого раствора, разбавленного УЩР, с добавкой расчетного количества графитового порошка. Приготовленный графитовый раствор перекачивается в емкость для химического реагента, а из нее в течение одного оборота циркулирующего раствора подается в раствор.

Рецепты приготовления промывочных жидкостей даны в табл. 5.

ГЛАВА V

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

ПРИГОТОВЛЕНИЕ УГЛЕЩЕЛОЧНЫХ РЕАГЕНТОВ (УЩР)

Углещелочной реагент является своего рода полиреагентом, позволяющим использовать глинистый раствор (с добавкой УЩР) как средство для борьбы с большей частью осложнений, встречающихся при бурении.

Однако эффект, который может быть получен от применения этого ценного реагента, зависит от соблюдения правил технологии его приготовления.

Прежде всего для приготовления УЩР требуется качественное сырье — хороший бурый уголь или гуматы с достаточным содержанием гуминовых веществ.

Пригодным для приготовления УЩР считается бурый уголь, который содержит 35—47% гуминовых кислот. При реакции гуминовых кислот с каустической содой NaOH получаются натриевые соли гуминовых кислот, легко растворимые в воде. В жесткой воде кальций, замещая натрий Na в солях гуминовых кислот, способствует образованию нерастворимого мыла. При этом ухудшаются условия образования водной оболочки вокруг глинистых частиц, смачивающей их. Действие УЩР в связи с этим ослабляется. Чтобы устранить вредное действие жесткой воды, идущей на приготовление УЩР, нужно такую воду предварительно смягчить добавлением к ней кальцинированной соды Ca_2CO_3 или тринатрийфосфата. Молекулы гидрофильных натриевых солей гуминовых кислот обволакивают частицы глины, образуя вокруг них сплошную оболочку, покрытую в свою очередь второй оболочкой воды.

Вода лучше смачивает глинистые частицы в глинистом растворе, обработанном УЩР. Улучшение условий смачиваемости вызывает лучший распад комочков (агрегатов) глины на первичные частицы.

Распавшиеся частицы, защищенные надежной защитной оболочкой, в дальнейшем не слипаются, агрегаты частиц вновь не образуются. При этом снижаются вязкость, СНС, водоотдача и толщина глинистой корки.

Если ставится задача приготовить с помощью УЩР глинистый раствор с малой вязкостью и водоотдачей, то нужно учитывать также и влияние самой глины на характеристику конечного продукта.

При взаимодействии УЩР с глинистым раствором, приготовленным из кальциевых глин, кальций замещается натрием из натриевых солей гуминовых кислот. В этом случае УЩР приготавливается при избытке каустической соды.

Если же применяется натриевая глина, то УЩР приготавливается с малым количеством каустической соды. Точная дозировка составляющих компонентов определяется лабораторным путем.

Для приготовления 1 $м^3$ УЩР расход материалов может изменяться в следующих пределах.

Бурый уголь — от 100 до 180 *кг* (в пересчете на сухой уголь).

Каустическая сода — от 10 до 20 *кг*.

Вода — до полного объема глиномешалки.

Загруженные в глиномешалку, все эти материалы размешиваются в течение 1,5—2 *ч* и сливаются в емкость, в которой смесь периодически через каждые 3—4 *ч* в течение суток дополнительно размешивается с помощью весла.

УЩР, не выдержанный по срокам размешивания и отстоя, имеет избыток каустической соды, не вступившей в соединение с гуминовыми кислотами, вследствие чего раствор приобретает большие вязкость, СНС и водоотдачу.

Состав УЩР удобно выражать двумя цифрами, например: 180 : 20 означает, что в одном кубометре УЩР содержится 180 *кг* безводного бурого угля и 20 *кг* каустической соды. При таком соотношении (180 : 20) составных частей и при вышеописанной технологии приготовления УЩР из бурого угля извлекается 70—90% от общего содержания в нем гуминовых веществ.

В УЩР, пригодном для применения, должно быть 4—6% гуминового вещества.

УЩР представляет собой сложную смесь молекулярного и коллоидного растворов гуминовых веществ, твердых частиц нерастворимых минералов и углистых осадков — осадка из материалов выщелачивания бурого угля.

Осадок УЩР действует на глинистый раствор так же, как и верхняя отстоявшаяся часть, только несколько больше придает ему вязкости.

Для бесперебойного приготовления УЩР надо иметь три емкости: в первую заливается приготовленный реагент, во второй отстаивается, а из третьей расходуется.

Если применяется влажный бурый уголь, пересчет его количества на сухой производится умножением на величину $\frac{W}{100\%}$.

Так, например, 100 *кг* влажного бурого угля с 50%-ной влажностью соответствует: $100 \frac{W}{100} = 50$ *кг* сухого угля.

При отсутствии каустической соды можно приготовить УЩР на кальцинированной соде (способ кипячения).

Дело в том, что при кипячении кальцинированной соды Na_2CO_3 образуется едкий натр плюс углекислый газ по формуле

$$Na_2CO_3 + H_2O = 2NaOH + CO_2.$$

Углекислый газ при кипячении улетучивается, а то, что остается, представляет собой едкий натрий, который действует на бурый уголь точно так же, как и каустическая сода, полученная в готовом виде.

Для того чтобы получить расчетное количество каустической соды, нужно израсходовать кальцинированной соды в 2 раза больше по весу.

Так, чтобы приготовить 1 $м^3$ УЩР с характеристикой 180 : 20, надо засыпать в емкость 40 *кг* кальцинированной соды, 180 *кг* бурого угля и влить горячую воду при температуре 85—100° С. Смесь размешать и прокипятить в течение 15 *мин*.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПАСТЫ И ПОРОШКА УЩР

Пасту и порошок УЩР приготавливают по тем же рецептам, что и раствор, только уменьшается доза воды при приготовлении реагента.

Пасту УЩР приготавливают следующего состава.

1. Концентрированную жидкую с удвоенным расходом бурого угля (180×2=360 *кг*) и каустической соды (20×2=40 *кг*) на 1 $м^3$ УЩР.

2. Концентрированную густую с утроенным расходом бурого угля (180×3=540) и каустической соды (20×3=60 *кг*) на 1 $м^3$ УЩР.

3. Концентрированную до пластичного состояния с учетверенным или упятеренным расходом бурого угля (180×4=720 *кг*) и каустической соды (20×4=80 *кг*) на 1 $м^3$ УЩР.

Жидкую пасту приготавливают размешиванием в глиномешалке, как обычно, при 50—60 *об/мин* в течение 1,5—2 *ч*.

Пластичную пасту и порошок УЩР приготавливают размешиванием на бетономешалке, или вручную в корыте, или в приямке так же, как приготавливают строительный бетон или глину. Каустическая сода вводится в виде водного раствора. Количество воды регулируется по степени пластичности и необходимости равномерно пропитать водным раствором соды все частицы угля. При высыхании приготовленный УЩР переходит из пастообразного

состояния в комовое или брикетное, а из рассыпчатого кашеобразного — в порошкообразное.

После размешивания паста и порошок УЩР, независимо от консистенции, должны быть выдержаны для химического созревания в течение суток так же, как и обычный УЩР.

При обработке промывочной жидкости пастой УЩР весовое количество реагента значительно уменьшается, при этом параметры промывочной жидкости улучшаются почти при неизменном удельном весе ее. Значительно снижаются транспортные расходы и сводится до минимума необходимость иметь емкости для хранения УЩР.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ИЗВЕСТКОВОГО МОЛОКА

При бурении скважин в глинисто-карбонатных толщах после многократных обработок глинистый раствор теряет восприимчивость, быстро повышается СНС и вязкость до состояния «не течет». Бурение скважин таким раствором становится невозможным. Такие устаревшие растворы подвергаются «омоложению» с помощью известкования, при котором используется известковое молоко.

Для получения известкового молока применяется свежегашеная известь, приготовленная по следующему рецепту.

В глиномешалку емкостью 1 $м^3$ или в другую емкость залить до половины объема воду и засыпать 500 *кг* негашеной извести. После гашения извести емкость долить до полного объема водой (дополнительно потребуется около 400 *л* воды), перемешать до получения известкового теста удельного веса 1,3—1,4 $Г/см^3$. Тесто

Таблица 6

Удельный вес при 20 С	Содержание CaO, *г*		$Ca(OH)_2$, % вес.	Удельный вес, $Г/см^3$	Содержание CaO, *г*		$Ca(OH)_2$, % вес.
	в 100 *г*	в 1 *л*			в 100 *г*	в 1 *л*	
1,009	0,99	10	1,31	1,119	14,30	160	18,90
1,017	1,96	20	2,59	1,126	15,10	170	19,95
1,025	2,93	30	3,87	1,133	15,89	180	21,00
1,032	3,88	40	5,13	1,140	16,67	190	22,03
1,039	4,81	50	6,36	1,148	17,43	200	23,03
1,046	5,74	60	7,58	1,155	18,19	210	24,04
1,054	6,65	70	8,79	1,162	18,94	220	25,03
1,061	7,54	80	9,96	1,169	19,68	230	26,01
1,068	8,43	90	11,14	1,176	20,41	240	26,96
1,075	9,30	100	12,29	1,184	21,12	250	27,91
1,083	10,16	110	13,43	1,191	21,84	260	28,86
1,090	11,01	120	14,55	1,198	22,55	270	29,80
1,097	11,86	130	15,67	1,205	23,84	280	30,71
1,104	12,68	140	16,76	1,213	23,92	290	31,61
1,111	13,50	150	17,84	1,220	24,60	300	32,51

Примечание. Известковое молоко—это водный раствор $Ca(OH)_2$ со взвешенными частицами $Ca(OH)_2$.

слить в емкость на хранение. Перед применением расчетное количество известкового теста загрузить в глиномешалку, долить до полного объема водой и размешать до получения известкового молока.

В зависимости от удельного веса «молока» содержание гашеной извести и CaO в известковом молоке определяется по табл. 6.

В разбавленном известковом молоке отсчитывают показания ареометра быстро, чтобы известь не успела осесть.

Густое известковое молоко помещают в широкий цилиндр. Ареометр погружают в смесь осторожно. Одновременно вращают цилиндр, при легком сотрясении его, до прекращения погружения шкалы ареометра.

Для приготовления промывочных жидкостей лучше всего применять известковое молоко удельного веса 1,20—1,22 *Г/см*³.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ РЕАГЕНТА ИЗ СУЛЬФИТСПИРТОВОЙ БАРДЫ

Глиномешалку объемом 1 *м*³ наполняют на $^2/_3$ горячей водой (при 70—80° С) и вносят в нее ССБ в виде мелких кусочков в количестве 380 *кг*. После 30 *мин* размешивания в глиномешалку наливают раствор каустической соды ($\gamma = 1{,}18$ *Г/см*³ и более) по расчету и доливают водой до люка. Реагент перемешивают еще 15—20 *мин* и сливают в металлическую или деревянную емкость. Для уменьшения вспенивания реагента целесообразно ввести сивушное масло от 0,05—0,3% по объему.

Из жидкой барды реагент готовят непосредственно в емкости вручную. При этом можно использовать воду нормальной температуры. Каустик добавляется из расчета 45—60 *кг* (кристаллической каустической соды) на 380 *кг* сухой ССБ или 760 *кг* в жидком виде (50%-ной концентрации). Приготовленный реагент вносят в глинистый раствор из расчета 30—150 *кг* реагента на 1 *м*³ раствора. Оптимальная дозировка устанавливается опытным путем.

Количество сухой ССБ в водных растворах определяют измерением удельного веса ее и подсчетом по табл. 7.

Таблица 7

Удельный вес, *Г/см*³	Содержание сухих веществ, %	Удельный вес, *Г/см*³	Содержание сухих веществ, %	Удельный вес, *Г/см*³	Содержание сухих веществ, %	Удельный вес, *Г/см*³	Содержание сухих веществ, %	Удельный вес, *Г/см*³	Содержание сухих веществ, %
1,01	2,0	1,08	16,0	1,15	29,2	1,22	40,2	1,29	51,3
1,02	4,0	1,09	18,0	1,16	31,0	1,23	42,0	1,30	52,6
1,03	6,0	1,10	20,0	1,17	32,5	1,24	43,4	1,31	54,3
1,04	8,0	1,11	21,6	1,18	34,0	1,25	45,0	1,32	56,0
1,05	10,0	1,12	23,6	1,19	35,6	1,26	46,5	1,33	57,5
1,06	12,0	1,13	25,4	1,20	37,1	1,27	48,1	1,34	59,1
1,07	14,0	1,14	27,4	1,21	38,6	1,28	49,7	1,35	60,6
								1,36	61,3

Добавление реагента в глинистый раствор вызывает вспенивание, которое можно уменьшить введением небольших количеств нефти, нейтрализованного черного контакта (Н. Ч. К.), древесносмоляного масла, сивушного масла, солярового масла, или смеси 85 частей солярового масла плюс 15 частей сивушного масла или 5 частей стеариновой кислоты, или смеси 9 частей солярового масла и плюс 1 часть соабстока — отхода рафинации подсолнечного масла. Смеси можно вводить и в глинистый раствор по 0,05% от его объема вместе с ССБ.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОГО РЕАГЕНТА БКИ (БАРДА—КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА—ИЗВЕСТЬ)

Реагент БКИ применяется для получения высококальциевых, известковых растворов, обладающих высокими ингибирующими свойствами по отношению к глинистым породам. Кроме того, раствор, обработанный БКИ, имеет крепящий эффект при проходке обваливающихся алевролитов и аргиллитов и устойчив к повышенной минерализации проходимых пород и водоносных горизонтов.

Для приготовления БКИ в глиномешалку заливается известковое молоко, в которое при размешивании (60 *об/мин*) доливается раствор каустической соды. Через 20 *мин* добавляется необходимая доза сульфитспиртовой барды и продолжается размешивание еще в течение 1 *ч*. Рецепт для БКИ устанавливают на основе предварительных лабораторных испытаний, исходя из конкретных геологических условий и качества подлежащего обработке глинистого раствора.

Ориентировочно можно рекомендовать следующий рецепт для приготовления БКИ на 1 $м^3$ реагента (из опыта треста Майкопнефть: ССБ — сульфитспиртовая барда (50%-ной концентрации) — 0,63 $м^3$; NaOH — каустическая сода (водный раствор удельного веса 1,40 $Г/см^3$) — 0,15 $м^3$; $Ca(OH)_2$ — известковое молоко — 0,22 $м^3$.

На 1 $м^3$ известкового молока берется 700 *кг* гашеной извести.

БКИ добавляется к глинистому раствору в количестве 4—6%.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ РЕАГЕНТА ИЗ ОКИСЛЕННОГО ЛИГНИНА

Для обработки глинистых растворов окисленный лигнин применяется в виде водно-щелочных растворов 5—10%-ной концентрации. Соотношение лигнина и щелочи применяется от 1 : 0,1 до 1 : 0,5 (воздушно-сухие вещества) в зависимости от состава глинистого раствора, его щелочности и требуемой вязкости.

Рецептура и количество реагента в каждом отдельном случае уточняется по пробам растворов, взятых из скважин, в которых предполагается проводить обработку. Наиболее часто применяется

реагент 5%-ной концентрации, при соотношении лигнина и щелочи 1 : 0,3.

Реагент при таком соотношении лигнина и щелочи готовится следующим образом.

В 1 *м*³ глиномешалку, заполненную приблизительно на $^1/_3$ объема водой, загружается 15 *кг* твердого каустика или соответствующее количество его раствора. После растворения каустика в глиномешалку загружается 50 *кг* окисленного лигнина. Все содержимое перемешивается в течение 1—1,5 *ч*. Потом глиномешалка заполняется доверху водой, и находящийся в ней реагент размешивается еще в течение 15—20 *мин*. В случае вспенивания реагента к нему добавляется соляровое масло (1 ведро реагента на глиномешалку).

Готовый реагент сливается в емкость, а оттуда транспортируется на буровые, где требуется обработка раствора. Можно готовить реагент и непосредственно на буровой, при этом реагент из глиномешалки может подаваться прямо в желоб.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ РЕАГЕНТА ИЗ ПОЛИФЕНОЛЬНОГО ЛЕСОХИМИЧЕСКОГО ПОНИЗИТЕЛЯ ВЯЗКОСТИ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ (ПФЛХ-1)

Рецептура и технология приготовления реагента из ПФЛХ-1 во всех деталях сходны с приготовлением реагента из окисленного лигнина.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ РЕАГЕНТА ИЗ КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ (КМЦ)

Карбоксиметилцеллюлоза применяется в виде водного раствора с максимальной концентрацией в нем сухого продукта, при которой еще сохраняется его текучесть, необходимая для перекачки реагента и обработки им глинистых растворов. Для обычно применяемой средневязкой карбоксиметилцеллюлозы эта концентрация равна 8—10%.

Приготовление реагента производится следующим образом (расчет ведется на 1 *м*³ реагента):

а) глиномешалка заполняется водой на $^2/_3$ своего объема;

б) в работающую глиномешалку загружается 75—100 *кг* карбоксиметилцеллюлозы (без учета влажности продукта) и перемешивается в течение 1—2 *ч*.

В зимнее время для ускорения растворения КМЦ рекомендуется применять обогрев.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ КРАХМАЛЬНОГО РЕАГЕНТА

Крахмал применяется в виде щелочного клейстера. Количество щелочи для клейстеризации определяется опытным путем. В среднем для клейстеризации крахмала требуется 1,0—1,4% щелочи (на

сухой крахмал). В сильноминерализованных водах, идущих для приготовления реагента, добавка щелочи повышается до 2—4%.

Крахмальный реагент (клейстер) готовится с максимальной концентрацией в нем сухого продукта (8—10%), позволяющей еще сохранить текучесть реагента.

Расчет количества крахмала и щелочи производится по формулам:

для крахмала

$$P = \frac{Vh_1}{100},$$

где P — количество крахмала на одну глиномешалку в *кг*; V — объем глиномешалки в *л*; h_1 — концентрация крахмала в клейстере в %;

для щелочи

$$Q = P\,\frac{h_2}{d \cdot 100},$$

Q — количество раствора каустической соды в *л*; P — количество крахмала в *кг*; h_2 — добавка сухой каустической соды на крахмал в %; d — удельный вес раствора каустической соды в $Г/см^3$.

Пример.

Необходимо приготовить крахмальный реагент с концентрацией крахмала 8% и добавкой сухого каустика 1,2% (на крахмал).

Объем глиномешалки — 1 $м^3$ (1000 *л*), удельный вес раствора каустической соды — 1,52 (50%).

Подставляем в формулу (8) значения:

$$P = \frac{1000 \cdot 8}{100} = 80 \text{ кг}.$$

Подставляем в формулу (9) значения:

$$Q = \frac{80 \cdot 1{,}2}{1{,}52 \cdot 100} = 0{,}63 \text{ л}.$$

Приготовление крахмального реагента производится следующим образом: в глиномешалку заливается вода с таким расчетом, чтобы остался некоторый свободный объем для добавки крахмала и каустика. При перемешивании засыпается крахмал, затем заливается каустик, и через 15—20 *мин* готовый реагент сливается. Если применяется не порошкообразный крахмал, а пластинчатый, то перед добавкой каустической соды его следует размешать с водой в течение 20—30 *мин*.

При использовании минерализованной воды крахмал засыпают в глиномешалку после добавки каустика. Крахмальный реагент необходимо готовить непосредственно перед обработкой глинистого раствора. Создавать запасы клейстера на буровой не рекомендуется ввиду порчи его.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ВОДНОГО РАСТВОРА ХЛОРИСТОГО КАЛЬЦИЯ ($CaCl_2$)

Хлористый кальций в глинистые растворы вводится обычно в сухом виде вместе с другими химическими реагентами. Для понижения концентрации глины в промывочной жидкости можно хлористый кальций вводить в виде водных растворов. Водный раствор хлористого кальция приготавливается размешиванием расчетного количества хлористого кальция с водой в глиномешалке в течение 10—15 *мин* или в металлических емкостях лопатами до полного растворения.

Количество сухого хлористого кальция ($CaCl_2$), введенного в промывочную жидкость в виде водного раствора, и температура замерзания его определяются по удельному весу, приведенному в табл. 8.

Таблица 8

Удельный вес, *Г/см³*	Содержание $CaCl_2$, *г*		Температура замерзания, С
	на 100 *г* раствора	на 100 *г* воды	
1,00	0,1	0,1	0,0
1,01	1,3	1,3	−0,6
1,02	2,5	2,6	−1,2
1,03	3,6	3,7	−1,8
1,04	4,8	5,0	−2,4
1,05	5,9	6,3	−3,0
1,06	7,1	7,6	−3,7
1,07	8,3	9,0	−4,4
1,08	9,4	10,4	−5,2
1,09	10,5	11,7	−6,1
1,10	11,5	13,0	−7,1
1,11	12,6	14,4	−8,1
1,12	13,7	15,9	−9,1
1,13	14,7	17,3	−10,2
1,14	15,8	18,8	−11,4
1,15	16,8	20,2	−12,7
1,16	17,8	21,7	−14,2
1,17	18,9	23,3	−15,7
1,18	19,9	24,9	−17,4
1,19	20,9	26,5	−19,2
1,20	21,9	28,0	−21,2
1,21	22,8	29,6	−23,3
1,22	23,8	31,2	−25,7
1,23	24,7	32,9	−28,3
1,24	25,7	34,6	−31,2
1,25	26,6	36,2	−34,6
1,26	27,5	37,9	−38,6
1,27	28,4	39,7	−43,6
1,28	29,4	41,6	−50,1
1,285	29,9	42,7	−55,0

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПЕНОГАСЯЩЕЙ ЭМУЛЬСИИ ПОЛИСИЛОКСАНОВОЙ (ПГЭ)

Пеногасящая эмульсия приготавливается в глиномешалке по следующему рецепту и технологии:

а) в 10—15 вес. ч. горячей воды распустить 0,3—0,5 вес. ч. хозяйственного мыла;

б) в полученном мыльном растворе размешать до однородного состояния 1 вес. ч. ПМС—1000А;

в) мыльную смесь ПМС—1000А размешать со 110—115 вес. ч. низковязкого глинистого раствора удельного веса 1,12—1,16 *Г/мл* до получения однородной эмульсии.

Срок хранения эмульсии не ограничен. Загустевшую эмульсию необходимо вновь перемешать до подвижного состояния.

При вводе в промывочную жидкость 5—10% КССБ или ССБ (по объему) пеногасящей эмульсии расходуется не менее 0,01% (по объему).

ПГЭ можно вводить по установленной рецептуре и технологии приготовления непосредственно в ССБ или КСБ, предназначенных

для обработки промывочных жидкостей, или непосредственно со всеми компонентами и с рабочей промывочной жидкостью.

ПГЭ вводится в рабочую промывочную жидкость за 1 оборот в скважине.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПЕНОГАСИТЕЛЯ ГрозНИИ

Пеногасящая жидкость ГрозНИИ приготавливается по двум рецептам.

1-й рецепт.

С соблюдением необходимых противопожарных правил и техники безопасности в металлической емкости подогреть солярового масла 8,5 частей до 50—60° С до расплавления 0,05 части стеариновой кислоты. При неправильном размешивании добавить сивушного масла 1,5 части, доведя смесь до однородного состава.

2-й рецепт.

Так же, как и по первому рецепту, в 9 частях солярового масла размешать до однородного состава в смеси с одной частью соапстока.

ГЛАВА VI

СПОСОБЫ ОБРАБОТКИ И ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ НА СКВАЖИНАХ

КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА СКВАЖИНАХ. ПРАВИЛА ОТБОРА ПРОБЫ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Из отстойников пробы глинистых растворов надо отбирать пробоотборниками или широкогорлой чистой бутылкой (при отсутствии пробоотборника).

С помощью пробоотборника пробы промывочных жидкостей отбирают согласно инструкций.

С помощью широкогорлой бутылки проба отбирается следующим образом: к бутылке прикрепляется груз так, чтобы бутылка приняла вертикальное положение в подвешенном состоянии за горловину. В горлышко вставляется пробка, привязанная к шпагату. Один конец шпагата, отступая от пробки на 0,5—1,0 *см*, привязывается к горлышку бутылки. Закупоренная пустая бутылка на втором свободном конце шпагата последовательно опускается в отстойник с глинистым раствором. После каждого опуска шпагат поддергивается так, чтобы пробка выскочила из горлышка, а в бутылку налился глинистый раствор в количестве, равном ее полной емкости. Так отбираются пробы из верхнего, среднего и нижнего горизонтов зумпфа, сливаются в одну посуду и тщательно смешиваются чистой палочкой. И только после этого проба готова для анализа. Отбирать пробы глинистого раствора из зумпфа зачерпыванием его посудой сверху запрещается.

Из автоводовозки или цистерны проба глинистого раствора отбирается так же, как из зумпфа, через верхний люк или же при сливе его из шланга в зумпф.

Вначале надо выждать, чтобы первые 2—3 ведра слитого глинистого раствора промыли шланг. Затем проба отбирается через равные промежутки времени не менее 3—4 раз равными порция-

ми от начала до конца слива в количестве 2—3 *л*. Отобранная проба смешивается и идет для анализа.

Из глиномешалки проба берется дважды — при приготовлении раствора и из готового раствора. Проба приготовленного глинистого раствора берется так же, как из автоводовозки при сливе из нее глинистого раствора. Для предварительной проверки приготовленного раствора пробу надо брать только после полного размешивания глинистого раствора, т. е. после того, как все комки глины будут переведены в раствор.

В этом случае проба берется в количестве 1—1,5 *л* через нижний сливной патрубок после того, как он будет промыт 1—2 *л* выпущенного глинистого раствора. Можно также брать пробу через верхний люк зачерпыванием посудой, но только после полной остановки движения лопастей. Во время движения лопастей брать пробу категорически запрещается.

На буровой скважине проба глинистого раствора, входящего в скважину и выходящего из скважины, отбирается через равные промежутки времени, равными порциями одновременно входящего и выходящего из скважины раствора. В течение 10—15 *мин* и больше из расчета полного одного оборота глинистого раствора в скважине отбираются пробы глинистого раствора не менее трехчетырех раз в количестве 2—3 *л* отдельно входящего в скважину и отдельно выходящего из скважины раствора. Каждая такая проба тщательно перемешивается чистой палочкой и идет для анализа.

Проба глинистого раствора, входящего в скважину, берется из спускного шланга.

Проба глинистого раствора, выходящего из скважины, берется непосредственно при истечении его из устья скважины черпаком на длинной ручке.

УКУПОРКА ПРОБ

Проба глинистого раствора, взятая в количестве 2—3 *л*, тщательно размешивается палочкой, после чего часть ее наливается в толстостенную бутылку емкостью 0,8 *л*. Бутылка закупоривается пробкой и доставляется в лабораторию.

Пробы глинистого раствора помещаются в деревянный ящик с крышкой, ящик должен быть снабжен гнездами, обеспечивающими сохранность бутылок при перевозке.

ДОКУМЕНТАЦИЯ ПРОБ

Каждая отобранная проба глинистого раствора документируется.

1. Пробы, отправляемые для контрольного анализа, снабжаются паспортом, который или наклеивается на бутылку, или подвязывается к ней в свернутом виде.

2. В паспорте обязательно должны быть следующие данные: а) № буровой скважины; б) фамилия старшего бурового мастера; в) дата и порядковый № отбора пробы, указана смена (I, II или III); г) кто отбирал пробу (указать фамилию, должность и роспись); д) откуда взята проба; е) поместить в паспорт данные последнего анализа глинистого раствора, выполненного непосредственно на буровой скважине сменным мастером; ж) указать результат наблюдения по контрольной рейке о состоянии уровня раствора в заборном зумпфе.

3. Сменный буровой мастер обязан зарегистрировать пробу в журнале контроля параметров качества глинистого раствора на буровой скважине. При этом он обязан отметить: а) дату, смену, порядковый №, № отбора пробы; б) откуда проба отобрана; в) кому вручена для доставки на контроль.

4. Лаборант, получивший пробу, обязан: а) данные паспорта записать в журнал учета поступления проб; б) в день получения проб подвергнуть их анализу; в) результат анализа записать в лабораторный журнал и в бланк результата анализа (приложение № 1); г) результат анализа в тот же день отправить на скважину или старшему буровому мастеру под расписку в получении результата анализа.

5. Старший буровой мастер обязан в бланке результата анализа, полученном от лаборанта, в примечании отметить, какие приняты меры по отмеченным отклонениям в отношении глинистого раствора.

ДОСТАВКА ПРОБ

Пробы глинистого раствора, отобранные на контроль на скважине или на участковой глинистой станции, не имеющей лаборанта, должны отправляться на центральную глинистую станцию закупоренными в бутылки и упакованными в ящики.

Доставка проб производится в день отбора ее с первым попутным транспортом, направляющимся в контору ГРП, экспедицию или на центральную глинистую станцию.

При отсутствии попутного транспорта отобранные пробы доставляются в ГРП или экспедицию лично старшим или сменным буровым мастером.

Пробы должны быть вручены лаборанту центральной глинистой станции или же технологу ГРП экспедиции по бурению.

Отбор проб и замер параметров промывочных жидкостей на буровых вышках производят сменные буровые мастера.

Замеры параметров промывочных жидкостей на буровой приведены в табл. 9.

Правильность этих замеров контролируют старшие буровые мастера.

Помимо этого, проверка правильности отбора проб глинистых растворов на буровых скважинах осуществляется лаборантом ГРП

Таблица 9

Показатели свойств промывочной жидкости	Интервалы времени замера в ч при бурении			
	гидрогеологических скважин на уголь		скважин на нефть и газ глубиной выше 1000 м	
	при нормальных условиях	при осложнениях	при нормальных условиях	при осложнениях
Удельный вес	8	4	2	1,0
Вязкость по СПВ-5	8	4	2	1,0
Содержание песка	8	4	4	4
Водоотдача	8	4	8	4
Корка	8	4	8	4
Статические напряжения сдвига через 1 *мин*	—	8	8	4
Температура	—	—	8	4
Показатель pH (при кальциевых растворах)	—	—	—	8

экспедиции. Общий контроль как на скважинах, так и в лаборатории осуществляется инженером-технологом по бурению.

Лаборант обязан лично проверять качество глинистого раствора и правильность отбора проб на каждой буровой скважине:

при нормальных условиях бурения в неделю — 1 раз;

при осложненных условиях бурения — 3 раза в неделю.

О результатах проверки состояния глинистых растворов на буровых скважинах лаборант обязан доложить лично технологу ГРП (экспедиции). Технолог по бурению ГРП (экспедиции) обязан лично проверять качество глинистых растворов и правильность отбора проб при каждом посещении (но не реже 1 раза в неделю) буровой скважины или глинистых станций, и результаты проверки записывать в буровой журнал или в журнал контроля параметров качества глинистого раствора.

О результатах проверки буровых скважин по глинистым растворам технолог по бурению обязан доложить главному инженеру ГРП (экспедиции) не позже чем на второй день на наряде. В целом по управлению контроль за правильностью отбора проб и за своевременным выполнением анализов осуществляет инженер-химик лаборатории по глинистым растворам и докладывает о результатах начальнику производственно-технического отдела.

ПОДГОТОВКА ПРОБ ДЛЯ АНАЛИЗОВ

Проба, выделенная для анализа и поступившая со скважины в лабораторию, тщательно взбалтывается, затем она переливается в посуду так, чтобы в бутылке на дне не оставался осадок песка и шлама.

После этого производится анализ глинистого раствора в нижеследующем порядке: первый по определению вязкости; второй по определению удельного веса; третий по определению содержания песка; четвертый по определению водоотдачи; пятый по определению СНС.

Порядок этот надо выдерживать для того, чтобы пробы глинистого раствора в объеме 0,8 *л* хватило для производства всех определений.

Лаборатории ГРП или экспедиций, помимо вышеперечисленных параметров, определяют в промывочных жидкостях: СНС, липкость корки, щелочность, содержание солей (по фильтрам), газа гуминовых веществ и др.

Кроме этого, лаборатория подбирает рецепт обработки промывочной жидкости соответственно фактическим геолого-техническим условиям бурения скважины.

СПОСОБЫ ОБРАБОТКИ И ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

При проходке скважин необходимо принимать меры для сохранения постоянства показателей качества промывочной жидкости, обеспечивающих успешное бурение. Способы сохранения постоянства качества циркулирующего раствора зависят от причин, вызывающих их изменение.

При плохом приготовлении раствора в глиномешалке в результате циркуляции глинистого раствора может происходить дополнительное растворение глинистых агрегатов. При этом глинистый раствор загустевает без нарушения его основных структурных свойств. В этом случае достаточно равномерно разбавить промывочную технической водой за 2—3 оборота ее в скважине, причем проверкой должно быть установлено, что показатели, принятые для данных условий бурения, сохраняются.

Однако в большинстве случаев при бурении качество промывочной жидкости ухудшается за счет включения в его состав дополнительных примесей из разбуриваемой толщи. Поэтому, как правило, приходится регулировать и поддерживать постоянство показателей вязкости, водоотдачи, стабильности путем применения повторной химической обработки циркулирующей промывочной жидкости.

Пополнение промывочной жидкости реагентами, химикатами или водой, а также свежим глинистым раствором производится только при циркуляции раствора через желоб, соединяющий устье скважины с отстойником и после предварительной очистки этого желоба от шлама. При этом содержимое приемного зумпфа следует тщательно размешивать до получения однородного раствора. Нарушение этого порядка может привести к осложнениям.

ОБРАБОТКА ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ВЯЗКОСТИ

Повышение вязкости от незначительной до состояния «не течет» достигается добавлением одного из реагентов: а) извести от 0,3 до 3% (известковое молоко); б) цемента от 0,2 до 5% (цементное молоко); в) алебастра от 0,3 до 7% (алебастровое молоко); г) поваренной соли от 0,1 до 3% (насыщенный 24%-ный раствор, удельный вес 1,18 $Г/см^3$, содержание 283 $г$ в 1 $л$); д) кальцинированной соды от 0,2 до 4% (насыщенный 14%-ный раствор, удельный вес 1,14 $Г/см^3$, содержание 160,5 $г$ в 1 $л$); е) каустической соды от 0,1 до 2% (насыщенный 16—38%-ный раствор, удельный вес 1,18—1,41 $Г/см^3$, содержание 188—536 $г$ в 1 $л$); ж) жидкого стекла от 0,35 до 5% (насыщенный 38—41,9%-ный раствор, удельный вес 1,41—1,55 $Г/см^3$, содержание 537—590 $г$ в 1 $л$).

При этом известь, цемент и алебастр резко увеличивают водоотдачу и содействуют коагуляции раствора, поэтому перед добавкой их необходимо ввести в раствор углещелочной реагент от 5 до 30% и ССБ — от 2 до 10% для поддержания водоотдачи на заданном уровне.

ОБРАБОТКА ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВОДООТДАЧИ

Для снижения водоотдачи применяется добавка углещелочного реагента в пределах от 5 до 25%.

Для снижения водоотдачи сильноминерализованных глинистых растворов с содержанием соли от 10% до насыщения (удельный вес фильтрата 1,08—1,20 $Г/см^3$) применяется крахмал в виде клейстера. Величина добавки клейстера определяется непосредственно перед каждой обработкой. Оптимальная добавка должна обеспечить снижение водоотдачи циркулирующего раствора до требуемой величины. При наличии в растворе солей кальция целесообразно перед обработкой ввести кальцинированную соду. При высокой солености растворов от 15% до насыщенных (удельный вес 1,2—1,22 $Г/см^3$) во время первичной обработки следует вводить повышенные количества крахмала 1,5—3% (в пересчете на сухой).

Во избежание сильного загустевания раствора первичную добавку клейстера следует производить постепенно, в несколько циклов, желательно предварительно обработать раствор КМЦ в количестве 0,5—0,7% (считая на сухую). При повторных обработках крахмал может вводиться в течение одного цикла.

Полезно применять комбинированную обработку раствора крахмалом в сочетании с другими реагентами (ПФЛХ, ССБ, КМЦ и др.). Крахмал склонен к загниванию, для предотвращения которого должен быть применен один из следующих трех методов: 1) повышение pH раствора до 12 путем добавки каустика; 2) искусственное засоление (до солености 20%); 3) введение антисептиков типа формалина.

Для общего улучшения снижения водоотдачи растворов различных типов, в том числе и минерализованных, применяют конденсированную сульфит-спиртовую барду (КССБ). В зависимости от степени минерализации раствора и его температуры КССБ добавляется от 1 до 3% (сухого вещества). При работе на минерализованных водах, для снижения водоотдачи и общего улучшения глинистых растворов, лучшие результаты получаются при применении карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). При этом следует иметь в виду, что добавка КМЦ в пресные растворы в пределах 0,5—075% загущает их, а в соленые (1—2%) разжижает.

При нормальной температуре гипан в 2—3 раза эффективнее КМЦ, обеспечивает устойчивую низкую водоотдачу при большой солености раствора, но он очень дорог и поэтому применяется весьма ограниченно.

ОБРАБОТКА ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПОНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ

Необходимость в обработке циркулирующего раствора для снижения вязкости возникает наиболее часто. Объясняется это тем, что химически обработанные глинистые растворы высокого качества легко растворяют дополнительное количество материала из глинистых и глинисто-карбонатных пород.

От излишней вязкости раствора снижается скорость бурения, создаются трудности при прокачивании раствора насосами, а при бурении на газ создаются благоприятные условия для накапливания газа с последующими выбросами. Восстановление нормальной вязкости глинистых растворов достигается следующими смесями:

а) воды и углещелочного реагента в пропорции 1 : 0,2—0,5;

б) углещелочного реагента в количестве 5—15% вместе с поваренной солью в количестве 0,1—3% (для растворов, обогащенных известью);

в) окисленного лигнина в комбинации со всеми известными реагентами и добавками для глинистых растворов — ССБ, КМЦ, ПФЛХ-1, УЩР, крахмалом, нефтью и др. Окисленный лигнин снижает вязкость и напряжение сдвига глинистых растворов, избыточное давление для возобновления циркуляции;

г) полифенольного лесохимического понизителя вязкости и напряжения сдвига глинистых растворов: обычных и известковых, утяжеленных и неутяжеленных, приготовленных на пресной или морской воде, загустевающих в результате обогащения выбуренной породой (глин, сланцев и т. п.).

Окисленный лигнин может применяться как для регулирования вязкости растворов в процессе бурения, так и для одновременного разжижения их перед проведением электрометрических работ и спуском обсадных колонн.

Применение окисленного лигнина ограничивается солевой агрессией и высокой температурой на забое скважины. При наличии в растворе хлористого натрия свыше 3%, в условиях хлоркальцие-

вой агрессии, а также при температуре 100—120° С применять реагент не рекомендуется.

При содержании в растворе свыше 5% хлористого натрия, наличие сернокислого кальция, а также при температуре в скважине 120—150° С применять ПФЛХ-1 не рекомендуется.

ПФЛХ-1 может применяться в комбинации со всеми известными реагентами и добавками.

Действие ПФЛХ-1 на глинистый раствор аналогично действию окисленного лигнина.

В сочетании с перечисленными химическими реагентами и независимо от них эффективно снижают вязкости и СНС различных глинистых растворов добавки:

1) хроматов — от 0,005% до 0,05% для пресных растворов и до 0,3% — для высокоминерализованных (на сухое вещество);

2) графита серебристого — до 1%; азолята — от 0,008% до 1,5% (на сухое вещество) и от 0,5 до 10% в виде 3—10%-ного водного раствора;

3) таннатов — дубильных веществ растительных или искусственных синтанов в количестве 0,2—0,3% (сухого);

4) сульфанола — до 0,04% (сухого) и в виде 1—3% — водного раствора;

5) феррохромлигносульфонатов — 0,5—1% (сухого).

Если при обработке перечисленными реагентами снижение вязкости минерализованных промывочных жидкостей не достигается, то обработку их следует производить гипаном в количестве от 0,13 до 0,5% при незначительной минерализации и в количестве от 0,5 до 1% — при высокой минерализации.

ОБРАБОТКА МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРИДАНИЯ ИМ СТАБИЛЬНОСТИ

Для стабилизации минерализованных глинистых растворов применяется карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) как самостоятельно, так и в комбинации с другими реагентами-стабилизаторами. Самостоятельно КМЦ рекомендуется применять в растворах, содержащих не более 10% солей, при забойных температурах не выше 120—130°С, в комбинации с другими реагентами и при насыщении солью.

Обработка глинистых растворов карбоксиметилцеллюлозой снижает их водоотдачу, регулирует вязкость и напряжение сдвига, улучшая условия технологии проходки скважин.

В зависимости от условий бурения, растворы, обработанные КМЦ, могут быть утяжелены любым из существующих утяжелителей, а также переведены в эмульсионные и другие типы растворов (известковые, сульфатно-солевые и др.).

Обработка глинистого раствора на буровой производится во время его циркуляции. Количество КМЦ, необходимое для обработки промывочного раствора, определяется непосредственно перед каждой обработкой на пробах глинистого раствора, отобранного при

циркуляции. При содержании солей в количестве 5—10% (удельный вес фильтрата глинистого раствора 1,03—1,08 *Г/см*^{3}) на первичную обработку раствора требуется 1—2% КМЦ, в пересчете на сухой продукт.

Необходимое количество реагента должно быть введено в промывочный раствор без перерыва в течение 1—2 циклов циркуляции. В процессе бурения для поддержания показателей раствора на необходимом уровне производятся дополнительные обработки. При этом, в зависимости от показателей циркулирующего раствора, концентрация добавляемой КМЦ может быть различной.

Так, для снижения водоотдачи необходимо проводить обработку концентрированным реагентом, а в случае повышенной вязкости глинистого раствора целесообразнее употреблять более разбавленные реагенты (1—3%-ные растворы).

Добавки реагента должны быть систематическими, не допускающими увеличения водоотдачи выше установленной геолого-техническим нарядом. Кроме того, при подъеме инструмента для заполнения скважины необходимо применять только обработанный раствор, водоотдача которого не выше, чем у раствора, находящегося в циркуляции.

С помощью КМЦ затруднительно стабилизировать глинистые растворы, содержащие помимо солей одновалентных также соли двухвалентных катионов (т. е. соли кальция, магния и др.). Если не ставится цель применения специальных хлоркальциевых растворов, целесообразно проводить комбинированную стабилизацию, при которой промывочный раствор предварительно обрабатывается кальцинированной содой (Na_2CO_3), затем КМЦ. В других случаях полезно применять КМЦ в сочетании: КМЦ с кальцинированной содой и УЩР, КМЦ с углещелочным реагентом, КМЦ с крахмалом, а также с другими реагентами.

Значительно повышает стабильность глинистого раствора добавка КССБ в количестве 0,5—4%.

Если длительная, устойчивая стабилизация промывочных жидкостей с помощью УЩР, ССБ, КМЦ, КССБ и других стабилизаторов, в комбинации с гексометафосфатом натрия не достигается, то надо применить гипан от 0,13 до 1%. Это наиболее эффективное защитное средство против солевой агрессии.

Комбинированное применение реагентов-стабилизаторов усиливает действие каждого реагента, значительно сокращает их расход и позволяет достигать лучших результатов обработки промывочных растворов.

ОБРАБОТКА ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО ПОВЫШЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ВЕСА

Повышение удельного веса глинистого раствора свыше 1,3—1,4 *Г/см*^{3} достигается добавлением утяжелителя: барита, гематита, пирита. Перед добавлением утяжелителя необходимо предвари-

тельно довести водоотдачу раствора до 5 *см*³ за 30 *мин*, вязкость 25—30 *сек* (но не более 60 *сек*), а СНС свыше 25 *мГ/см*², чтобы обеспечить удержание утяжелителя во взвешенном состоянии.

Эти качества могут быть приданы раствору введением УЩР, ССБ или комбинированным реагентам в количестве примерно 10—20% от объема раствора, с одновременным повышением щелочности раствора до 8—9 pH. Кроме первичной обработки, в процессе бурения требуется еще повторная его химическая обработка теми же реагентами, но добавляемыми в малых количествах (1—5%). Удельный вес раствора определяется ариометром АГ-2 с отвинченным грузом.

ПРАВИЛА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ СОБЛЮДЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

При бурении скважин на нефть и газ величина гидростатического давления глинистого раствора в скважине должна быть больше пластового давления. Тяжелые растворы удельным весом от 1,3 до 1,7 *Г/см*³ (реже до 2,0—2,1) обеспечивают необходимое противодавление на пласты проходимых пород и препятствуют выбросам раствора из скважины. При регулировании удельного веса раствора нужно руководствоваться тем, чтобы вес столба жидкости превышал на 5—20% пластовое давление.

Не допускается увеличение вязкости раствора, выходящего из скважины, по сравнению с вязкостью закачиваемого раствора более чем на 2 *сек*, а также соответственно уменьшение удельного веса более чем на 0,02—0,05 *Г/см*³. Если это соблюдать нельзя бурение следует прекратить, закрыть превентер и начать прокачку скважины утяжеленным раствором до выравнивания параметров закачиваемого и исходящего из скважины растворов.

Если из скважины поступает раствор, обогащенный газом, его нужно дегазировать путем перекачивания вторым насосом в свободную емкость с разбрызгиванием под действием удара струи в доску, поставленную на ее пути.

ОБРАБОТКА ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ ЭМУЛЬСИОННЫМИ КОМПОНЕНТАМИ ДЛЯ ПОНИЖЕНИЯ СНС РАСТВОРА И КОРКИ

Снижение СНС глинистых растворов и толщины корки достигается добавлением к глинистому раствору от 3 до 12% нефти с УЩР и химикатами до получения эмульсионного раствора. Нефть добавляется к циркулирующему раствору в скважине за 2—3 оборота.

Превращение эмульсионных компонентов в эмульсионный раствор на буровой скважине значительно ускоряется, если из насосного шланга, предназначенного для сброса промывочной жидкости, сбрасывать раствор в заборный зумпф с высоты 1—2 *м* с ударом

о доску для его разбрызгивания. Наилучшая эмульгация достигается, если глинистый раствор и химикаты-эмульгаторы размешать в глиномешалке.

ОБРАБОТКА ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ КОЛЛОИДНОСТИ НА ЗАДАННОМ УРОВНЕ

Коллоидность глинистого раствора, т. е. количество коллоидных частиц в нем, характеризуется величиной отстоя чистой воды в течение суток.

На буровой по отстою воды в зумпфах можно приближенно сразу определить степень коллоидности глинистого раствора. Коллоидность падает в связи с расходом коллоидных частиц на образование корки. Минерализованная вода способствует образованию из отдельных коллоидных частиц укрупненных агрегатов и снижает коллоидность раствора. С течением времени раствор «стареет», ухудшая качественные показатели.

Чтобы привести глинистый раствор к нормальной коллоидности, следует добавить в него: фосфат натрия в количестве 0,3% или танната натрия в количестве 0,2% от веса глины в растворе.

БОРЬБА С ПРИЛИПАНИЕМ ИНСТРУМЕНТА К СТЕНКАМ СКВАЖИНЫ

Снижение СНС (липкости) корки и глинистых стенок скважин достигается добавлением в глинистый раствор нефти товарной и ловушечной от 3 до 12%.

Добавка нефти предотвращает «затяжку» инструмента в результате отложений толстых корок на стенках скважин и сальникообразований, при этом следует помнить, что механическая прочность корок снижается.

Добавки в глинистый раствор водных растворов 1—3%-ной концентрации сульфанола в количестве до 0,04%, считая на твердое вещество, также обеспечивают снижение липкости глинистой корки.

Для борьбы с затяжками и прихватами инструмента, особенно в искривленных скважинах, при бурении с применением глинистого утяжеленного раствора, обработанного УЩР, рекомендуется в качестве профилактической добавки до 1% серебристого графита в порошке. Он уменьшает коэффициент трения и прилипания к твердым поверхностям, увеличивает время пребывания долота на забое и улучшает работу насосов, не вызывая снижения удельного веса раствора.

В качестве критерия оптимальной добавки графита служит максимально возможное уменьшение вязкости раствора.

Профилактические меры по борьбе с липкостью корки не дают желаемого результата тогда, когда уже образовались большие сальники и возникает необходимость очистки ствола скважины от излишней глинистой корки путем промывки ствола скважины с его «проработкой». Более успешное удаление глинистой корки со сте-

нок скважины осуществляется химическим методом. К глинистому раствору добавляется 0,05% алюминиевого порошка через желоб у устья скважины за 2—3 оборота. При этом щелочной раствор вступает в реакцию с алюминием с интенсивным выделением водорода, который разрыхляет глинистую корку и облегчает удаление ее.

При работе с нещелочными растворами после обработки глинистого раствора алюминиевой пудрой необходимо скважину обрабогать щелочной ванной 10%-ного раствора каустической соды в течение 30—45 *мин*. Такая методика рекомендуется при проработке ствола до электрометрических работ. Метод химической обработки основан на реакции:

$$2Al + 6NaON + 6H_2O \rightarrow 2Al(OH)_3 + 6NaOH + 3H_2;$$
$$2Al(OH)_3 + 6NaOH \rightarrow 2AlNa_3O_3 + 6H_2O.$$

Расход материалов составляет на 100 $м^3$ глинистого раствора 100 *кг* алюминиевой пудры и 3—4 $м^3$ 10%-ного водного раствора каустической соды.

ОБРАБОТКА ВЫСОКОКАЛЬЦИЕВЫХ (ИЗВЕСТКОВЫХ) РАСТВОРОВ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ИХ СТАБИЛЬНОСТИ

По мере увеличения концентрации ионов кальция в глинистом растворе усиливаются коагуляционные процессы, сопровождаемые ростом водоотдачи и потерей рабочих свойств раствора. Чрезмерная водоотдача и вязкость раствора ослабляет эффект упрочнения глинистых пород. Для поддержания оптимальной водоотдачи, вязкости и СНС раствора возрастает расход реагентов, пептизаторов (разжижителей) ССБ, ПФЛХ, окисленного лигнина, гипана и других, а также реагентов-стабилизаторов (для снижения водоотдачи) КССБ, УЩР, КМЦ и др. Для того, чтобы в фильтратах глинистого раствора было ионов кальция (Ca^{2+}) от 0,2—0,3 до 0,08% при pH 11,7—12,2, необходимо его обработать при оптимальном соотношении $CaCl_2 : Ca(OH)_2 : ССБ = 1 : 3 : 3$. При достижении концентрации ионов кальция в фильтрате раствора в пределах от 0,08 до 0,15%, помимо соотношения химреагентов, возникает необходимость добавления в раствор КССБ. При достижении концентрации ионов кальция в пределах от 0,15 до 0,35% для стабилизации раствора необходимо добавлять КМЦ.

С повышением содержания ионов Ca^{2+} в фильтрате до 0,35—0,40% требуется обработка раствора более интенсивными стабилизаторами типа декстриновых (крахмал, декстрин). При вскрытии небольшой мощности прослойков гипса, ангидрита или цементных мостов, когда содержание кальция в фильтрате раствора естественно повышается до 0,05%, стабилизация достигается добавлением в глинистый раствор УЩР в комбинации с 10—15%-ным водным

раствором кальцинированной соды в количестве 0,5—0,15% по весу на объем раствора. Связывая ионы кальция, кальцинированная сода удерживает концентрацию его в фильтрате в пределах до 0,02—0,05% и тем способствует увеличению концентрации гуминовых кислот в фильтрате, которые снижают вязкость и водоотдачу раствора. Ионы кальция, взаимодействуя с гуминовыми кислотами, дают нерастворимые в воде кальциевые соли гуминовых кислот. Поэтому при необходимости повышенной концентрации ионов кальция в фильтрате глинистого раствора свыше 0,02—0,05% применять УЩР в качестве стабилизатора нельзя, так как вязкость раствора будет повышаться.

При ингибировании раствора гипсом особенно эффективны добавки феррохромлигносульфоната.

При хлоркальциевой обработке глинистого раствора необходимо резкое изменение содержания гуматов в нем, чтобы концентрация их в фильтратах не превышала 0,05—0,1%. Даже при минимальных количествах хлористого кальция (0,3%) содержание в растворе УЩР в количествах 20% приводит к сильному загущению его до состояния «не течет».

По этой же причине не следует применять при хлоркальциевой обработке глинистого раствора обработку его кальцинированной содой и фосфатами во избежание образования нерастворимых карбонатов или фосфатов кальция. Применение УЩР может дать положительные результаты в сочетании с ССБ, синтаном, ПФЛХ, КМЦ, нитро- и хлорлигнином.

ОБРАБОТКА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ГАШЕНИЯ ПЕНЫ

В промывочных жидкостях пена образуется при диспергировании воздуха, газа или пара, нерастворяющихся в жидкости в присутствии поверхностно-активных веществ пенообразователей. Это происходит по такому принципу, как и эмульгирование нефти и минерального масла.

В чистых промывочных жидкостях (воде, минеральном масле, керосине) пена не образуется.

При небольшой концентрации газа в жидкости образуется только «эмульсия» и поверхностная пена.

При вязкости раствора свыше 50 *сек* пена на поверхности его может отсутствовать даже при невысокой газонасыщенности. При такой вязкости резко ухудшаются условия дегазации раствора.

В буровой практике применяют механические, термические, вакуумные и физико-химические методы пеногашения.

Механический метод пеногашения промывочных жидкостей достигается разбрызгиванием, перемешиванием, увеличением зеркала поверхности испарения, пропуском раствора через шламоочистительные машины, желобную систему с перегородками, переливанием в плоские грунтовые емкости.

Исходя из последующих данных теории и практики бурения скважин, для разрушения пен физико-химическим методом необходимо:

1. Уменьшить прочность пленки в пене. Это достигается добавлением в раствор пеногасителей с поверхностным натяжением в 2 раза меньше, чем пенообразователь, для вытеснения с поверхности пленок пены пенообразователя пеногасителем, который имеет значительно менее прочную разрушающуюся пленку.

2. Укрупнить мелкие пузырьки газа до момента всплывания на поверхность.

3. Уменьшить вязкость и статическое напряжение сдвига промывочной жидкости до минимума.

4. Понизить до минимума концентрацию твердых дисперсных частиц глины, порошкообразных минералов, особенно среднего размера частиц в виде шлама, утяжелительных порошков, стабилизирующих пену за счет армирования пленок пены твердыми веществами.

В результате этого пленки пены утоньшаются и при вытекании жидкости из них ослабнут до разрушения.

5. Не добавлять, нейтрализовать или понизить концентрацию в промывочных жидкостях солей и реагентов-стабилизаторов, содержащих наиболее активные пенообразователи: сапонины, пептоны, желатины, альбуминопектины, казеины, коллоидные электролиты — мыла, моющие средства и ряд синтетических продуктов.

6. Методику и рецептуру пеногашения подбирать предварительным лабораторным методом потому, что все рекомендованные поверхностно-активные вещества — пенообразователи и пеногасители эффективны только при определенных условиях и оптимальной концентрации их. Изменение этих условий или повышение концентрации ПАВ могут значительно изменить свойства их в обратном направлении, т. е. пеногаситель может увеличить пенообразование до максимума.

7. Для достижения наибольшего пеногашения эффекта и снижения расхода материалов надо предварительно смешивать стабилизаторы и понизители вязкости промывочных жидкостей, вспенивающие ее, с пеногасителем и только после этого вводить эти пенообразователи в промывочные жидкости.

Одновременно с применением любого пеногасителя надо увеличить зеркало поверхности испарения промывочной жидкости для ускорения дегазации, потому что разрушение пены происходит только с ее поверхности.

При выборе пеногасителя надо руководствоваться достижением максимального пеногашения и технико-экономического эффекта при соблюдении безопасности пользования им.

Наиболее универсальным пеногасителем является ПМС (полиметилсилоксан). Обработка им растворов стоит в 20 раз дешевле, чем обработка таких же растворов сивушным маслом. Поэтому рекомендуется:

При обработке глинистых растворов КССБ в условиях повышенной минерализации, нормальных температур, щелочности и pH следует вводить в него периодически порциями по 0,05% (от объемов) пеногаситель «ГрозНИИ».

При обработке известковых глинистых растворов различными реагентами, в условиях высокой минерализации (до 3% соли), нормальной температуры, повышенной щелочности pH, вводить сивушное масло порциями по 0,01 до 0,1% и не свыше 1—2% (по объемам).

При обработке различными химическими реагентами и ССБ глинистых растворов с нефтяной эмульсией до 8—15%, пресных или слабоминерализованных, при повышенной щелочности и pH рекомендуется периодически вводить:

а) пеногаситель НЧК порциями по 0,1 до 2—3% (по объемам) к объему раствора;

б) пеногаситель керосиновой или газойлевый контакт по 0,2—0,5% в количестве до 3—8% (по объемам);

в) детергент советский по 0,005 до 0,03—0,1% (по объемам).

При обработке глинистых растворов различными стабилизаторами с соляровой эмульсией, при нейтральной или слабощелочной реакции, при повышенных температурах периодически добавлять деэмульгаторы «щелочные отходы» или «сульфонафты» по 0,1 до 1—3% (по объемам).

При обработке различными стабилизаторами глинистых растворов, в условиях высокой минерализации (до 5% соли), при средних температурах добавлять пеногаситель древесносмоляное масло флотационное порциями от 0,01 до 0,3%.

При обработке различными стабилизаторами безглинистых и естественных растворов, аргиллитовых, известковых, мергельных, меловых и глинистых при оптимальной вязкости 20—30 *сек,* но не свыше 50 *сек,* в кислой, нейтральной и слабощелочной средах как в пресных, так и высокоминерализованных условиях (свыше 5% соли), вплоть до насыщенного состояния, при разбуривании соляных отложений, при нормальных и высоких температурах до 150—200°С добавлять, в виде пеногасящих, специально приготовленные эмульсии:

а) низковязкого (полиметилсилоксана) ПМС-1000А по 0,01% до 0,05% (по объемам);

б) вязкого ПМС — 2000А и выше по 0,005—0,008% до 0,03% (по объемам).

ГЛАВА VII

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ НА БУРОВЫХ ВЫШКАХ

Для успешной проходки буровых скважин с применением промывочной жидкости следует буровые обеспечить необходимым запасом воды, промывочной жидкости, а также реагентами и химикатами в соответствии с геолого-техническим нарядом и организовать надежную очистку промывочной жидкости от шлама.

В зависимости от глубины бурения скважин на каждой буровой следует иметь циркуляционную систему, отвечающую требованиям табл. 10 и чертежам на рисунках 9, 10, 11, 12, 13, 14. В табл. 10 дан состав циркуляционных систем для различных геолого-технических условий.

Предлагаемые схемы разработаны для следующих буровых установок:

1. ЗИФ-650А, ЗИФ-1200А и ВИТР-2000 с доставкой готового глинистого раствора на буровую (рис. 9).
2. То же, при приготовлении раствора на буровой (рис. 10).
3. ЗИФ-650А, ЗИФ-1200А и ВИТР-2000 с применением гидроциклона с доставкой глинистого раствора на буровую (рис. 11).
4. То же, при приготовлении раствора на буровой (рис. 12).
5. УРБ-ЗАМ и СБУД-150-ЗИВ (рис. 13).
6. УРБ-4ПМ (рис. 14).

Все перечисленные схемы следует рассматривать, как рекомендуемые при строительстве буровых. Схемы составлены на основе опыта работы предприятий и являются основой, которая должна уточняться для каждого участка работ в зависимости от конкретных геолого-технических условий производства буровых работ и предъявляемых к раствору требований.

Так, например, при бурении установками ЗИФ иногда по условиям местности не представится возможным расположить глинистое хозяйство по предложенным схемам, т. е. справа от установок. В этом случае оно может быть расположено слева от них.

Если бурение скважины небольшой глубины продолжается всего 1—2 дня, то применять предлагаемую для передвижных установок

Таблица 10

№ рисунка	Геолого-технические условия бурения скважин	Обеспечение емкостями								Желоба, м		
		зумпфы		отстойники		металлоемкость		итого				
		количество										
		шт.	м³	шт.	м³	шт.	м³	шт.	м³	очистительные	соединительные	итого
	Для станка СБУД-150-ЗИВ, глубина бурения до 150 м											
14	Нормальные, по твердым устойчивым породам	1	3	—	—	3	3	4	6	4,5	2,3	6,8
14	Нормальные, по глинистокарбонатным породам	1	3	1	1	3	3	5	7	11,9	2,3	14,2
14	Осложнены, по глинистокарбонатным породам	2	6	1	1	3	3	6	10	14,0	2,7	16,7
	Для станка УРБ-ЗАМ, глубина бурения до 500 м											
14	Нормальные, по твердым устойчивым породам	1	5	—	—	7	7	8	12	4,5	2,3	6,8
14	Нормальные, по глинистокарбонатным породам	1	5	1	1	7	7	9	13	11,4	2,3	13,7
14	Осложненные, по глинистокарбонатным породам	2	10	1	1	7	7	10	18	14,0	2,7	16,7
	Для станка ЗИФ-650А, глубина бурения до 700 м											
10, 11	Нормальные, по твердым устойчивым породам	1	12	—	—	2	2	3	14	14,9	—	14,9
10, 11	Осложненные, по твердым породам	2	24	—	—	2	2	4	26	18,4	—	18,4
10, 11	Осложненные, по твердым породам	3	36	—	—	2	2	5	38	18,5	13,8	32,3
10, 11	Нормальные и осложненные по мягким глинистым породам	2	24	2	2	2	2	6	28	20,4	—	20,4
10, 11	Нормальные и осложненные по мягким глинистым породам	3	36	2	2	2	2	7	40	20,2	13,8	34,0
12, 13	Нормальные, по твердым породам с применением ОГХ-8А	2	15	—	—	3	3	5	18	4	—	4
12, 13	Нормальные, по мягким глинистым породам с применением ОГХ-8А	3	27	—	—	3	3	6	30	13,0	—	13,0
12, 13	Осложненные, по мягким глинистым породам, с применением ОГХ-8А	4	39	—	—	3	3	7	42	13,0	12,4	25,4

№ рисунка	Геолого-технические условия бурения скважин	Обеспечение емкостями								Желоба, *м*		
		зумпфы		отстойники		металлоемкость		итого				
		Количество										
		шт.	$м^3$	шт.	$м^3$	шт.	$м^3$	шт.	$м^3$	очистительные	соединительные	итого
	Для станка ЗИФ-1200А, глубина бурения до 1200 *м*											
10, 11	Нормальные, по глинистым мягким породам	2	32	2	2	4	4	8	38	21,0	—	21,0
10, 11	Нормальные, по глинистым мягким породам	3	44	2	2	4	4	9	50	21,4	13,8	35,2
12, 13	Нормальные, по твердым породам с применением ОГХ-8А	3	29	—	—	4	4	7	33	13,0	—	13,0
12, 13	Нормальные, по твердым породам с применением ОГХ-8А	4	41	—	—	4	4	8	45	13,0	12,4	25,4
12, 13	Нормальные, по мягким глинистым породам, с применением ОГХ-8А	3	37	—	—	4	4	7	41	13,4	—	13,4
12, 13	Нормальные, по мягким глинистым породам, с применением ОГХ-8А	4	49	—	—	4	4	8	53	13,4	15,6	29,0
	Для станков УРБ-4ПМ, глубина бурения от 1250 до 1500 *м*											
15	Нормальные, по мягким глинистым породам	5	63	3	3	7	10	15	76	21,6	10,4	32,0
	Для станков ВИТР-2000, глубиной бурения от 1500 до 2000 *м*											
10, 11	Нормальные, по мягким, глинистым породам	2	42	2	2	5	5	9	49	23,8	—	23,8
10, 11	Нормальные, по мягким глинистым породам	3	54	2	2	5	5	10	61	23,8	13,8	37,6
12, 13	Нормальные, по твердым и мягким породам, с применением ОГХ-8А	3	52	—	—	5	5	8	57	15,0	—	15,0
12, 13	Нормальные, по твердым и мягким породам, с применением ОГХ-8А	4	64	—	—	5	5	9	69	15,0	15,6	30,6

схему, которая разработана для наиболее тяжелых геологических условий, нецелесообразно и, следовательно, схема для этих условий бурения должна быть упрощена.

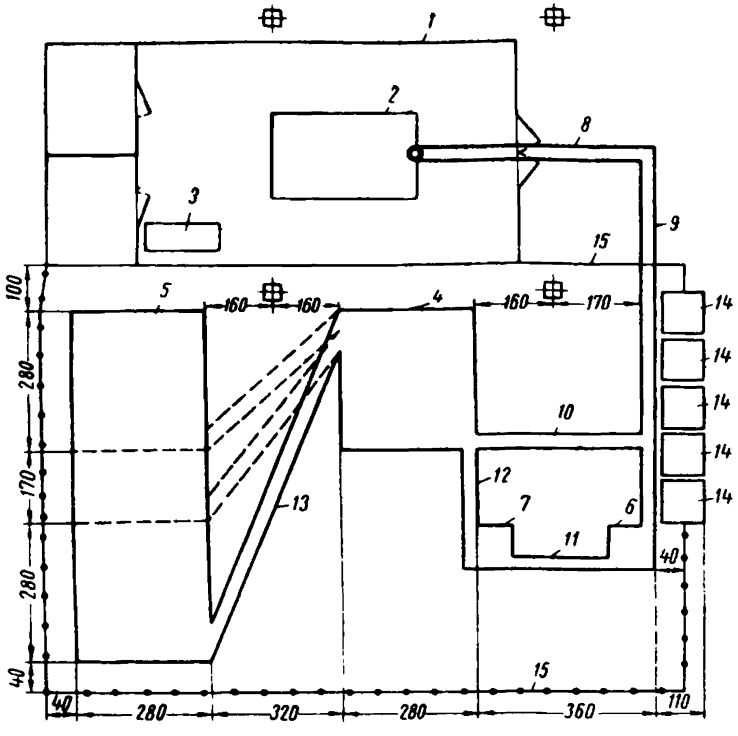


Рис. 9. Циркуляционная система при бурении скважин буровыми установками ЗИФ-650 А, ЗИФ-1200 А и ВИТР-2000 (с доставкой на буровую раствора в готовом виде).

1—буровое здание; *2*—буровая установка; *3*—насосный блок; *4*—5—зумпфы; *6*—*7*—отстойники; *8*—*13*—желоба; *14*—металлические емкости; *15*—ограждение проволочное на кольях.

Наибольший эффект применения на практике той или иной схемы может быть получен только в результате разумного творческого подхода к делу.

На местах в различных условиях могут быть найдены более прогрессивные промывочные системы, дешевые, удобные в эксплуатации, оказывающие лучшие результаты на ход бурения, чем предлагаемые.

Поэтому в дальнейшем опыт новаторов должен обязательно изучаться и обобщаться для разработки более современных схем.

Во избежание повторений в предлагаемых схемах не указаны следующие общие положения.

1. Желоба и отстойники, как правило, делаются в открытом грунте. В случае фильтрующего грунта они обшиваются досками в шпунт или же заменяются металлическими.

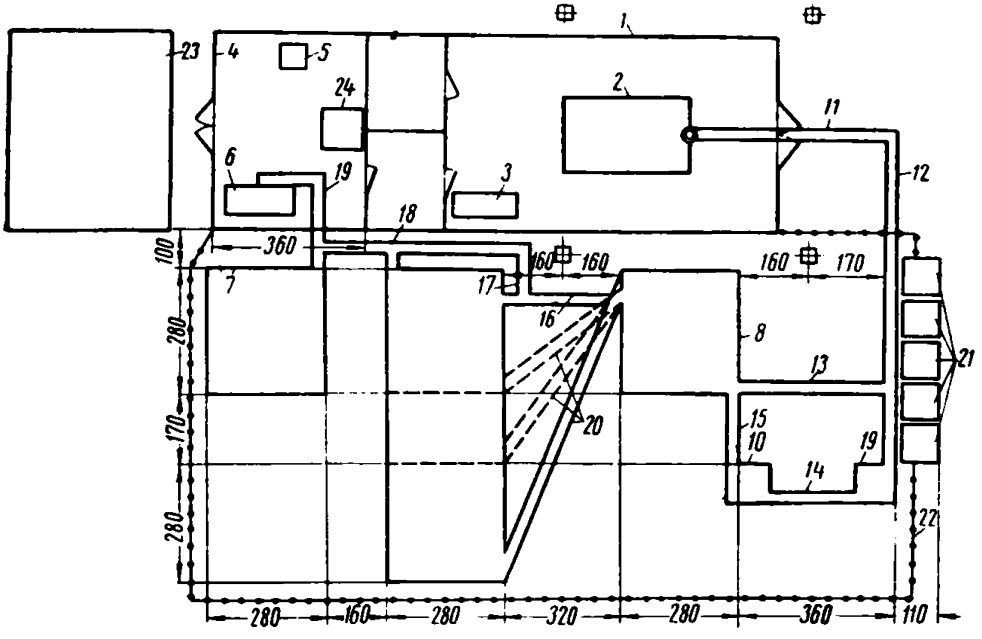


Рис. 10. Циркуляционная система при бурении скважин буровыми установками ЗИФ-650 А, ЗИФ-1200 А и ВИТР-2000 (при приготовлении раствора на буровой).

1—буровое здание; *2*—буровая установка; *3*—насосный блок; *4*—помещение для глиномешалки; *5*—насос для перекачки жидкостей; *6*—глиномешалка; *7—8* зумпфы; *9—10*—отстойники; *11—20*—желоба; *21*—емкости металлические; *22*—ограждение проволочное; *23*—площадка для хранения глины; *24*—водогрейка.

2. В зимнее время, а также в условиях песчаных бурь, все желоба и емкости закрываются крышками. Зимой, если последние полностью или частично выходят наружу, они дополнительно утепляются.

3. Емкости металлические должны делаться с таким расчетом, чтобы одна емкость входила в другую для удобства перевозки. Они устанавливаются в потребном количестве только при возникновении необходимости в обработке промывочной жидкости реагентами и технической водой непосредственно на буровой.

Объем и конфигурация каждой металлической емкости в отдельности определяется производственной необходимостью и материально-техническими возможностями предприятий.

4. Зумпфы и желоба, вырытые в земле, должны иметь сверху дощатую окантовку во избежание осыпей почвенного слоя.

5. Желоба устраиваются с уклоном 0,5—1 *см* на 1 *м* длины. Зумпфы откапываются с наклонными стенками (наклон 1/10).

6. Для изменения направления движения раствора по желобам должны использоваться деревяннные перегородки.

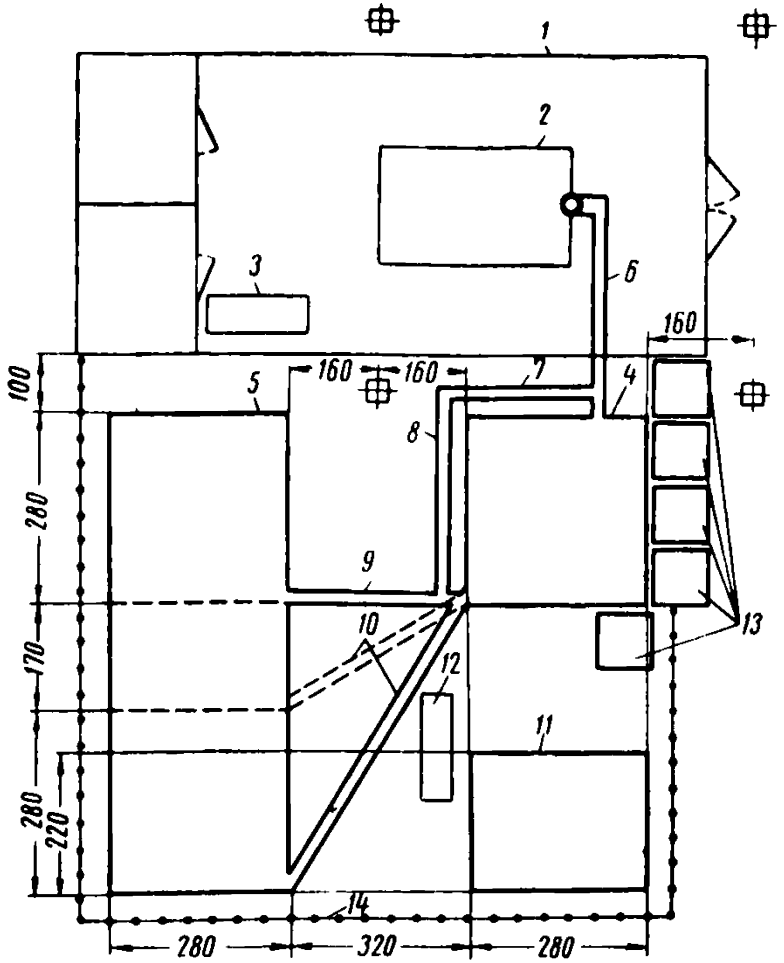


Рис. 11. Циркуляционная система с применением гидроциклона при бурении скважин буровыми установками ЗИФ-650 А, ЗИФ-1200 А и ВИТР-2000 (с доставкой на буровую готового раствора).

1—буровое здание; *2*—буровая установка; *3*—насосный блок; *4—5*—зумпфы; *6—10*—желоба; *11*—зумпф для свалки шлама; *12*—агрегат ОХГ-8А; *13*—металлические емкости; *14*—ограждение проволочное на кольях.

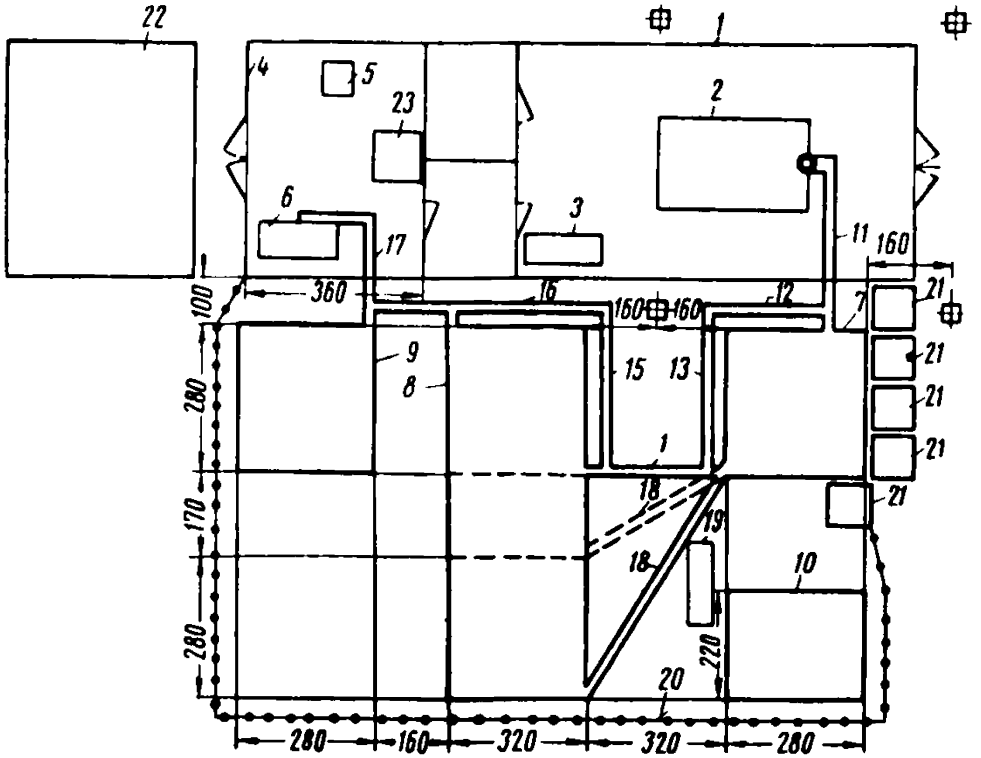


Рис. 12. Циркуляционная система с применением гидроциклона при бурении скважин буровыми установками ЗИФ-650 А, ЗИФ-1200 А, ВИТР-2000 (при приготовлении раствора на буровой).

1—буровое здание; *2*—буровая установка; *3*—насосный блок; *4*—помещение для глиномешалки; *5*—насос для обслуживания глиномешалки; *6*—глиномешалка; *7—9*—зумпфы; *10*—зумпф для свалки шлама; *11—18*—желоба; *19*—агрегат ОГХ 8-А; *20*—ограждение проволочное на кольях; *21*—емкости металлические; *22*—площадка для хранения глины; *23*—водогрейка.

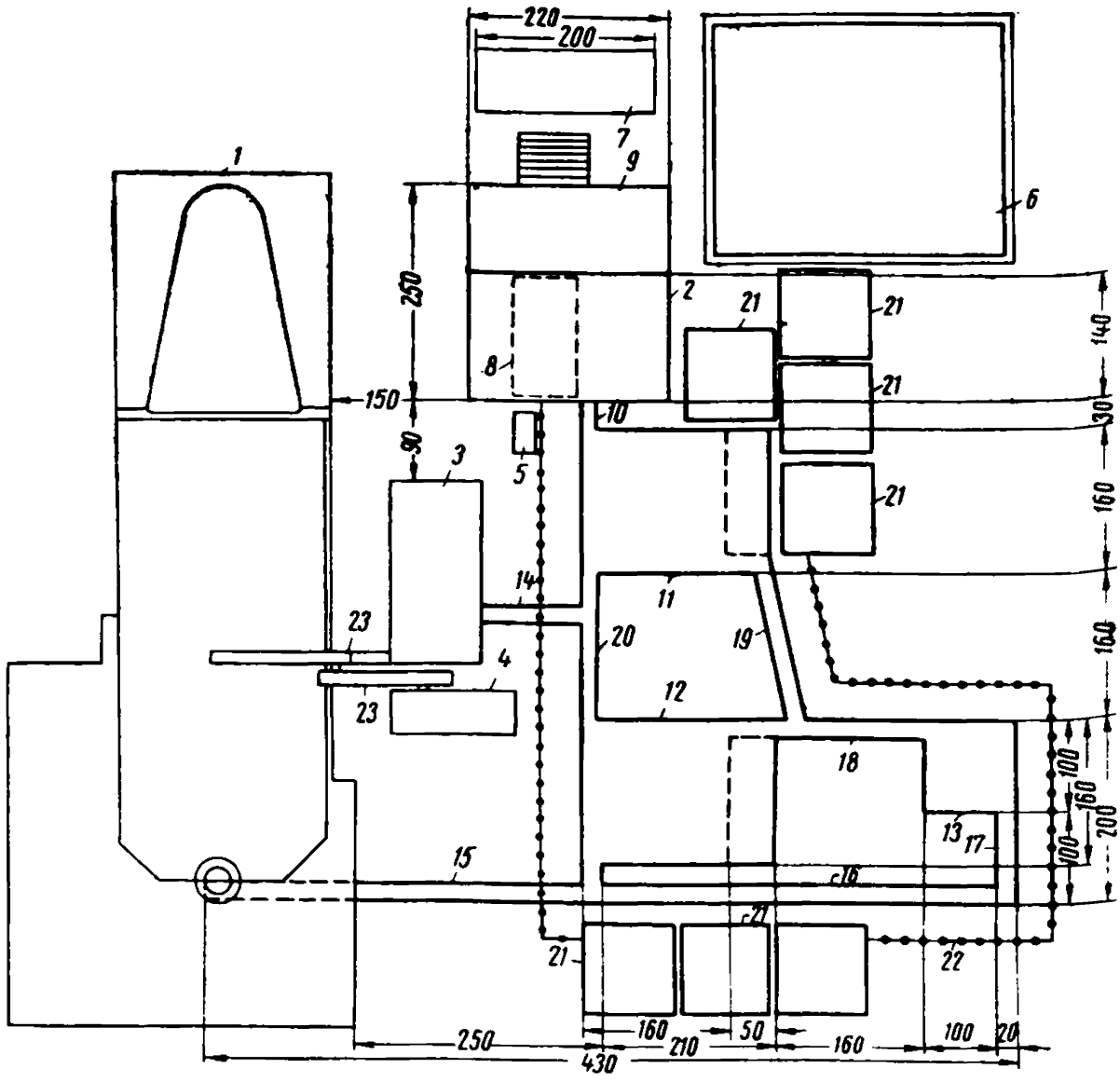


Рис. 13. Циркуляционная система при бурении скважин самоходными буровыми установками УРБ-ЗАМ и СБУД-150-ЗИФ.

1—буровая установка; *2*—глиномешалка УРБ-ЗАМ; *3*—глиномешалка СБУД-150-ЗИВ; *4*—насос буровой; *5*—насос для перекачки жидкостей; *6*—площадка для хранения глины, *7, 8*—корыта для замочки глины; *9*—эстакада с лестницей под глиномешалку; *10, 14—20*—желоба; *11—12*—зумпфы; *13*—отстойник; *21*—металлические емкости; *22*—ограждение проволочное на кольях; *23*—приводы к насосу и к глиномешалке.

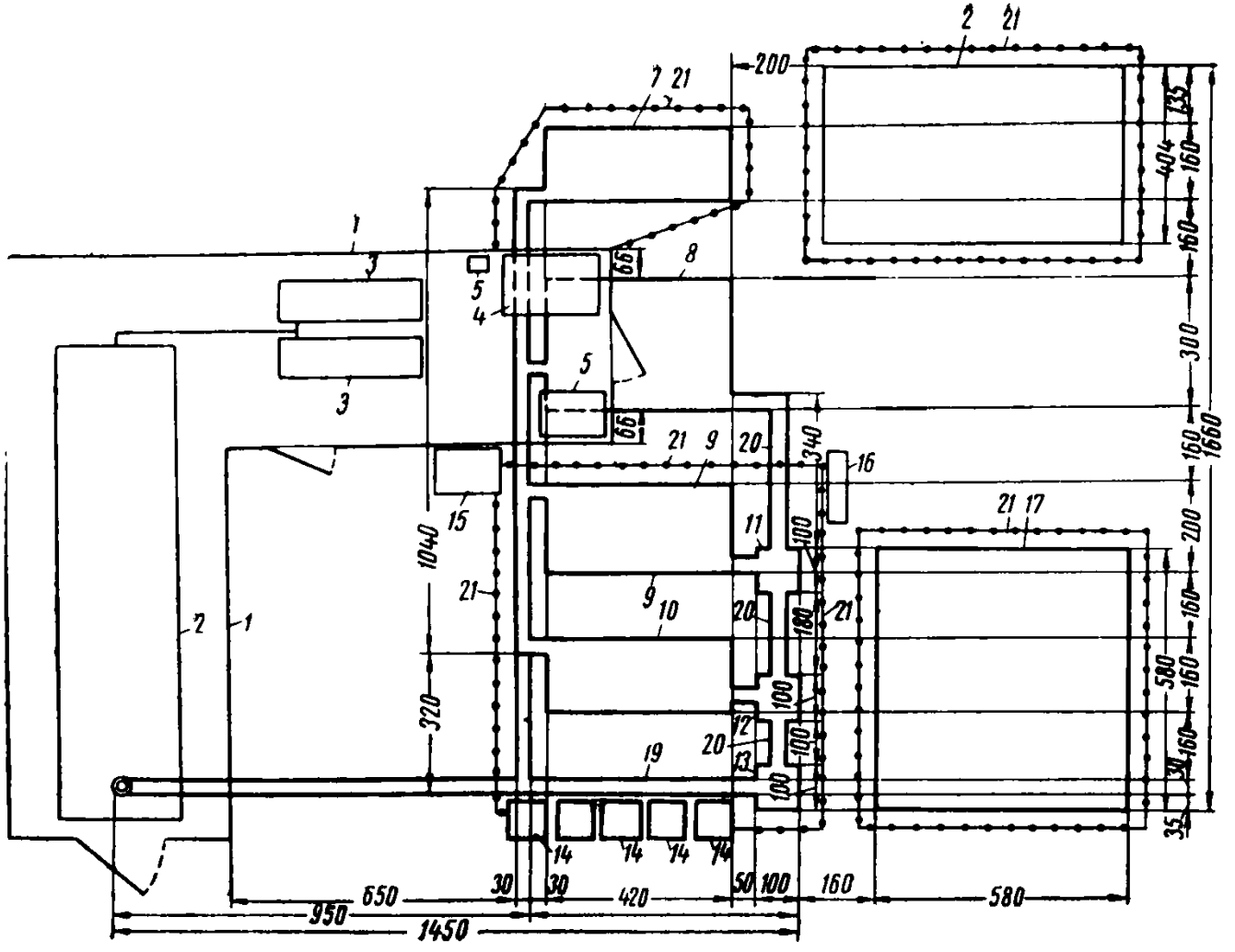


Рис. 14. Циркуляционная система при бурении скважин установкой УРБ-4 ПМ с мягким укрытием.

1—укрытие буровой; *2*—буровой агрегат; *3*—насосный блок; *4*—глиномешалка; *5*—насос для обслуживания глиномешалки; *6*—емкость для воды; *7—10*—зумпфы; *11—13*—отстойники; *14*—металлические емкости; *15*—насос для перекачки; *16*—агрегат ОГХ-8А; *17*—зумпфа для сброса шлама; *18*—площадка для хранения глины и реагентов; *19—20*—желоба; *21*—проволочное ограждение на кольях.

ГЛАВА VIII

УСТРОЙСТВО ГЛИНИСТЫХ СТАНЦИЙ

При централизованном обеспечении скважин промывочные жидкости приготавливаются на глинистых станциях. Последние строятся, исходя из количества и расположения разведуемых участков, скважин и геолого-технических условий бурения.

На одиночных скважинах делают пристройки к буровым зданиям, в которых помещают глиномешалку для приготовления необходимого раствора (см. рис. 11, 13, 14 и 15).

Для обслуживания от 2 до 4 буровых рекомендуется глинистая станция объемом 105 $м^3$ (рис. 15).

Для обслуживания от 5 до 8 буровых рекомендуется глинистая станция объемом 215 $м^3$ (рис. 16).

Глинистые станции строятся по возможности вблизи источников воды, для подачи последней или насосом или с помощью водопровода. В отдельных случаях, после проведения технико-экономических расчетов, водоснабжение обеспечивается с помощью специально пробуренной гидрогеологической скважины.

Оборудование лабораторий. При всех глинистых (центральных и участковых) станциях должны организовываться лаборатории глинистых растворов.

Лаборатории должны быть укомплектованы следующим оборудованием, приборами и прочим имуществом (табл. 11).

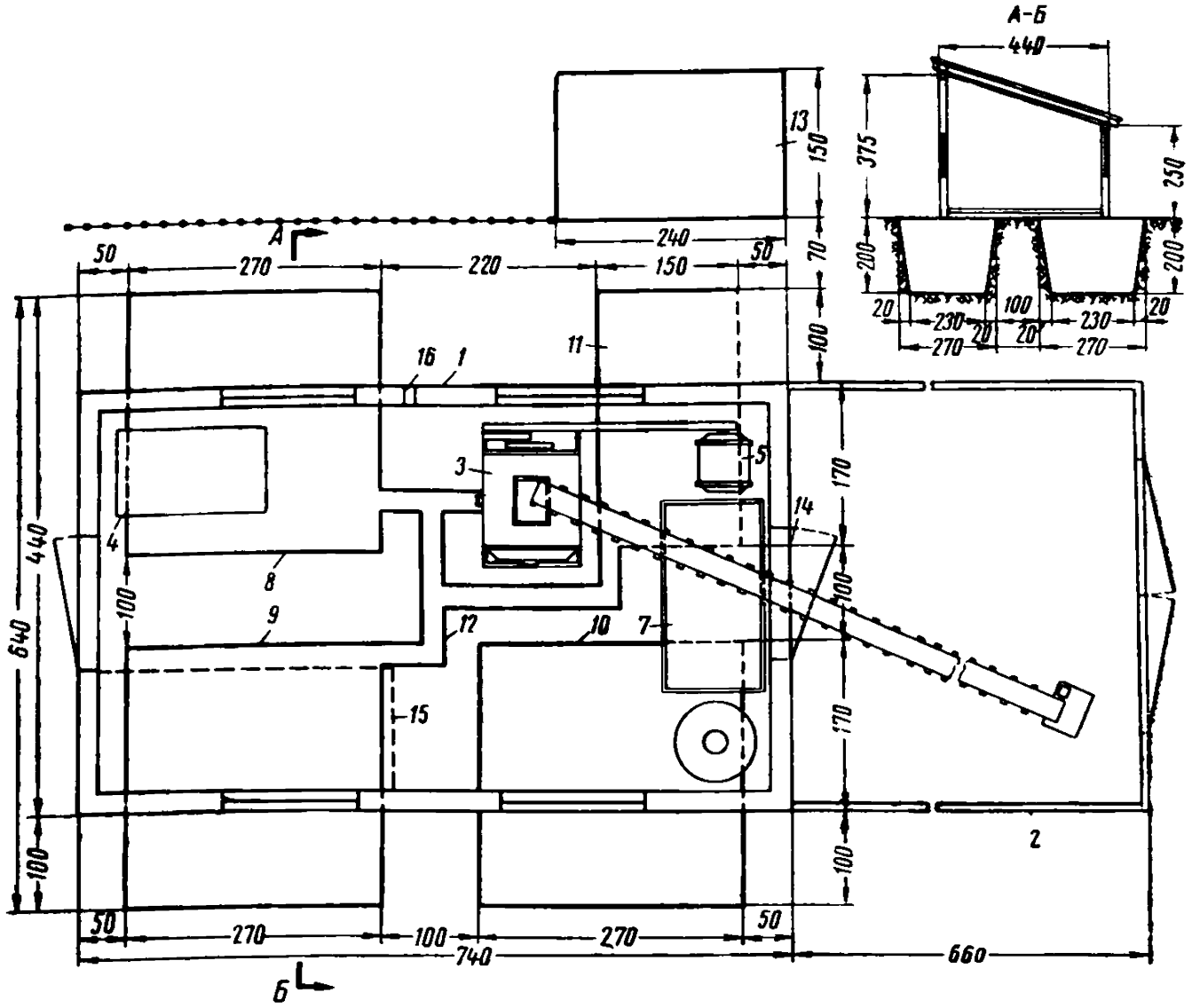


Рис. 15. Участковая глинистая станция для обслуживания 2-х и 4-х буровых станков.

1—помещение глинистой станции; *2*—склад для хранения глины; бурового угля и химикатов; *3*—глиномешалки; *4*—место для насоса; *5*—электромотор с приводом для глиномешалки; *6*—ленточный транспортер ЛТ-8,5; *7*—корыто для замочки глины; *8—11*—зумпфы; *12*—желоб; *13*—напорный бак; *14*—загрузочный люк; *15*—рабочее место лаборанта; *16*—люк для шланга.

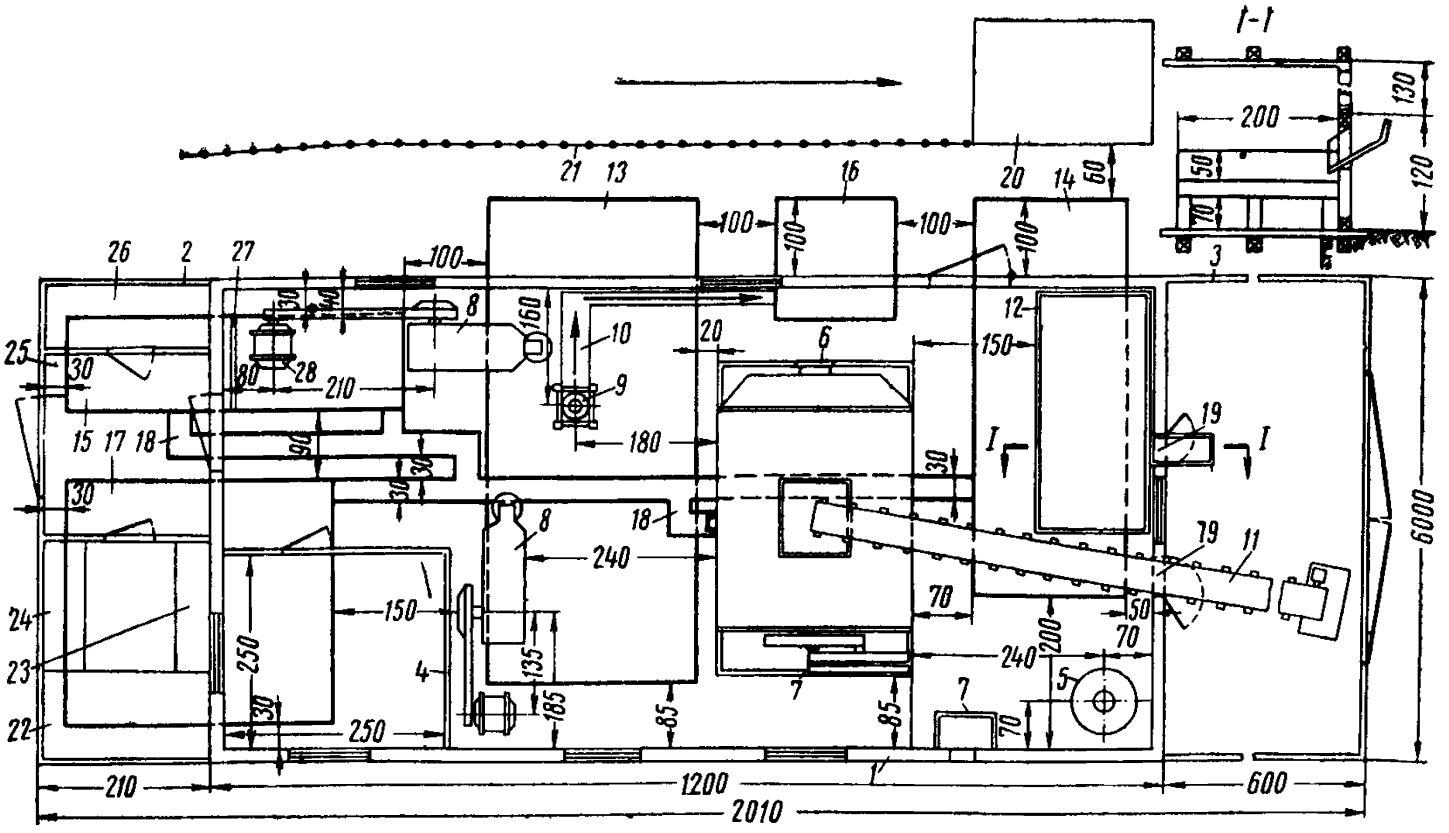


Рис. 16. Участковая глинистая станция для обслуживания 5—8 буровых станков.

1—помещение глинистой станции; *2*—пристройка длякладовых и тамбура; *3*—склад для хранения глины; *4*—помещение лаборатории; *5*—котел водогрейный; *6*—глиномешалка; *7*—ящик для угля отопительного; *8*—насосы для перекачки жидкостей; *9*—гидроциклон; *10*—желоб; *11*—транспортер ленточный ЛТ-8,5; *12*—корыто для замачивания и оттаивания глины; *13—17*—зумпфы; *18*—желоб; *19*—загрузочные люки; *20*—напорный бак; *21*—штакетник предохранительный; *22*—ларь для хранения УЩР; *23*—ларь для цемента и волокнистых материалов; *24*—ларь для химикатов; *25*—тамбур входной; *26*—кладовая для хранения инструмента; *27*—деревянная перегородка; *28*—электромоторы для насосов.

Таблица 11

№ пп	Наименование	Единица измерения	Центральная лаборатория	Участковая лаборатория	Буровая скважина
	А. Имущество				
1	Лабораторный стол	Шт.	1	1	—
2	Бак для воды емкостью 150 *л*, прикрепленный к стене у потолка	»	1	—	—
3	Водопровод от бака к эмалированной раковине	»	1	—	—
4	Весы циферблатные на 10 *кг*	»	1	1	—
5	Весы технические до 100 *кг* с разновесом	»	1	1	—
6	Весы технические лабораторные с точностью взвешивания до 0,01 *г*	»	1	—	—
7	Разновесы на 500 *г* (технические)	Компл.	1	—	—
8	Электроплитка	Шт.	1	1	—
9	Канистры 5, 10, 20 *л*	Компл.	3	1	—
10	Сушильный шкаф малый	Шт.	1	—	—
11	Водяная баня (электрическая)	Компл.	1	—	—
12	Рукомойник	Шт.	1	1	1
13	Деревянный шкаф для приборов	»	1	1	—
	Б. Лабораторное оборудование и приборы				
1	Ареометр АГ-1 с ведром	»	2	1	—
2	Вискозиметр СПВ-5	»	2	1	—
3	Отстойник ОМ-1	»	2	1	—
4	Цилиндр для определения стабильности ЦС-2	»	3	1	—
5	Прибор для определения водоотдачи типа ВМ-6	Компл.	2	1	—
6	Прибор для определения статического напряжения сдвига СНС-2	»	1	1	—
7	Игла «ВМК» с кольцами	»	1	1	—
8	Конус АзНИИ для определения растекаемости цемента	»	1	1	—
9	Пробоотборник для взятия проб глинистых растворов	»	1	1	1
10	Переносная лаборатория ЛГР-3	»	1	1	1
	В. Лабораторная посуда				
1	Ванна металлическая для хранения цементных образцов	Шт.	1	—	—
2	Чашка для замеса цемента (сферическая)	»	1	1	—
3	Бидон 4 *л*	»	3	2	1
4	Ведро 3 *л*	»	3	2	1
5	Лопатка для перемешивания цемента	»	1	1	—
6	Оцинкованное ведро на 10 *л*	»	3	2	1
7	Шпатель	»	3	2	1
8	Цилиндр стеклянный 25 $см^3$	»	4	1	—
9	Цилиндр мерный стеклянный 100 $см^3$	»	20	10	—
10	Цилиндр мерный стеклянный 250 $см^3$	»	2	1	—
11	Цилиндр мерный стеклянный 500 $см^2$	»	2	1	—
12	Цилиндр мерный стеклянный 1000 $см^2$	»	2	1	—

№ пп	Наименование	Единица измерения	Центральная лаборатория	Участковая лаборатория	Буровая скважина
13	Пикнометр на 100 *см*³ широкогорловый . .	Шт.	4	2	—
14	Бюкс	»	4	2	—
15	Капельница	»	4	1	—
16	Воронки стеклянные диаметром 50, 80, 100 *мм*	»	6	2	—
17	Пипетка Мора на 50 *см*³	»	3	1	—
18	Пипетка Мора на 100 *см*³	»	3	1	—
19	Пипетка Мора на 25 »	»	3	1	—
20	Пипетка Мора на 20 »	»	3	1	—
21	Пипетка Мора на 10 »	»	3	1	—
22	Пипетка Мора на 5 »	»	3	—	—
23	Пипетка Мора на 3 »	»	3	—	—
24	Пипетка с микроделениями по 0,1 *мл* на 3, 2, 1 *мл*	»	6	1	—
25	Бутылки 1 *л*	»	20	10	—
26	Бутылки 0,8 *л*	»	50	10	—
27	Бутылки 3 *л*	»	30	3	—
28	Стопка с пестиком малая и большая	»	2	1	—
29	Кружка фарфоровая емкостью 0,25, 0,5, 1,5, 2, 3 *л*	Компл.	2	1	—
	Г. Хозяйственный инвентарь				
1	Стол канцелярский	Шт.	1	1	—
2	Диван полужесткий (кушетка)	»	1	1	—
3	Табуретки	»	2	2	1
4	Стенная полка	»	1	1	—
5	Настольная лампа	»	1	1	—
6	Коврик резиновый	»	3	1	1
7	Фонари «Летучая мышь»	»	1	1	1
8	Противопожарный инвентарь	Компл.	1	1	—
	Д. Материалы				
1	Фильтровальная бумага	Пачек	10	5	1
2	Пробки резиновые № 14, 16, 18, 20 (по 1 *кг*)	*кг*	4	2	1
3	Шланг резиновый диаметром 1/2″	*м*	20—100	20	—
4	Резиновые трубки диаметром 3,5, 8, 10, 15, 20 *мм* (по 0,5 *кг*)	*кг*	3	1	—
	Е. Техническая документация				
1	Эталонные образцы для определения содержания гуминовых веществ	Компл.	1	1	1
2	Контрольный журнал ежемесячного учета приготовления и расхода глинистого раствора и реагентов (приложение 1)	Книги	1	1	1
3	Журнал учета параметров глинистых растворов на глинистой станции (см. приложение 2)	»	1	1	1

Продолжение табл. 11

№	Наименование	Единица измерения	Центральная лаборатория	Участковая лаборатория	Буровая скважина
4	Журнал ежемесячного инструктажа по технике безопасности	Компл.	1	1	1
5	Журнал замечаний по состоянию техники безопасности	Шт.	1	1	1
	Ж. Защитные средства	Компл.	1	1	1

ГЛАВА IX

СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛАХ, ИДУЩИХ НА ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

ВОДА ТЕХНИЧЕСКАЯ И ЕЕ ОПРЕСНЕНИЕ

Вода, идущая на приготовление глинистых растворов, речная, озерная, подземная всегда содержит растворенные соли. Из бесконечного множества растворимых солей выделены лишь те, которые в различных концентрациях почти всегда содержатся в технической воде. К этим солям относятся: соли щелочей — хлориды (NaCl, KCl), сульфаты (Na_2SO_4, K_2SO_4), карбонаты (Na_2CO_3, $KNaCO_3$), бикарбонаты ($NaHCO_3$, $KHCO_3$), соли щелочных земель — хлориды ($CaCl_2$, $MgCl_2$), сульфаты ($CaSO_4$, $MgSO_4$) и бикарбонаты $Ca(HCO_3)_2$, $Mg(HCO_3)_2$.

В зависимости от наличия и концентрации солей вода обладает различной степенью жесткости. Различают постоянную, временную и общую жесткость. Временная жесткость (устранимая, карбонатная) — «Жвр» определяется содержанием бикарбонатов. Кипячением воды бикарбонаты переводятся в нерастворимые карбонаты, и она смягчается $Ca(HCO_3)_2 = CaCO_3 + CO_2 + H_2O$.

Постоянная жесткость — $Ж_п$ определяется содержанием сульфатов, хлоридов и других солей (исключая бикарбонаты).

Общая жесткость — $Ж_н$ определяется общим содержанием солей. $Ж_н = Ж_{вр} + Ж_п$.

Жесткая вода менее пригодна для приготовления глинистого раствора.

Для приготовления качественных глинистых растворов целесообразно использовать воду с общей жесткостью не более 12—15°. Общая жесткость (содержание солей кальция и магния) выражается в градусах жесткости; 1 градус жесткости (Н°) соответствует 10 *мг* CaO в 1 *л* воды (или 7,19 *мл* MgO).

Жесткость воды может быть выражена также в *мг-экв.* ионов кальция и магния, содержащихся в 1 *л* воды. Единица жесткости

в этом случае соответствует содержанию 20,04 *мг/л* ионов кальция или 12,16 *мг/л* ионов магния.

Принята следующая классификация вод по жесткости из естественных источников приведена в табл. 12.

Таблица 12

Определение	Содержание ионов кальция в 1 *л*, *мг-экв*	Общая жесткость, град.
Очень мягкая	0—1,5	0—3
Мягкая	1,5—3	3—6
Умеренно мягкая	3—6	6—12
Жесткая	6—10	12—20
Очень жесткая	Свыше 10	Свыше 20

Часто в районе работ имеется только жесткая вода, т. е. с жесткостью более 12—15°. При использовании такой воды ее необходимо умягчить внесением на каждый 1 $м^3$ воды 45 *г* тринатрийфосфата (Na_3PO_4) на каждый градус жесткости свыше установленной нормы.

Умягчение воды кальцинированной содой (Na_2CO_3) возможно только в присутствии в ней бикарбонатов кальция $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$, а также сернокислого кальция $CaSO_4$ и сернокислого магния $MgSO_4$.

Точное определение жесткости воды — довольно сложная операция, поэтому анализы воды на жесткость производятся в химических лабораториях.

Для приготовления глинистых растворов на минерализованной воде, в том числе и морской воде, рекомендуется использовать кальцинированную, каустическую соду и другие химикаты, которые следует вводить в глиномешалку до загрузки ее глиной в количестве, указываемом лабораторией. Следовательно, если для приготовления глинистого раствора применяется соленая вода, ее нужно предварительно подготовить с помощью реагентов и только после этого замешивать на ней глинистый раствор.

Для этого половину объема глиномешалки заливают водой технической и в ней растворяют расчетное количество умягчителей: Na_2CO_3 от 0,03 — до 1,5%, NaOH — от 0,2 до 0,5%, Na_6PO_{18} — до 0,2% и т. п.

Умягчители, связывая ионы кальция, как в воде, так и в глине, способствуют увеличению концентрации гуминовых кислот в фильтрате; они превращают кальциевые глины в натриевые, повышают стабильность раствора при одновременном незначительном снижении вязкости и фильтрации, снижают расход более дорогостоящих стабилизаторов (УЩР, КМЦ и т. п.).

Если применение незначительных добавок NaOH вызывает последующее интенсивное коагуляционное структурообразование глинистого раствора с одновременным повышением СНС и вязкости,

то его надо заменить фтористым натрием (NaF) в количестве 0,2—0,6%, при минерализации воды $d=1{,}0056$ *г/мл*, pH=7,4.

В буровой практике умягчение воды можно произвести также и путем:

1) отстаивания, 2) фильтрации, 3) коагуляции и 4) вымораживания.

При этом большое количество грубодисперсных взвешенных частиц нерастворимых солей удаляются из воды отстаиванием. Осаждение легкой взвеси ускоряется добавлением коагулянтов. Если в воде содержится много коллоидных частиц, например, кремниевой кислоты, а также солей жесткости, то осаждение их ускоряется добавлением пермутита натрия. Последующая фильтрация воды через песок ускоряет очистку ее от осадков и освобождает от растворимых солей железа (Fe) с образованием нерастворимого осадка $Fe(OH)_2$. Безрасчетное избыточное применение умягчителей может привести к возрастанию жесткости за счет добавляемых реагентов. От хлоридов натрия (поваренной соли) и других металлов освободиться можно только фильтрацией воды через слой катионита, способного обменивать из своего состава ионы водорода на катионы растворенных в воде солей (Н-катиониты).

ГЛИНА ДЛЯ РАСТВОРОВ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Качественные глины приурочены преимущественно к третичным, средне-верхнеюрским, кембрийским и четвертичным отложениям. По происхождению (генезису) качественные глины относятся к озерно-болотным и озерно-лагунным, а также к морским (за исключением прибрежной полосы) и в меньшей степени к делювиальным (отложения склонов гор) и к аллювиальным (речным образованиям). Лучшие сорта глин — бентониты имеют вулканическое происхождение.

Для приготовления глинистых растворов пригодны глины, которые по минеральному составу могут быть условно разделены на следующие типы:

а) каолинито-монтмориллонитовые глины, содержащие глинистого монтмориллонита больше, чем каолинита. Монтмориллонит может находиться в глинах не только в комплексе с каолинитом, но и с иллитоподобными гидрослюдами;

б) каолинито-гидрослюдистые глины, содержащие иллитоподобные гидрослюды в большем количестве, чем каолинита. Этот минеральный тип широко распространен на территории СССР;

в) гидрослюдистые каолинитовые глины, в которых содержание каолинита больше, чем иллитоподобных гидрослюд;

г) каолинитовые глины, содержащие преимущественно каолинит и каолинизированные гидрослюды. Этот тип представляет собой огнеупорное сырье и менее других пригоден для глинистых

растворов. Нормальные растворы из таких глин могут быть получены лишь после сложной их химической обработки;

д) качественная монтмориллонитовая глина (бентонит), в составе которой монтмориллонит преобладает над иллитоподобными гидрослюдами и каолинитами.

Как видно из перечня глин, пригодных для приготовления глинистых растворов, в состав большинства из них входит минерал каолинит ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$). Кроме того, в их состав входят минералы: монтмориллониты и иллитоподобные гидрослюды.

Каждый сорт глины содержит примеси окиси железа (Fe_2O_3), окиси натрия (Na_2O), окиси кальция (CaO), окиси магния (MgO), окиси калия (K_2O) и др.

Наличием преобладающей примеси часто и определяются свойства глины. Чем больше содержится натрия в глине, тем лучше ее качество. В растворах натриевые глины обладают большей вязкостью, чем кальциевые глины, следовательно, для получения одинаковой вязкости растворов, натриевых глин расходуется меньше, чем кальциевых.

Для приготовления качественного глинистого раствора пригодны глины с минимальным содержанием окисей кальция (CaO) и магния (MgO).

Содержание в глинах отдельных ионов солевых примесей ориентировочно допустимо в следующих пределах:

кальция	72—140 *мг/л*
хлора	80—100 »
сульфата	100—300 »

Сильно засоленные глины содержат этих ионов свыше нормы. Сильно засоленные глины возможно применить для приготовления растворов, но при этом необходима дополнительная химическая обработка растворов.

Качественное определение содержания солей (хлорида натрия, хлорида кальция и сульфата кальция) в виде ионов кальция, хлора и сульфата производится анализом водной вытяжки.

Ориентировочное количественное определение карбонатов в глине производится вскипанием воздушно-сухой глины от воздействия 10%-ного раствора соляной кислоты согласно табл. 13.

Таблица 13

Степень вскипания глины	Приблизительное содержание карбонатов, %
Не вскипает	Менее 1
Слабо вскипает	От 1 до 2
Вскипает	От 2 до 3
Бурно вскипает	Более 3

Нейтрализация кальциевых солей в глине производится кальцинированной содой (Na_2CO_3) по следующей формуле-уравнению:

$$Na_2CO_3 + Ca\,(глина) = CaCO_3 + Na_2\,(глина).$$

Наличие в глинах карбоната кальция ($CaCO_3$) не мешает их использованию для глинистых растворов.

По гранулометрическому составу глины должны содержать частицы следующего размера (по диаметру):

а) песчаные крупнее 0,1 *мм* — не более 6%;

б) пылевидные от 0,06 *мм* до 0,1 *мм* — не более 12%;

в) глинистые менее 0,06 *мм* — остальное.

Качество глины оценивается визуальным методом по Н. А. Максимовичу.

Глина пригодна для изготовления глинистых растворов, при естественной влажности и в воздушно-сухом состоянии:

а) характеризуется большим сопротивлением излому;

б) при изломе образует острые устойчивые края;

в) в большинстве случаев даже в мелких комочках не поддается раздавливанию пальцами; при резании ножом дает как бы полированную поверхность, имеющую по сравнению с изломом более темный цвет; в избыточно-влажном состоянии вязкая на ощупь; в пластичном состоянии легко раскатывается в длинные и тонкие шнуры (диаметром не более 1,0 *мм*).

Среди большого количества разнообразных глин особое место в ряду глин, пригодных для приготовления глинистого раствора, занимают бентонитовые глины — минерал монтмориллонит ($Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot 3H_2O$), в котором часть Al заменена Fe.

БЕНТОНИТОВЫЕ ГЛИНЫ

Бентониты считаются лучшими глинами. Особенности бентонитовых глин — их большая дисперсность, незначительный удельный вес получаемого раствора при малых величинах водоотдачи.

При набухании бентонит увеличивается в объеме в 10—14 раз, причем набухание бентонитов является обратимым процессом, т. е. при высыхании объем бентонита уменьшается во столько же раз. Растворы из бентонитовых глин обладают очень большой стабильностью. Разбавленные суспензии бентонитов (1 часть на 5000 частей дистиллированной воды) сохраняют устойчивость в течение месяца. К концу этого срока 70% бентонита все еще находится во взвешенном состоянии.

Для получения растворов одинаковой вязкости бентонита нужно в 5—6 раз меньше, чем небентонитовой глины.

Качества бентонита так высоки, что он нередко применяется наряду с лучшими химическими реагентами, как облагораживающая добавка к растворам, приготовленным из местных глин. Из бентонитов могут быть приготовлены растворы 6—9%-ной концентрации. Так, 7%-ный раствор бентонита имеет вязкость по СПВ-5 не менее 30 *сек*, СНС — до 20 *мГ/см²*, водоотдачу по ВМ-6 за 30 *сек* не свыше 30 *мл*, суточный отстой — 0.

В кислых, сильно щелочных и солевых растворах бентонит не набухает. В щелочной воде куски бентонита покрываются плотной коркой ила, препятствующей дальнейшему проникновению воды в массу бентонита.

Необходимо отметить одну весьма важную особенность глин, пригодных для приготовления растворов, которая имеет большое практическое значение. Глина, предварительно замоченная водой (глины 100 весовых единиц на сухое вещество, воды 50 весовых единиц), разбухшая, а затем размятая до состояния густого однородного теста, дает значительное повышение коллоидности раствора. При этом суточный отстой воды снижается в 10—12 раз, а водоотдача — в 1,5—2 раза по сравнению с тем, что получается без предварительной обработки глины Иногда, не производя такой обработки глины, ее без оснований бракуют и тем самым напрасно отказываются от местных месторождений глин.

ПАЛЫГОРСКИТОВАЯ ГЛИНА

За последнее время приобрели большую известность и распространение палыгорскитовые глины, которые используются для приготовления глинистых растворов, обладающих высокими свойствами. Порошок палыгорскитовой глины выпускает Константиновский завод «Утяжелителей» (УССР).

Палыгорскитовая глина Черкасского месторождения (УССР) представляет смесь палыгорскита и монтмориллонита, ведет себя в растворах почти, как бентонитовая. Например:

при 16,4% концентрации и $\gamma = 1{,}13$ вязкость раствора до «не течет»

» 14,3% концентрации и $\gamma = 1{,}10$ вязкость 75″,

» 13,6% концентрации » $\gamma = 1{,}09$ » 65″,

» 8,2% концентрации » $\gamma = 1{,}07$ » 25″,

» 6,9% концентрации » $\gamma = 1{,}04$ » 17″.

Растворы черкасского палыгорскита обладают солестойкостью и освобождают частично или полностью от применения дорогих химических реагентов для стабилизации растворов.

Палыгорскит хорошо набухает и размокает в пресной и соленой средах, не обработанных и обработанных защитными реагентами: КМЦ, гипаном, крахмалом и др. При этом палыгорскитовая суспензия обеспечивает устойчивую вязкость, СНС без увеличения водоотдачи при воздействии соли, гипса, хлористого кальция, магния и других солей при обработке защитными реагентами.

Солестойкость черкасских палыгорскитовых глин объясняется особенностью ее химического состава: значительным содержанием SiO_2 (53—57%), невысоким содержанием Al_2O_3 (10—12%), повышенным содержанием MgO (6—9%), при довольно высокой емкости поглощения (30—47 *мг/экв*), с преобладанием в поглощенном комплексе Ca и Mg (22—26, 11—19) и с незначительным присутствием количества ионов K и Na (K меньше 1, Na 1—1,4). Солестой-

кость черкасского палыгорскита подтверждается величиной и скоростью выпадения суспензий в осадок. В 10%-ной суспензии, насыщенной солью, отстой аскангеля составляет 60%, а палыгорскита — только 1%. Через сутки бентонит дает 72% отстоя, а палыгорскит — 22%.

Более концентрированные 15%-ные суспензии палыгорскита (в большей части образцов) даже через сутки не дают отстоя. Набухаемость палыгорскитовых глин не зависит от содержания соли в растворе.

При сопоставлении параметров палыгорскитовых суспензий, приготовленных на пресной и минерализованной воде, можно заметить, что во втором случае СНС увеличивается с 43—42 до 70—85 *мГ/см*^{2}, а суточный отстой и стабильность доходит до нулевой величины. При равных условиях бентонитовые растворы (аскангеля) снижают СНС с 733 *мГ/см*^{2} до нуля и увеличивают водоотдачу в 10 раз, а суточный отстой — от нуля до 60%.

Все это подтверждает солестойкость палыгорскита. Палыгорскитовые глины, добавленные в количестве 3—5%, восстанавливают структурные свойства глинистых растворов, приготовленных из местных и часовъярских глин.

Таким образом, палыгорскитовые глины, обладая замечательными природными свойствами, являются незаменимым сырьем для приготовления высококачественных глинистых растворов, конкурируя с бентонитами и могут быть применимы наравне с лучшими химическими реагентами в качестве добавок при бурении в соленосных толщах.

ГЛИНОПОРОШКИ

Глинопорошки для приготовления глинистого раствора вырабатываются из различных глин: бентонитовых, часовъярских, палыгорскитовых и других, отвечающих ТУ-1964. Согласно этим ТУ глинопорошок должен представлять собой высушенную и измельченную глину, с химическими реагентами или без них, которая обра-

Таблица 14

Сорт	Удельный вес глинистого раствора (при вязкости 25 *сек* по СПВ-5), *Г/см*^{3}	Выход раствора из 1 *т* глинопорошка, *м*^{3}	Остаток на сите, %		Влажность к общему весу глины, %	Содержание песка в глинистом растворе, %	
			№ 05	0,075		общее	в том числе отмытого
1	До 1,06	Не менее 10	0	До 10	5,0—8,0	До 0,8	До 0,5
2	Свыше 1,06 до 1,08	От 10,0 до 8,0	0	До 10	5,0—8,0	До 1,5	До 0,8
4	Свыше 1,08 до 1,15	От 8,0 до 4,0	0	До 10	5,0—8,0	До 3,0	До 1,5
4	Свыше 1,15	Менее 4,0	0	До 10	5,0—8,0	До 4,0	До 3,0

зует с водой устойчивую суспензию, применяющуюся в качестве промывочной жидкости при бурении скважин.

Глинопорошки и глинистые растворы, приготовленные из них по методике, приведенной в ТУ—1964, должны иметь показатели, приведенные в табл. 14.

УТЯЖЕЛИТЕЛИ

При бурении скважин часто приходится вскрывать породы высокого пластового давления. При этом $p_{скв} < p_{пл}$, т. е. гидростатическое давление, создаваемое весом столба глинистого раствора, меньше давления пласта. В таком случае при прохождении неустойчивых пластов происходят обвалы стенок скважин, при прохождении водяных, нефтяных или газовых горизонтов — переливы и фонтанирование воды, нефти и газа, что недопустимо из-за возможных аварий и осложнений со стволом скважины. При этом удельный вес глинистого раствора следует искусственно повышать до $p_{скв} > p_{пл}$ в пределах равенства.

$$p_{скв} = p_{пл} + 15 \div 20\% p_{пр}.$$

Удельный вес глин равен 2,7. Удельный вес раствора, приготовленного из глины, не поднимается выше 1,3 при удовлетворительных качествах раствора, а при обработке химическими реагентами — максимум до 1,6. Поэтому, когда нужно довести удельный вес раствора до более высокого значения, применяют утяжелители, приведенные в табл. 15.

Таблица 15

Наименование утяжелителя	Механическая характеристика порошка	Удельный вес $Г/см^3$	
		в руде	чистого
Барит	Серый от кремового до розового оттенка	4,1—4,2	4,3—4,5
Гематит	То же, от бурого до красно-бурого цвета	4,3—4,6	5,19—5,28
Магнетит	То же, темно-бурого цвета	3,6—4,5	4,9—5,2
Колошниковая пыль	То же, от темно-бурого до черного цвета	4,4—4,5 и выше	

Утяжелители должны быть нейтральными к глинистому раствору (не содержать растворимых солей), обладать высоким удельным весом, незначительной степенью абразивности и необходимой тонкостью помола.

Гематит и магнетит после помола на заводе утяжелителей имеют характеристику:

Удельный вес	4,2—4,3 $Г/см^3$
Остаток на сите с 4900 отверстиями на 1 $см^2$ . .	3—5%
Остаток на сите с 10 000 отверстиями на 1 $см^2$.	До 20%
Влажность (при мокром помоле)	От 5 до 25%

Барит утяжелительный флотационный должен удовлетворять по качеству техническим условиям, приведенным в табл. 16.

Таблица 16

Показатели	Сорт		
	I	II	III
Удельный вес $Г/см^3$, не менее	4,20	4,00	3,80
Содержание сернокислого бария в пересчете на сухое вещество в % не менее	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется
Содержание влаги в %, не более:			
а) в подсушенном	5,0	5,0	5,0
б) в неподсушенном	14,0	14,0	14,0
Содержание водорастворимых солей в %, не более	0,35	0,4	0,45
В том числе кальция	0,05	0,05	0,06
Тонкость помола — остаток на металлическом сите № 170 при размере ячеек в свету 0,074 *мм* в %, не более . . .	10,0	10,0	10,0
Содержание фракции минус 5 *мк* в %, не более	10,0	15,0	20,0
Растекаемость по конусу АзНИИ, не менее	14	—	—

Примечания. 1. Тонкость помола — остаток на сите 170 меш выше 10% разрешается по соглашению между поставщиком и потребителем.

2. В связи с необходимостью максимального исключения пирита из баритового увлажнителя содержание пирита в утяжелителе разрешать по соглашению между поставщиком и потребителем.

3. Точность определения удельного веса допускается ±0,03, а содержание сульфата бария — ±3,0%.

4. Для II и III сортов растекаемость не нормируется до накопления опыта.

Абразивные свойства утяжелителя находятся в прямой зависимости от тонкости помола: чем крупнее помол, тем выше абразивность и наоборот. Однако большая тонкость помола приводит к увеличению вязкости раствора.

Применение утяжелителей дает возможность повысить удельный вес раствора до 2,2—2,3 $Г/см^3$. Для определения удельного веса глинистого раствора свыше 1,7 до 2,4 $Г/см^3$ следует пользоваться ареометром АГ-2 с отсоединенным грузом от загрузочного цилиндра. Отсчет показаний производить по правой шкале. При этом глинистый раствор для снижения вязкости должен обрабатываться соответствующими химическими реагентами.

Применение утяжелителей с большим содержанием влаги (10—20%) при мокром помоле вызывает осложнения при проходке скважин.

Мокрый утяжелитель летом подвержен комкованию, зимой смерзается. Мокрый утяжелитель не обеспечивает быстроту операции утяжеления и часто вызывает осложнения.

Таблица 17

Удельный вес исходного глинистого раствора, $Г/см^3$	Требуемый удельный вес утяжеленного глинистого раствора, $Г/см^3$	Необходимое количество утяжелителя (в $т$ на 1 $м^3$ раствора) при удельном весе, $Г/см^3$	
		4,5	4,0
1,2	1,3	0,141	0,148
	1,4	0,290	0,308
	1,5	0,450	0,480
	1,6	0,621	0,667
	1,7	0,804	0,870
	1,8	1,000	1,091
	1,9	1,212	1,333
	2,0	1,440	1,600
1,3	1,4	1,145	1,154
	1,5	0,300	0,320
	1,6	0,466	0,500
	1,7	0,643	0,696
	1,8	0,833	0,909
	1,9	1,039	1,143
	2,0	1,260	1,400
1,4	1,5	0,150	0,160
	1,6	0,310	0,333
	1,7	0,482	0,522
	1,8	0,667	0,727
	1,9	0,865	0,952
	2,0	1,080	1,200
1,5	1,6	0,155	0,167
	1,7	0,321	0,348
	1,8	0,500	0,546
	1,9	0,692	0,762
	2,0	0,900	1,000
1,6	1,7	0,161	0,174
	1,8	0,333	0,364
	1,9	0,519	0,571
	2,0	0,720	0,800
1,7	1,8	0,167	0,182
	1,9	0,346	0,381
	2,0	0,540	0,600
1,8	1,9	0,173	0,191
	2,0	0,360	0,400
1,9	2,0	0,180	0,200

Расход воздушносухого утяжелителя в тоннах для повышения удельного веса 1 $м^3$ глинистого раствора можно произвести согласно табл. 17.

БУРЫЙ УГОЛЬ, ГУМИТЫ

Бурый уголь представляет собой порошок бурого цвета с размером частиц до 3—5 *мм*. Гумиты — темнобурого цвета, сланцевидные пластинки размером от 2 до 5 *см*.

Лучшими углями и гумитами являются те, в которых содержится большое количество гуминовых кислот. Лучшие сорта бурого угля и гумитов содержат 35—47% гуминовых кислот. Растворы гуминовых кислот в щелочи являются коллоидными, чем и объясняется применение углещелочного реагента для улучшения качества раствора. Являясь поверхностно-активным веществом, щелочные гумиты пептизируют (расщепляют) агрегаты глинистых частиц и предохраняют их от слипания. Хранить указанные материалы нужно в закрытом месте, чтобы предохранить от смачивания. Чем суше эти материалы, тем лучше сохраняются в них ценные гуминовые кислоты. Бурый уголь и гумиты в сухом виде имеют объемный вес 0,8—1,0 *кг/л*.

КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА (ТЕХНИЧЕСКАЯ)

Сода поставляется в кристаллах или в жидком виде (в водном растворе) в герметической укупорке. Удельный вес кристаллической соды (92% концентрации) — 2,13 $Г/см^3$. Каустическая

сода в открытой таре теряет свои свойства, а кристаллическая увлажняется от воздуха и, вытекая из тары, разрушает (разъедает) помещение, попадая на тело и в дыхательные пути человека, наносит незаживающие раны. Неосторожное обращение с каустической содой, содой кальцинированной и тринатрийфосфатом опасно для здоровья.

Количество кристаллической каустической соды в водном растворе определяется по табл. 18.

Таблица 18

Удельный вес, *Г/см³*	Кристаллическая каустическая сода в 1 *л* раствора, *кг*	Удельный вес *Г/см³*	Кристаллическая каустическая сода в 1 *л* раствора, *кг*	Удельный вес, *Г/см³*	Кристаллическая каустическая сода в 1 *л* раствора, *кг*	Удельный вес, *Г/см³*	Кристаллическая каустическая сода в 1 *л* раствора, *кг*
1,05	0,05	1,24	0,27	1,35	0,43	1,45	0,61
1,10	0,10	1,26	0,30	1,37	0,46	1,47	0,65
1,15	0,16	1,28	0,33	1,39	0,50	1,49	0,69
1,20	0,22	1,30	0,36	1,41	0,53	1,50	0,72
1,22	0,24	1,33	0,40	1,43	0,57	1,52	0,75

КАЛЬЦИНИРОВАННАЯ СОДА (Na_2CO_3) ИЛИ УГЛЕКИСЛЫЙ НАТРИЙ И ТРИНАТРИЙФОСФАТ (Na_3PO_4)

Это порошки белого цвета. Хорошо растворяются в воде. Хранение допускается в деревянной, бумажной или металлической таре, лучше в герметической и в сухом помещении. Кальцинированная сода способствует дезагрегации глины, распаду ее комочков на отдельные частицы. Распад комочков глины увеличивает вязкость раствора, напряжение сдвига и уменьшает водоотдачу. Введение соды особенно полезно в тех случаях, когда раствор готовится без предварительной растирки глины.

Оптимальное количество кальцинированной соды, вводимое в глинистые растворы, колеблется в пределах 0,25—1,5% от веса глины и во всяком случае не превышает 2%. Оптимальное количество и действие тринатрийфосфата при введении его в раствор примерно такое же, как и углекислого натрия.

Количество кристаллической и безводной соды, находящейся в водных растворах, определяется по удельному весу (табл. 19).

НАТРИЕВЫЕ ПОЛИФОСФАТЫ

Комплексные фосфаты: триполифосфат, пирофосфат, гексаметафосфат — хорошо растворимые в воде кристаллические белые порошки. Добавляются в глинистые растворы для понижения вязкости в количестве не более 1—1,2%. С увеличением дозировки про-

Таблица 19

Удельный вес $\frac{20^\circ C}{4^\circ C}$, $г/см^3$	Содержание Na_2CO_3, г		Содержание $Na_2CO_3 \cdot 10H_2O$, г	
	в 100 г	в 1 л	в 100 г	в 1 л
1,009	1	10,09	2,7	27,22
1,019	2	20,38	5,4	55,03
1,029	3	30,88	8,1	83,37
1,040	4	41,59	10,8	112,3
1,050	5	52,51	13,5	141,8
1,061	6	53,64	16,2	171,9
1,071	7	74,98	18,9	202,5
1,082	8	86,53	21,6	233,6
1,092	9	98,20	23,3	265,8
1,103	10	110,3	27,0	297,8
1,114	11	122,5	29,7	330,8
1,124	12	134,9	32,4	364,3
1,135	13	147,6	35,1	398,6
1,146	14	160,5	37,8	433,3

Примечание. Na_2CO_3 — углекислый натрий безводный, $Na_2CO_3 \cdot 10H_2C$ — углекислый натрий кристаллический (водный) в порошкообразном состоянии.

тив оптимальной происходит загущение растворов. В соленых растворах при высоких забойных температурах разлагаются.

В известковых, гипсовых растворах не применимы, так как дают осадки с растворимыми солями кальция.

ГЕКСАМЕТАФОСФАТ НАТРИЯ (ГМФН)

Гексаметафосфат натрия имеет вид белых стекловидных кусочков. В холодной воде растворяется медленно, значительно лучше — при температуре 30—50°С.

Гексаметафосфат натрия, как химический реагент, резко снижает вязкость и статическое напряжение сдвига и незначительно водоотдачу раствора. Активность этого реагента в глинистом растворе резко проявляется при добавлении сухой соли в количестве 1% от веса глины (водный раствор соли добавляется до 5%). Дальнейшее добавление соли свыше 1% не оказывает влияния на качество раствора.

ПИРОФОСФАТ НАТРИЯ

Пирофосфат натрия ($Na_4P_2O_7$) имеет большую щелочность, пептизирует глинистые растворы и значительно уменьшает водоотдачу.

Добавляется к глинистому раствору в количестве не свыше 1—1,2%. Превышение этой дозировки загущает растворы.

Таблица 20

Удельный вес при 20° С, $Г/см^3$	Содержание		Удельный вес при 20° С, $Г/см^3$	Содержание		Удельный вес при 20° С, $Г/см^3$	Содержание		Удельный вес при 20° С, $Г/см^3$	Содержание	
	%	г в 1 л раствора		%	г в 1 л раствора		%	г в 1 л раствора		%	г в 1 л раствора
При $M = \frac{n \cdot SiO_2}{Na_2O} \approx 2{,}4$											
1,007	1	10,07	1,052	6	63,12	1,110	12	133,20	1,309	30	392,70
1,016	2	20,32	1,071	8	85,68	1,151	16	184,16	1,360	34	462,40
1,032	4	41,36	1,090	10	109,00	1,285	28	359,80	1,415	38	537,40
При $M = \frac{n \cdot SiO_2}{Na_2O} \approx 3{,}36$											
1,006	1	10,06	1,047	6	62,82	1,159	18	208,62	1,290	30	387,00
1,014	2	20,28	1,083	10	108,80	1,200	22	264,00	1,339	34	455,26
1,030	4	41,20	1,120	11	156,80	1,244	26	323,44	1,393	38	529,34

ЖИДКОЕ СТЕКЛО

Так называется водный раствор силиката натрия или калия с гидромодулем

$$\frac{\%\ SiO_2}{\%\ Na_2O} = \text{от } 2{,}5 \text{ до } 3{,}0.$$

По ГОСТ 962-41 жидкое стекло значится под названием «содовое», «содово-сульфатное» и «сульфатное». Удельный вес — от 1,43 до 1,50 *Г/см*^{3}. Жидкое стекло применяется для повышения вязкости глинистого раствора.

Электродное жидкое стекло для приготовления глинистого раствора не рекомендуется, так как имеет малый гидромодуль (до 2,2). При длительном хранении в открытой таре жидкое стекло безвозвратно теряет свои свойства и становится непригодным для приготовления раствора.

Содержание жидкого стекла (Na_2SiO_3) в водных растворах определяется по табл. 20.

СУЛЬФИТ-СПИРТОВАЯ БАРДА (ССБ)

ССБ — это густая темно-бурая жидкость с характерным кисловатым запахом, отход лесобумажной промышленности. Концентраты ССБ являются кальциевыми солями лигно-сульфоновых кислот с примесью редуцирующих и минеральных веществ.

Согласно ГОСТ 8518-57, ССБ выпускают трех марок (табл. 21).

Таблица 21

Наименование показателей	Нормы для марок		
	концентраты барды жидкой (КБЖ)	концентраты барды твердой (КБТ)	концентраты барды порошкообразной (КБП)
Внешний вид и цвет	Густая жидкость темно-коричневого цвета	Масса темно-коричневого цвета	Порошок светло-коричневого цвета
Удельный вес (ССБ) не менее	1,27	Не определяют	
Содержание сухих веществ в %, не менее	50	76	87
Содержание нерастворимых в воде веществ к весу сухих веществ в %, не более	1,1	1,1	1,1
Содержание редуцирующих веществ к весу сухих веществ в %, не более	12	12	12
Активная кислотность pH в пределах	5—7	5—7	5—7
Предел прочности на разрыв сухих образцов в *кГ/см*^{2}, не менее	5	5	5

Примечание. КБЖ — транспортируют в цистернах с нижним сливным приспособлением.

КБТ и КБП — упаковывают в четырехслойные бумажные мешки (ГОСТ 2227-51) весом не свыше 40 *кг*, а с 1/IV по 1/X — в два четырехслойных бумажных мешка, вложенных один в другой или в один шестислойный мешок.

Концентраты хранят и транспортируют в условиях, предупреждающих их увлажнение. КБТ и КБП хранят в закрытых, проветриваемых помещениях, располагая мешки в один ряд по вертикали, завязкой вверх. Расчеты по приготовлению растворов в основном ведутся на ССБ 50%-ной концентрации. Это следует учитывать при установлении дозировки ССБ.

ССБ так же, как углещелочный реагент, снижает вязкость и водоотдачу глинистого раствора.

КОНДЕНСИРОВАННАЯ СУЛЬФИТ-СПИРТОВАЯ БАРДА (КССБ)

КССБ — темно-бурая жидкость удельного веса 1,12 *Г/см*^{3} с содержанием сухого вещества 18—20%.

Конденсация ССБ достигается нагреванием ее с формалином в кислой среде с последующей нейтрализацией едким натрием.

КССБ обеспечивает приготовление глинистых растворов как на пресной, так и высокоминерализованной воде, при этом снижает вязкость, водоотдачу, СНС растворов и толщину корки. КССБ устойчива к повышенным температурам и противодействует вредному влиянию цемента на глинистый раствор. Способствует снижению расхода утяжелительных порошков в сравнении с УЩР. Недостатки в применении КССБ:

1) при добавлении реагента свыше 4% наблюдается вспенивание минерализованных глинистых растворов, что вызывает необходимость применения пеногасителей;

2) в зимнее время этот реагент замерзает, поэтому целесообразней применять порошок КССБ.

МОНОСУЛЬФАТНЫЙ ЩЕЛОК (МСЩ)

Получается как отход при выработке целлюлозы из соломы. Паниковский целлюлозно-бумажный комбинат (УССР) получает 5000 *т/год* МСЩ.

МСЩ содержит большое количество пентозанов, золы, кремневой кислоты и меньшее количество целлюлозы и лигнина, чем ССБ.

Сульфированием лигнина соломы в МСЩ образуются лигносульфонаты натрия вместо лигносульфонатов кальция, образующихся в ССБ. Химсостав МСЩ — удельный вес 1,24 *Г/см*^{3}, pH 7,6—8,1, Na_2SO_3 — 0,24—0,34%, NaOH — 0,04—0,08%, сухой остаток — 49—50%, зольность — 29,81—34,1%.

Состав золы SiO_2 — 9,48—12,04%. $Fe_2O_3+Al_2O_3$ — 2,04—2,58%, CaO — 0,91—1,47%, Na_2O — 53,98—55,42%.

МСЩ 50%-ной концентрации (сухих веществ) — густая жидкость темного цвета. МСЩ более эффективно понижает водоотдачу промывочных растворов пресных и соленых, чем ССБ и КССБ. В эмульсионных растворах не вспенивается МСЩ совместно с высококальциевыми УЩР и другими обработками промывочных жидкостей. При повышении концентрации МСЩ в растворе от 0 до 14%

уменьшается поверхностное натяжение его от 72 до 47 *дн/см*^{2}, т. е. в 2 раза.

В глинистый раствор МСЩ добавляется до 10%, но наибольший эффект достигает при добавках свыше 10%.

Добавка 15% МСЩ обеспечивает значительное снижение водоотдачи естественных, безглинистых и эмульсионных растворов (с минимальным содержанием глины), при солености около 25% и содержании 15—20% нефти или дизельного топлива.

КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗА (КМЦ)

Натриевая соль целлюлозо-гликолевой кислоты является продуктом этерификации щелочной целлюлозы натриевой солью монохлоруксусной кислоты. Готовый продукт представляет собой волокнистое вещество белого или кремового цвета, при растворении в воде дает вязкий коллоидный раствор. КМЦ применяется для стабилизации минерализованных глинистых растворов как самостоятельно, так и в комбинации с другими реагентами-стабилизаторами. Карбоксиметилцеллюлоза производится промышленностью и поставляется в картонных барабанах или крафт-мешках с расфасовкой по 30 *кг*.

КМЦ применяется в виде водного раствора с максимальной концентрацией в нем сухого продукта, при которой еще сохраняется его текучесть, необходимая для перекачки реагента и обработки им глинистых растворов. Для обычно применяемой средневязкой карбоксиметилцеллюлозы эта концентрация равна 8—10%.

СУЛЬФАТ ЦЕЛЛЮЛОЗА — НАТРИЕВАЯ (СЦ)

Натриевая сульфат целлюлоза ($C_6H_9OSO_3Na$) — соль сульфат целлюлозы. Белая и слегка желтоватая порошкообразная или волокнистая масса. Получается она этерификацией целлюлозы серной кислоты с последующей нейтрализацией сернокислого эфира едким натрием. СЦ хорошо растворима в воде. Устойчивая к солям жидкости. Дает вязкие растворы. СЦ — эффективный стабилизатор аргиллитовой суспензии независимо от минерализации суспензии. Добавка 0,25—2% (весовые). СЦ эффективно снижает водоотдачу пресных и минерализованных растворов. В присутствии СЦ аргиллитовая суспензия активно стабилизируется, приобретая кинетическую и агрегативную устойчивость.

СЦ оказывает одинаковое действие на карбонатные и аргиллитовые суспензии.

ОКИСЛЕННЫЙ ЛИГНИН (ОЛ)

Он предложен Всесоюзным научно-исследовательским институтом буровой техники в качестве реагента для понижения вязкости глинистых растворов.

Реагент готовится путем окисления гидролизного лигнина, являющегося как и ССБ отходом химической промышленности.

Окисленный лигнин представляет собой желто-коричневый порошок, растворяющийся в щелочной воде. Применяется он для обработки глинистых растворов обычных и известковых, утяжеленных и неутяжеленных, приготовленных на пресной или морской воде, загустевающих в результате обогащения выбуренной породы (глин, известняков, мергелей, сланцев и т. п.).

Применение окисленного лигнина ограничивается солевой агрессией и высокой температурой на забое скважин. При наличии в растворе хлористого натрия свыше 3%, в условиях хлоркальциевой агрессии, а также при температурах в скважинах 100—120°С и выше применять реагент не рекомендуется.

Окисленный лигнин может применяться в комбинации со всеми известными реагентами и добавками для глинистых растворов ССБ, КМЦ, ПФЛХ-1, УЩР, крахмалом и др.

ПОЛИФЕНОЛЬНЫЙ ЛЕСОХИМИЧЕСКИЙ ПОНИЗИТЕЛЬ ВЯЗКОСТИ (ПФЛХ-1)

Понизитель предложен, как и окисленный лигнин, институтом ВНИИБТ. ПФЛХ-1 является продуктом формальдегидной конденсации полифенолов, растворимых смол термолиза древесины. Готовый продукт представляет собой твердое вещество темно-коричневого цвета, полностью растворяющееся в технической или щелочной воде (при $pH = 10 \div 11$).

Свойства и область применения ПФЛХ-1 такие же, как и у окисленного лигнина. ПФЛХ-1 может применяться при содержании в растворе до 5% хлористого натрия, а также при температуре до 150°С.

ПФЛХ-1 упаковывается в деревянные ящики или бочки весом не более 50 *кг*. Вследствие того что ПФЛХ-1 хорошо растворим в воде, его необходимо перевозить в закрытых вагонах или машинах и хранить в сухом закрытом помещении.

Свойства и значение этих реагентов раскрыты еще неполностью, поэтому нужно, чтобы применение их в практике бурения находилось под особым наблюдением.

НИТРОГУМАТНЫЙ РЕАГЕНТ

Нитрогуматный реагент (НГР) получают смешиванием 1 части (сухого) александрийского бурого угля с 1 частью (безводной) азотной кислоты (HNO_3 $\gamma = 1{,}35$ *Г/см*^{3}) в течение 1 *ч* с выделением нитротел из смеси вакуумфильтром и высушиванием последних. Нитротела являются полифункциональными кислотами нитрофенолов и других нитрогуматных веществ (НГВ).

Нитрогуматный реагент — желто-коричневый рассыпчатый порошок. Не взрывается даже при длительном нагреве, содержит 9% влаги, растворяется в воде при 20°С до 5,2%, а при 100°С — до

8%. Имеет в водных растворах pH-3, а поверхностное натяжение, приближенное к УЩР.

По способности снижать водоотдачу пресных и минерализованных растворов превосходит КМЦ и КССБ, а по разжижающей способности — ПФЛХ и нитролигнин.

НГР применим для безглинистых и естественных растворов.

В пресной воде, содержащей 40% щелочи к весу НГР, растворяется до 150% НГР от веса воды, а в соленой воде, содержащей 20% NaCl, растворяется до 125% НГР без высаливания НГР и с сохранением подвижности раствора.

Добавки 34% нитрогуматного реагента в глинистый раствор, содержащий 28,8% соли, дает раствор с вязкостью 50 *сек,* водоотдачей 2 *мл,* коркой 0,1 *мм,* СНС 9/36.

КРАХМАЛ

Крахмал применяется для снижения водоотдачи сильноминерализованных глинистых растворов с содержанием соли от 10% до насыщения (удельный вес фильтрата 1,08—1,20 $Г/см^3$).

Могут использоваться различные виды крахмала: картофельный, кукурузный, рисовый, батитовый, пшеничный и др.

Крахмал применяется в виде щелочного клейстера. Количество щелочи для клейстеризации определяется опытным путем. В среднем для клейстеризации крахмала требуется 1,0—1,4% щелочи (на сухой крахмал). В сильноминерализованных водах, идущих для приготовления реагента, добавка щелочи повышается до 2—4%.

Крахмальный реагент (клейстер) готовится с максимальной концентрацией в нем сухого продукта (8—10%), позволяющей еще сохранить тягучесть реагента. Количество реагента крахмала, добавляемого к глинистому раствору, определяется опытным путем.

В связи с тем, что крахмал склонен к загниванию, необходимо заготавливать его перед обработкой раствора.

Для предотвращения загнивания циркулирующего раствора применяют следующие методы.

1. Повышение pH раствора до 12 путем добавки каустика.
2. Искусственное увеличение содержания соли до 20%.
3. Введение антисептиков типа формалина.

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ КРАХМАЛ (МК)

Модифицированный крахмал (МК) — химически и термически обработанный крахмал. Приготавливается смешиванием крахмала с 75% раствором ортобензилперахлорофенола в количестве 2,5% (к весу крахмала) и растворением смеси изопропиловым спиртом.

Ортобензилперахлорофенол адсорбируется на частицах крахмала и служит предохранительным покрытием. Спирт удаляется выпариванием. Модифицированный крахмал хорошо растворим в холодной воде и глинистом растворе без добавки щелочи, обладает

бактериоцидными и антисептическими свойствами. Применяется как основа для безглинистых, естественных и эмульсионных растворов. Высоко эффективный защитный реагент для промывочных жидкостей, подверженных солевой агрессии. Добавляется в промывочные жидкости в количестве 0,5—2% (на сухое вещество). Хорошо совместим с другими реагентами.

КАРНАЛЛИТ

Карналлит — бело-розовая, калийная, минеральная соль.

В процессе геологического образования карналлит кристаллизируется в последний период кристаллизации солей усыхающих морских водоемов. Состоит из $KCl\ Mg\ Cl_2\ 6H_2O$ с примесями NaCl, KCl и других солей. Содержит: K — 14,07%, Mg — 8,75%, Cl — 38,28%, H_2O — 38,90% или KCl — 26,83% и $MgCl_2$ — 34,27%, им сопутствует $MgSO_4 \cdot H_2O$ кизерит.

Карналлит очень гигроскопичен и на воздухе расплывается. Применяется для удобрений и в промышленности.

В 100 *г* воды при 18,5°C растворяется 64,5 *г* карналлита, распадающегося на KCl и $MgCl_2$.

При растворении в воде кристаллы карналлита растрескиваются, выделяя газы: водород и гелий, поэтому при растворении его в глинистом растворе создается пена.

ПЕНООБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ АЭРИРОВАНИЯ РАСТВОРОВ

В качестве пенообразователя для аэрирования растворов можно использовать ПО-1, ПО-К-18, кератиновый клей с жидким стеклом и др.

Пенообразователь ПО-1 по внешнему виду жидкость, темно-коричневого цвета, удельного веса 1,12—1,13 *Г/см*^{3} с температурой замерзания —8°C, с нейтральной реакцией. По своему составу пенообразователь ПО-1 представляет собой смесь, приготовленную из керосинового черного контакта, нейтрализованного едким натрием, столярного клея и спирта.

Пенообразователь ПО-К-18 получается из контакта Петрова, обработанного известковым молоком, углекислым газом с добавкой этилового спирта. По внешнему виду ПО-К-18 жидкость темно-коричневого цвета, удельного веса 1,10, без осадка и посторонних включений. Пенообразователь должен храниться при температуре не ниже 0°C в закрытой таре.

Не допускается смешивание пенообразователя с остатками нефтепродуктов и различными минеральными маслами. ПО-1 и ПО-К-18 широко применяются при тушении пожаров.

ХРОМАТЫ И БИХРОМАТЫ

Соли хромовой кислоты (H_2CrO_4) называются хромокислыми или хроматами. Соли двухромовой кислоты ($H_2Cr_2O_7$) называются двухромовокислыми или бихроматами (хромпик).

Хроматы и бихроматы представляют собой оранжевые порошки или плавы и хорошо растворимы в воде (табл. 22).

Таблица 22

Наименование	Формула	Удельный вес, $Г/см^3$	Растворимость, г/л		Водный раствор			
					10%		насыщенный	
			при +20°С	при +100°С	удельный вес, $Г/см^3$	растворимость при 20 С, г/л	удельный вес, $Г/см^3$	растворимость при 20 С, г/л
Хромовокислый калий . . .	K_2CrO_4	2,73	389	465	1,084	84	1,38	389
Двухромовокислый калий .	$K_2Cr_2O_7$	2,69	111	505	1,070	70	1,08	111
Хромовокислый натрий . . .	Na_2CrO_4 $10H_2O$	1,48	Хорошо растворим	Хорошо растворим	1,084	84	1,38	389
Двухромовокислый натрий .	Na_2CrO_7 $2H_2O$	2,50	При 0° 2380	При +80°С 5080	1,070	70	1,08	111

Применяется в основном в виде водных растворов 10% концентрации, при единовременной добавке 0,05—0,2% (по весу сухого вещества на объем промывочной жидкости). Хорошо совместимы со всеми реагентами.

Хроматы и бихроматы — сильные окислители. При разложении выделяют кислород. Хранить их надо вдали от горюче-смазочных и обтирочных материалов во избежание самовозгорания.

Хроматы и бихроматы — недефицитный материал — поставляются в виде порошков в железных барабанах.

Начатые и открытые барабаны с сухим хромпиком во избежание загрязнения и попадания в них воды следует хранить под навесом. Хроматы токсичны, и следует остерегаться попадания их на слизистую оболочку и на незащищенную поверхность кожи.

ГИПАН

Гипан — это продукт омыления полиакрилонитрила каустиком. Он является сополимером. В его состав входит 70—80% акрилата натрия и приблизительно равные количества акриламида и акрилонитрила. Имеет вид вязкой жидкости желтоватого цвета. Содержит 10% сухих веществ. Морозоустойчив. Не подвергается ферментативному разложению. Поставляется в бочках или цистернах в виде 10—15% водного раствора. Обеспечивает устойчивую низкую водоотдачу при большой солености.

АЛКИЛ СУЛЬФОНАТЫ (АС)

Алкил сульфонаты — высокоактивные смачиватели ароматического ряда и являются продуктами нефтехимической промышленности в виде мыловидной массы от кремового до темно-коричневого цвета. Применяются они в промышленности, как нефтемоющие, нефтевытесняющие, эмульгирующие, а также как общемоющие, дубильные средства. Из них, как стабилизаторы промывочных жидкостей, применяются: сульфонолы, азоляты, детергенат советский (ДС) ОП-7, ОП-10. Они же могут понижать вязкость, водоотдачу, СНС, поверхностное натяжение и повышать диспергацию нефти.

СУЛЬФОНОЛ

Сульфонол — это смесь натриевых солей алкилбензол-сульфокислот с алкильными остатками, содержащими в основном 12 атомов углерода.

По внешнему виду сульфонол представляет пасту от светло-желтого до светло-коричневого цвета. Содержит на сухое вещество 20% активных веществ. Влажность — 50%.

Добавляется для снижения липкости корки глинистого раствора в количестве до 0,04% на сухое вещество в виде 1—3%-ного водного раствора.

АЗОЛЯТ

Азолят — это смесь натриевых солей моно- и диалкилбензолсульфокислот.

По внешнему виду представляет пасту белого или кремового цвета. Содержит 45—55% активных веществ, 10—15% сульфата натрия и не свыше 3% непросульфированных веществ.

Применяется для снижения вязкости глинистого раствора и липкости корки в 3—5—10%-ном водном растворе в количестве от 0,5 до 10%, в пересчете на сухое вещество от 0,008% до 1,5%. Может применяться в сочетании с полифосфатами, карбоксиметилцеллюлозой и другими химическими реагентами.

ОП-7

ОП-7 — это поверхностно активное вещество (ПАВ), продукт реакции 7 долей оксиэтилена и смеси моно- и диалкилфенолов с алкильными остатками, содержащими 8—10 атомов углерода.

По внешнему виду — мазевидная кремовая паста, удельного веса 1,02 $Г/см^3$ имеет большую пенообразующую способность. Растворы ОП-7 устойчивы по отношению к органическим солям (кальция, магния и алюминия), а также к кислотам и щелочам.

Применяется в тех же концентрациях и количествах, как и азолят. В качестве пеногасителя для ОП-7 применяют сивушные масла или люцин (высший сорт) при оптимальной его концентрации в воде до 0,2—0,4%.

ДЕТЕРГЕНТ СОВЕТСКИЙ (ДС)

Детергент советский натриевый — это смесь натриевых солей алкилированных сульфокислот, полученных при сульфировании моно- и бициклических ароматических соединений. ДС (мазевидная масса от кремового до темно-серого цвета) полностью растворим в воде и в 10%-ном водном растворе HCl.

ДС добавляется к промывочным жидкостям в количестве до 0,03% и более (на сухое вещество) для стабилизации, снижения поверхностного натяжения ингибирования при кислотной обработке металлов, как эмульгатор, моющее и обезжиривающее вещество.

ТАННАТЫ (ДУБИЛЬНЫЕ ВЕЩЕСТВА)

Растительные дубильные вещества относятся к группе глюкозидов. Искусственные дубильные вещества — сравнительно простые, органические вещества (например, водный раствор муравьиного альдегида), но ими могут быть и высокомолекулярные органические соединения, объединенные под общим названием синтанов, которые являются продуктом переработки отходов целлюлозы (сульфитцеллюлозные экстракты).

Как химические соединения, синтаны — продукты сульфитирования фенолов и углеводородов ароматического ряда. Представляют собой смолистую от темно-бурого до черного цвета массу.

Таннаты понижают вязкость глинистых растворов при добавке их от 0,1 до 3% по весу.

ФЕРРОХРОМЛИГНОСУЛЬФОНАТ (ФХЛС)

Феррохромлигносульфонат — продукт частичного или полного замещения кальция на железо и хром в кальциевой соли лигносульфоновой кислоты, представляет собой темно-бурую смолистую массу.

Приготавливается смешением в течение 1 *ч*, при температуре +90°С, сульфитспиртовой барды (ССБ) с концентрированными растворами сернокислого железа и хрома. Этот реагент больше разжижает глинистые растворы, чем ССБ, и снижает водоотдачу их.

Феррохромлигносульфонат применяется для обработки промывочных жидкостей, так же как ССБ и КССБ, в минимальном количестве 0,5—1% (сухого вещества) к объему промывочной жидкости в виде водного раствора 10—30%-ной концентрации, удельный вес 1,12—1,27 $Г/см^3$, при соотношении катионов железа и хрома 3 : 1 и 1 : 1.

СУЛЬКОР

Сулькор — сульфированный щелочный экстракт одубины. Темно-коричневое твердое вещество. Хорошо растворяется в воде и щелочных растворах. Применяется в растворах 5—10%-ной концент-

рации в соотношении с каустической содой от 1 : 0,1 до 1 : 0,5 (на сухие вещества) по предварительно подработанной рецептуре.

Совмещается с различными видами промывочных жидкостей высококальциевыми, хроматными, эмульсионными и другими и такими средствами химобработки, как: сода, УЩР, КССБ, крахмал, КМЦ, гипан и др. Применяется как понизитель вязкости раствора.

Единовременные добавки сухого сулькорового реагента составляют 0,2—0,5% к объему промывочной жидкости.

ЕЛОВЫЙ ЭКСТРАКТ (ЕЭ)

Еловый экстракт (ЕЭ) — это сульфированный водный экстракт еловых веток и игольчатых листьев. Темно-коричневый твердый смолистый продукт. Растворяется в воде и в водных растворах щелочи. Применяется по такой же рецептуре и методике, как и сулькор в качестве понизителя вязкости промывочной жидкости.

ДЕЭМУЛЬГАТОРЫ

Деэмульгаторы — это побочные продукты нефтепереработки. Нефтяная промышленность выпускает разные виды деэмульгаторов: нейтрализованный черный контакт (НЧК), щелочные отходы (ЩО), сульфонафт (СН), нефтяные сульфокислоты контактов Петрова (керосиновый и газойлевый) и др.

Применяются они в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности в качестве деэмульгаторов и могут применяться в качестве пеногасителей промывочных жидкостей при производстве буровых работ. В качестве деэмульгаторов применяются также кремний, органические полимеры.

НЕЙТРАЛИЗОВАННЫЙ ЧЕРНЫЙ КОНТАКТ (НЧК)

НЧК — это водный раствор нейтрализованного кислого гудрона, получаемого сульфированием SO_3 свежей или отработанной серной кислотой керосино-газойлевых фракций, извлекаемых при прямой перегонке или каталитическом крекинге нефтей. Имеет вид густого минерального масла темно-бурого цвета.

Содержит не менее 15—25% солей сульфокислот, не более 5—8% сульфатов, не более 5—7% минерального масла при нейтральной или слабощелочной реакции. Добавляется в растворы от 0,3—3% по объему.

ЩЕЛОЧНЫЕ ОТХОДЫ

Деэмульгатор щелочные отходы — (ТУ-330-48) — это эмульсия минерального масла высокой степени очистки и водного раствора натриевых солей нафтеновых и сульфонафтеновых кислот. Имеет вид густой жидкости или студнеобразной массы светло-коричневого

цвета. Содержит не менее 15% сульфонафтеновых кислот, не более 55% минерального масла и не более 35% воды. Добавляются в растворы от 0,2 до 2%.

СУЛЬФОНАФТ (СН)

Деэмульгатор сульфонафт (ТУ-331-48) — это водный раствор нейтрализованного кислого гудрона от очистки легких масел и масла для хлебных форм. Предназначен для разбивки эмульсий нефти и масла. Содержит не менее 15% сульфонафтеновых кислот, не более 8% сульфата натрия при нейтральной или слабощелочной реакции. Добавляется в раствор от 0,2—1,5% по объему.

КОНТАКТЫ ПЕТРОВА КЕРОСИНОВЫЙ И ГАЗОЙЛЕВЫЙ

Контакты Петрова получают при обработке керосинового и газойлевого (дизельного) дистиллятов серным ангидридом на нефтехимзаводах в виде нефтяных сульфокислот.

По ГОСТ 463-53 установлены марки контактов Петрова — керосиновый — КПк-1 и КПк-2 и газойлевый — КПг.

Они обладают способностью смешиваться с водой без выделения из своего состава минерального масла.

Содержат сульфокислоты и масло в отношении не менее 1 : 3—15 и серную кислоту в отношении не менее 1 : 20—50.

По внешнему виду контакты представляют собой маловязкие жидкости; керосиновый — от темно-желтого до темно-коричневого цвета, а газойлевый — от коричневого до черного цвета.

Хранение контактов допустимо только в кислотостойких емкостях.

Контакты добавляются в щелочные промывочные жидкости порциями по 0,2%—0,5% (по объему) с доведением общего объема добавки не свыше 3—8%.

КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИЕ ПЕНОГАСИТЕЛИ (КОП)

Кремнийорганические соединения полимеров выпускаются под различными марками: ПМС-300; ПМС-1000А; ПМС-2000; ПМС-4000 и ПМС-900. Они имеют вязкость от 0,65 до $2{,}10^{+6}$ *сст* и являются ПАВ с гидрофобными свойствами. При вязкости от 100 *сст* и выше применяются как антивспениватели при рабочих температурах от —70°С до +200°С. Они не смешиваются с водой, легче ее и плохо растворяются в минеральных маслах, не токсичны и не обладают коррозийной активностью. Представляют собой мазевидную вязкую массу от белого до темно-кремового цвета.

Полиэтилосилоксановые жидкости (ПЭС) №№ 1, 2, 3, 5 как в отдельности, так и в смеси с ПМС менее активные антивспениватели для промывочных жидкостей, обработанных ССБ и КССБ, чем ПМС.

Пеногасящие свойства ПМС и ПЭС при насыщении промывочных жидкостей солями практически не изменяются и могут применяться в присутствии различных органических и неорганических загрязнителей.

ПМС-1000А изготавливает Запорожский завод «Кремнеполимер».

Для пеногашения промывочных жидкостей ПМС и ПЭС применяются в виде пеногасящих эмульсий (ПГЭ), специально приготовленных.

ПОЛИАКРИЛАМИДЫ

Полиакриламиды вырабатываются различных марок. Карбомидная смола «крепитель М» представляет собой молочно-белую, водорастворимую, маловязкую жидкость удельного веса 1,16—1,18 *Г/см*^{3}, слабощелочной или нейтральной среды. Составными ее частями являются мочевина CO $(NH_2)2$, формалин CH_2O и уропин $(CH_2)_6CN_4$. При добавке к чистой смоле соляной кислоты (HCl) она отвердевает и дает белую, твердую, плотную массу, с незначительной усадкой. Отвердевшая смола не растворяется в воде, щелочи, кислоте и нефти.

Лучшие качественные показатели водного раствора карбиамидной смолы получаются при соотношении смолы к воде 1 : 2.

Такой реагент можно применить для крепления рыхлых пород и песков.

В безглинистые растворы полиакриламиды добавляются в количестве до 1,2%.

СОЛЯРОВОЕ МАСЛО

Соляровое масло — промежуточная фракция нефти между керосином и машинным маслом. Температура вспышки по Бренкену — 125°, температура застывания не свыше 20°. Применяется в качестве моторного и дизельного топлива. В глинистый раствор добавляется для пеногашения в количестве от 0,3 до 4%.

СИВУШНОЕ МАСЛО

Сивушные масла — желтоватые жидкости, с резким запахом. Удельный вес ≈0,83 *Г/см*^{3}, начало кипения — 75°С. В воде малорастворимы, смешиваются со спиртом, эфиром, хлороформом. Доливаются в промывочные жидкости или в реагенты для пеногашения в количестве от 0,05 до 0,5% по объему.

МАСЛО ДРЕВЕСНОСМОЛЯНОЕ ФЛОТАЦИОННОЕ ЛЕГКОЕ

Оно выделяется при сухой перегонке древесины лиственных пород (масла с обесспиртывающего аппарата и масла из отстойников и сборников кислой воды). Применяются в качестве пенообразователя при обогащении руд, цветных и других металлов методом фло-

тации. Удельный вес легкого масла Ашинского и Сявского заводов при 20°С $\gamma = 0{,}95 \div 1{,}00$ $Г/см^3$, фенолов не менее 15%.

При температуре до +180°С отгоняется до 30%, при +240°С — до 50%, свыше +240°С — не более 25%.

Для промывочных жидкостей применяется как пеногаситель при добавке от 0,005% до 0,2% по объему.

МАСЛО ДРЕВЕСНОСМОЛЯНОЕ ФЛОТАЦИОННОЕ ТЯЖЕЛОЕ

Это продукт перегонки древесной смолы при газификации и сухой перегонке древесины.

Различают масло — березовое, буковое, хвойное $\gamma = 1{,}04 \div 1{,}11$ $Г/см^3$.

Применяют как пенообразователи при обогащении руд методом флотации и как пеногаситель для промывочных жидкостей при добавке от 0,003 до 0,1% по объему.

ПОВАРЕННАЯ СОЛЬ (NaCl)

Поваренная соль для промывочных жидкостей применяется обычно техническая, серого или светло-серого цвета.

Поваренная соль понижает температуру замерзания промывочных жидкостей. Повышение морозостойкости их в зимнее время — ценное качество для бурения скважин зимой.

Содержание поваренной соли и определение температуры замерзания в водных растворах NaCl и в фильтратах глинистых растворов производится приближенно по табл. 23.

Таблица 23

Удельный вес, $Г/см^3$	Содержание NaCl, г		Температура замерзания, °С
	на 100 г раствора	на 100 г воды	
1,00	0,1	0,1	0,0
1,01	1,5	1,5	−0,8
1,02	2,9	3,0	−1,7
1,03	4,3	4,5	−2,7
1,04	5,6	5,9	−3,6
1,05	7,0	7,5	−4,6
1,06	8,3	9,0	−5,5
1,07	9,6	10,6	−6,6
1,08	11,0	12,3	−7,8
1,09	12,3	14,0	−9,1
1,10	13,6	15,7	−10,4
1,11	14,9	17,5	−11,8
1,12	16,2	19,3	−13,2
1,13	17,5	21,2	−14,6
1,14	18,8	23,1	−16,2
1,15	20,0	25,0	−17,8
1,16	21,2	26,9	−19,2
1,17	22,4	29,0	−21,2

Применяется NaCl самостоятельно и совместно с химическими реагентами, как эмульгатор нефтепродуктов, загуститель глинистых растворов, ингибитор и стабилизатор при солевой агрессии высокоминерализованных пластов и пластовых вод. Применяется для предотвращения загущения промывочных жидкостей, обогащающихся известковыми соединениями и аргиллито-алевритовыми породами при добавлении от 0,5 до 3% по весу.

НАТРИЙ ФТОРИСТЫЙ (NaF)

Фтористый натрий имеет вид белого мелкого кристаллического порошка удельного веса 2,79 $Г/см^3$.

Растворимость NaF в 100% воды: при 15° — 4 *г*, при 20° — 4,2 *г*, при 25°С — 4,3 *г*, при 100°С — 5 *г*.

NaF — ядовитое вещество, но опасен не более каустической соды. Хранится в парафинированных внутри банках и барабанах. Стекло разрушает.

В глинистый раствор может вводиться в порошке и в водном растворе.

NaF применяется в количестве от 0,2 до 0,6% по весу, как лучший структурообразователь, понизитель вязкости и водоотдачи минерализованных глинистых растворов.

ГРАФИТ СЕРЕБРИСТЫЙ (ГОСТ 5279-61)

Графит серебристый разделяется на три марки: КТЛ, КЛЗ, КЛС, по два сорта в каждой марке.

Получается флотационным обогащением руд естественного графита и доменных скрапов.

Графитовые порошки широко применяются в промышленности; в литейном деле для покрытия рабочих поверхностей форм и стержней в виде красок, паст и припыла, как компонент консистентных смазок, понизитель трения и прилипания к твердым поверхностям, для промывочных жидкостей. Графитовый порошок понижает вязкость глинистых растворов и липкости глинистой корки, если его размешать, до равномерного распределения во всей массе раствора в количестве до 1% по весу от объема этого раствора. Упаковывается в четырехслойные бумажные мешки по 30—35 *кг*.

Храниться должен в складах, защищенных от воздействия атмосферных осадков и почвенной влаги.

АЛЮМИНИЕВАЯ ПУДРА

Алюминиевая пудра (ГОСТ 5494-50) — тонкоизмельченный пылевидный порошок.

Пудра (пыль) алюминия не должна иметь комков. В покрытиях дает блестящую светло-серебристую поверхность. В зависимости от кроющей способности, степени измельчения и химического состава разделяется на четыре марки: ПАК-1, ПАК-2, ПАК-3, ПАК-4.

Упаковывается герметично в металлические банки емкостью: 10, 25, 50 *кг*, с надписью на этикетках: «Огнеопасно», «Хранить от сырости».

При перевозке между рядами банок надо прокладывать рейки для предохранения от повреждений. Алюминиевая пудра добавляется в промывочные жидкости в количестве 0,05—0,1% по весу от объема раствора, с последующим добавлением 0,3—0,4% кристаллического NaOH. При взаимодействии с NaOH выделяется водород, который разрыхляет глинистую корку, легко удаляемую при промывке скважины свежим раствором.

ПЕРМУТИТЫ

Пермутиты — это алюмосиликаты — сложные соли кремнеалюминиевых кислот щелочных металлов натрия, калия. Приблизительная формула пермутита натрия $Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$. Пермутиты обменивают ионы натрия на ионы других металлов, например, кальция, железа, марганца и др.

Пермутиты натрия — пескообразная пористая масса зеленовато-серого оттенка, удельного веса 1,4—1,45 *Г/см*^{3}, при свободной насыпи содержит 1,5 *т/м*^{3}, с поглощающей емкостью 300—350 *т/градус* жесткости на 1 *м*^{3} или 107 000—125 000 *г/экв* на 1 *м*^{3}.

Пермутиты распространены в виде глауконитовых песков и других минералов.

В обожженных пермутитовых минералах повышается пористость и обменная способность. Пермутиты можно заменить минералом цеолитом или более эффективными материалами; как-то: сульфоуглем или синтетическими ионообменными смолами, обменивающими катионы на H^+ и анионы на $(OH)^-$, при химической очистке воды для снижения ее жесткости и уменьшения содержания других солей.

ГЛАВА X

ПОЛЕВЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ПРИГОДНОСТИ НЕКОТОРЫХ ОСНОВНЫХ МАТЕРИАЛОВ, ИДУЩИХ НА ПРИГОТОВЛЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЛИН (ОБЩАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА)

Для оценки качества глин как сырья для глинистых растворов наиболее важное значение имеют данные о минеральном и структурном их составе и содержании в них солевых примесей. Различный состав глин обусловливает различные технологические приемы в приготовлении глинистых растворов.

Качественная оценка глин может быть произведена методом смачивания (по Максимовичу). Метод основан на определении времени впитывания слоем порошкообразной глины 4%-ного раствора пирофосфорнокислого натрия ($Na_4P_2O_7$). За показатель качества принимается условная величина K, получаемая умножением времени впитывания раствора (в минутах) на диаметр пятна смоченной им поверхности (в миллиметрах).

Для оценки качества испытываемой глины, помимо показателя K, имеет значение характер ее поверхности после смачивания, в частности, степень набухания и толщина увлажненного слоя. Эти наблюдаемые явления и показатель K находятся в прямой зависимости от минерального состава глин.

Определение показателя K производится следующим образом.

Образец глины в воздушно-сухом состоянии растирают в порошок и просеивают через сито с диаметром отверстий 0,5 *мм*. Просеянный порошок (40—50 *г*) высыпают в фарфоровую чашку (диаметр 5—7 *см*), тщательно уплотняют пробкой или плоским пестиком (диаметром 3 *см*) и выравнивают до горизонтальной поверхности. После этого из пипетки или бюретки в центр поверхности испытываемого порошка вводят каплями по мере впитывания 1 *мл* 4%-ного раствора пирофосфата натрия.

Каждая последующая капля раствора обязательно должна попадать в одно и то же место. Время впитывания отсчитывается от

момента спуска первой капли. Оно определяется с точностью до 0,1 *мин.*

После впитывания последней капли раствора определяется диаметр пятна *d*, образовавшегося в результате смачивания порошка. Измерение целесообразно производить циркулем. Если пятно имеет неправильную форму, измеряют его наибольший и наименьший диаметры, беря за результат среднее этих двух измерений. Вычисление показателя *K* делают по формуле $K=dt$. Если величина *K* более 110, глина вполне пригодна для изготовления растворов без реагентов или с введением щелочных электролитов.

Пример. Время впитывания 1 *мл* раствора 3 *мин* 45 *сек*, или 3,8 *мин*. Диаметр пятна по поверхности — 33 *мм*. Отсюда $K=3{,}8\times33=125$ *мм*. Глина оценивается как вполне пригодная для приготовления глинистых растворов.

Ориентировочные показатели величины *K* для различных типов глин и характер поверхности порошка после смачивания глины раствором пирофосфата натрия приведены в табл. 24.

Таблица 24

Минеральный тип глины	Значение величины *K*	Характер смоченной поверхности порошка глины
Монтмориллонитовая	Более 300	Резко выраженное набухание. Толща увлажненного слоя не более 1—2 *мм*
Каолинито-гидрослюдистая	От 300 до 100	Менее выраженное набухание. Толщина увлажненного слоя в центральной части 2—4 *мм*
Гидрослюдисто-каолинитовая	Менее 100	Набухание незаметно. Толщина увлажненного слоя в центральной части 5—8 *мм*. Возможно образование слабо выгнутой поверхности
Каолинитовая	Менее 50	Усадка смоченного слоя и резкое отделение его от сухого. Образование провала (ямки) или вогнутой поверхности

Глины с показателем *K* менее 100 при ярко выраженном углублении смоченной поверхности не пригодны для растворов.

Если это углубление отсутствует при той же величине *K*, глина может быть использована для приготовления растворов, но лишь после ее обогащения или после введения коллоидных добавок (бентонита, углещелочного препарата и др.).

Метод смачивания может быть использован только для испытания глин, не содержащих легкорастворимых солей.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОЛЕВОГО СОСТАВА ГЛИН

Ориентировочное количественное определение карбонатов в глине производится по вскипаемости воздушно-сухой глины под действием 10%-ного раствора соляной кислоты (табл. 25).

Таблица 25

Степень вскипания глины	Приблизительное содержание карбонатов, %
Не вскипает	Менее 1
Слабо вскипает	От 1 до 2
Вскипает	От 2 до 3
Бурно вскипает	Более 3

Качественное определение содержания солей (хлорида натрия, хлорида кальция и сульфата кальция) в виде ионов кальция, хлора и сульфата производится анализом водной вытяжки.

Приготовление водной вытяжки: из средней пробы воздушно-сухой глины (размер кусочков 1—2 *мм*) берут навеску в 5 *г*. Навеску вносят в стеклянный сосуд (емкость 500 *мл*), в который предварительно налито 450 *мл* дистиллированной или дождевой воды. Сосуд закрывают пробкой и содержимое многократно тщательно взбалтывают. Не ранее чем через 4 *ч* суспензию фильтруют через сухой бумажный складчатый фильтр. Если первые порции фильтрата мутны, ее фильтруют вторично через тот же фильтр до получения прозрачного фильтрата. Затем приступают к исследованию фильтрата на содержание вышеуказанных ионов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЛЬЦИЙ — ИОНА

В пробирку вносят 5 *мл* исследуемого фильтрата, затем аммиака (разбавленного водой 1 : 1) и 2 *мл* насыщенного раствора щавелевокислого аммония. После этого смесь взбалтывают. Если ион кальция присутствует в большом количестве, смесь тотчас же сильно мутнеет и через несколько минут на дно пробирки выпадает белый мелкокристаллический осадок щавелевокислого кальция, через несколько минут появляется слабая муть.

В табл. 26 приведены экспериментально полученные данные, позволяющие ориентировочно судить о количестве иона кальция по характеру образования осадка в водной вытяжке.

Таблица 26

Характер осадка	Содержание кальция, *мг/л*
Слабая муть через 1—2 *мин*	15—35
Слабая муть появляется немедленно	35—70
Сильная муть появляется немедленно	
Через 20—30 *мин* выпадает осадок	70—140

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХЛОР — ИОНА

В пробирку вносят 5 *мл* исследуемого фильтрата, к которому прибавляют 3 капли 10%-ного раствора азотнокислого серебра, подкисленного азотной кислотой. Смесь взбалтывают. По образовавшемуся осадку определяют содержание хлора в исследуемом фильтрате, пользуясь табл. 27.

Таблица 27

Характер осадка	Содержание хлора, *мг/л*
Опалесцентная, слабая муть	1—10
Сильная муть	10—50
Образование мелких хлопьев, оседающих не сразу	50—100
Образование мелких хлопьев, быстро оседающих	100—300
Хлопьевидный объемистый осадок	Более 300

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУЛЬФАТ-ИОНА

В пробирку вносят 5 *мл* исследуемого фильтрата, 3 капли соляной кислоты (разбавленной 1 : 1) и 10—15 капель 2,5%-ного раствора хлорида бария. Смесь взбалтывают. По образовавшемуся осадку определяют содержание сульфат-иона, пользуясь табл. 28.

Таблица 2

Характер осадка	Содержание сульфата, *мг/л*
Слабая муть через несколько минут	1—10
Слабая муть появляется сразу	10—100
Сильная муть появляется сразу	100—300
Осадок быстро выпадает на дно пробирки	Более 300

Засоленные глины пригодны для приготовления глинистых растворов без предварительной обработки. В водной вытяжке содержится кальция не более 70 *мг/л*, хлора не более 100 *мг/л*, сульфата не более 300 *мг/л*.

При более высоком содержании указанных ионов в водной вытяжке глина оценивается как сильно засоленная. Для приготовления из такой глины качественного раствора необходима специальная химическая ее обработка.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НЕОБРАТИМОГО ПОГЛОЩЕНИЯ ИЗВЕСТИ

Отбираемая порция от 1 до 5 *мл* глинистой суспензии, обработанной заведомо избытком извести, разбавляется до объема 20—

25 *мл* и титруется потенциометрически 0,1N раствором HCl и H_2O (для светлых глин можно применять обычное титрование с фенолфталеином). Зная содержание твердой фазы, рассчитывается величина необратимого поглощения извести по разности между количеством гидроокиси кальция, внесенной в глинистую суспензию и количеством HCl, израсходованной на титрование.

Величина необратимого поглощения извести может колебаться для глин с различной эффективной удельной поверхностью в довольно широком интервале значений.

Так, для аскангельской глины (монтмориллонит) она равна 400—500, для часовьярской — 100—150, для хабльской 30—70 *мг/экв*/100 *г*.

При вышеуказанной методике определения содержания поглощенной извести, подсчет ее лучше производить по непоглощенной извести по формуле

$$S = \frac{1000}{a}\left[N_1V_1 - \frac{100 - \frac{C}{2,6}}{100}(N_1V_2 - N_2V_3)\right] мг \cdot экв,$$

где a — количество миллиметров суспензии или фильтрата; S — содержание извести в глинистой суспензии; N_1 — нормальность раствора кислоты; N_2 — нормальность трилона Б; V_1 — объем раствора кислоты, израсходованной на титрование a миллиметров суспензии; V_2 — объем раствора кислоты, израсходованной на титрование a миллиметров фильтрата; V_3 — объем раствора трилона Б, израсходованной на титрование a миллиметров фильтрата; $\frac{100 - \frac{C}{2,6}}{100}$ — переводной коэффициент для пересчета объема a фильтрата на объем, соответствующий объему a суспензии; C — концентрация суспензии в весовых % к объему; 2,6 — средний удельный вес глины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ГУМИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ В УГЛЕЩЕЛОЧНОМ РЕАГЕНТЕ

Определение содержания гуминовых веществ производится колориметрическим методом.

Для колориметрического метода анализа рекомендуется иметь набор эталонов в запаянных пробирках с содержанием 0,040; 0,032; 0,024; 0,016; 0,012 и 0,003% гуминовых веществ. Для определения содержания гуминовых веществ в углещелочном реагенте пользуются следующими методами.

1. Приближенный метод (экспрессный)

Отбирают пипеткой 10 *мл* углещелочного реагента, выливают в литровую мерную колбу или мерный цилиндр и доливают водой до объема в 1 *л*, т. е. разбавляют в 100 раз.

При наличии пипетки на 5 *мл* разбавляют пробу до 500 *мл*. В пробирку (одинакового диаметра с эталонным) наливают разбавленный раствор углещелочного реагента и сравнивают его окраску в проходящем свете с окраской эталонных растворов.

Содержание гуминовых веществ в реагенте получают путем увеличения в 100 раз процентного содержания в эталоне, окраска которого совпадает с окраской испытываемого раствора.

Пример. Раствор углещелочного реагента, разбавленный в 100 раз, совпал по окраске с эталоном, в котором содержание гуминовых веществ равно 0,024%. Путем умножения на 100 получают содержание гуминовых веществ в углещелочном реагенте — 2,4%.

Если после разбавления водой испытываемый раствор окажется мутным, его фильтруют один или два раза, а затем сравнивают окраску с эталоном. Рекомендуется анализ повторить и выводы делать по результатам двух анализов.

2. Основной метод

При определении содержания гуминовых веществ в УЩР по этому методу отбирают пипеткой 50 *мл* углещелочного реагента, выливают в литровую мерную колбу или мерный цилиндр и доливают водой до объема 1 *л*, т. е. разбавляют в 20 раз. Полученный раствор оставляют стоять сутки для оседания мути. Через сутки из отстоявшегося раствора пипеткой отбирают произвольный объем и фильтруют один или два раза до полного исчезновения мути. Из отфильтрованного раствора пипеткой отбирают 1 *мл*, выливают в пробирку и из бюретки доливают дистиллированную воду до тех пор, пока окраска испытываемого раствора не совпадет с окраской какого-либо эталона.

Процентное содержание гуминовых веществ в углещелочном реагенте X определяется по формуле

$$X = 20Vc,$$

где V — конечный объем раствора в пробирке после разбавления;
c — процентное содержание гуминовых веществ в эталоне.

Для безошибочного определения содержания гуминовых веществ опыт повторяют, причем в этот раз дистиллированной воды добавляют в раствор столько, чтобы подогнать окраску испытываемого раствора под окраску уже другого эталона.

Если результаты получены с большим расхождением, то опыт повторяют в 3-й раз.

Пример. Из бюретки добавлено 5,5 *мл* воды, причем окраска испытываемого раствора совпала с окраской эталона, содержащего 0,024% гуминовых веществ. Тогда по формуле имеем:

$$X_1 = 20c = 20 \cdot 5{,}5 \cdot 0{,}024 = 2{,}64\%$$

При повторном опыте из бюретки долито 8,5 *мл* воды, причем окраска испытываемого раствора совпала с окраской эталона, содержащего 0,016%. Тогда:

$$X_2 = 20 \cdot 8{,}5 \cdot 0{,}016 = 2{,}72\%,$$

Среднее содержание составляет:

$$X = \frac{X_1 + X_2}{2} = \frac{2{,}64 + 2{,}72}{2} = 2{,}68\%$$

Приближенный метод анализа бывает вполне достаточным для контроля качества углещелочного реагента на глинистой станции.

Разбавление исходного реагента в 100 раз обычно дает совпадение окраски испытываемого раствора с окраской одного из эталонов.

Если, скажем, окраска испытываемого разбавленного в 100 раз реагента темнее эталона 0,04%, углещелочной реагент содержит более 4% гуминовых веществ и, безусловно, хорошего качества.

Совпадение с окраской эталона 0,024% свидетельствует о том, что углещелочной реагент содержит только 2,4% гуминовых веществ, что является недостаточным, и реагент следует считать недоброкачественным.

Основной метод анализа следует применять при разработке рецептуры приготовления углещелочного реагента для выяснения оптимального соотношения между содержанием бурого угля и каустической соды.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ БУРОГО УГЛЯ

Сущность метода заключается в высушивании навески угля до постоянного веса в сушильном шкафу при 102—105°С.

Среднюю пробу угля 10—15 *г* помещают в металлический или стеклянный бюкс, ставят в сушильный шкаф, предварительно разогретый до 102—105°С, и сушат при этой температуре 2,5—3 *ч*, затем бюксы с навесками вынимают из шкафа, охлаждают в эксикаторе и взвешивают. После этого производят контрольные просушивания продолжительностью в 1 *ч* до тех пор, пока убыль веса не будет менее 0,01 *г*. Общую убыль при высушивании, вычисленную в процентах к навеске угля, принимают за влажность.

$$W = \frac{100}{g} A_g,$$

где A_g — убыль веса при высушивании (влага); W — % влаги; g — навеска угля до просушки.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Одной мензуркой отмеряют 50 *мл* глинистого раствора и вливают в цилиндр с притертой пробкой емкостью 250 *мл*. Другой мензуркой отмеряют 200 *мл* воды и вливают в тот же цилиндр с притертой пробкой, предварительно обмыв этой водой мензурку от гли-

нистого раствора. Затем цилиндр с содержимым закрывают пробкой, взбалтывают и оставляют в покое до опадения пены.

Объемный процент газовой фазы вычисляется по формуле

$$V = (250 - V_1) \cdot 2\%,$$

где V — объем газовой фазы; V_1 — объем, занятый смесью глинистого раствора и воды в *мл;* 250 — суммарный объем, который должны были занять глинистый раствор и вода в *мл;* 2 — коэффициент для получения результатов в %.

Точность определения (расхождение между двумя параллельными определениями) не должна превышать 1 *мл* (0,5 деления мерного цилиндра).

АНАЛИЗ ФИЛЬТРАТОВ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Анализ этих растворов производится по следующей методике.

Глинистый раствор, отобранный непосредственно у устья скважины, доставляется в лабораторию и фильтруется в тот же день.

Фильтрацию производят под вакуумом через воронку Бюхнера бумажным фильтром, слегка увлажненным дистиллированной водой. Колба Бунзена, являющаяся приемником фильтрата, и воронка Бюхнера должны быть химически чистыми и сухими. Для накопления фильтрата лучше пользоваться воронкой с диаметром дна не менее 7,5 *см*. Количество необходимого фильтрата определяется в зависимости от намечаемых анализов (от 10 до 30 *мл*).

1. Определение минерализации (суммы водорастворимых солей) по удельному весу фильтрата

Химически чистый сухой пикнометр емкостью на 10—15 *мл* с притертой пробкой заполняется фильтратом и плотно закрывается пробкой. Излишек сливается через капилляр, вытирается полотенцем. Пикнометр взвешивается на техно-химических весах с точностью до 0,01 *г*.

Удельный вес фильтрата вычисляется по формуле: *

$$\gamma = \frac{P_p - P_0}{V} \; г/мл,$$

где γ — удельный вес фильтрата в *г/мл*; P_p — вес пикнометра с фильтратом в *г;* P_0 — вес пустого пикнометра в *г;* V — объем пикнометра в *мл*.

Примечание. Объем пикнометра (или водное число) определяется по разностям весов пикнометра с дистиллированной водой и пустого.

Зная удельный вес, можно определить содержание солей в фильтрате считая на хлористый натрий).

Например: $\gamma = 1{,}01$ соответствует 2% соли
$\gamma = 1{,}02$ » 5 »
$\gamma = 1{,}06$ » 9 »
$\gamma = 1{,}12$ » 17 »

и т. д.

2. Определение содержания кальция и магния производится комплексометрическим методом (трилоном Б и другими реактивами)

Суммы кальция и магния

В коническую колбу отбирается пипеткой 1 *мл* фильтрата глинистого раствора, добавляется 100 *мл* дистиллированной воды, 5 *мл* аммиачного раствора и 7—9 капель кислотного индикатора.

Содержание колбы медленно титруется 0,01N раствором трилона Б при хорошем перемешивании до перехода розовой окраски в синюю. Расчет производится по формуле:

$$X = aK \cdot 0{,}0002 \cdot 1\,000\,000 \ мг/л,$$

где X — количество кальция в *мг/л*; a — число *мл* 0,01N раствора трилона Б, прошедшего на титрование 1 *мл* фильтрата; K — поправка на нормальность раствора трилона Б по инструкции, вложенной в упаковку; 0,0002 — количество *г* кальция, соответствующее 1 *мл* 0,01N раствора трилона Б; 1 000 000 — множитель для определения результатов в *мг/л*.

Содержание кальция определяется следующим образом.

В коническую колбу отбирается 1 *мл* фильтрата, добавляется 100 *мл* дистиллированной воды, 5 капель 2N раствора едкого натра и 2—5 капель раствора мурексида.

Содержание колбы титруют 0,01N раствором трилона Б до изменения оранжево-розовой окраски в лиловую.

Содержание магния определяется вычислением разности между суммой кальция, магния и содержанием кальция.

Точность определения — расхождение между количеством 0,01N раствора трилона Б, пошедшего на титрование параллельных проб, не должно превышать 0,1 *мл*.

3. Определение общей щелочности

Щелочность фильтратов глинистых растворов, обусловленная присутствием гидроксильных ионов, вводимых с химическими реагентами, щелочных солей, органических кислот, карбонатами щелочных и щелочноземельных металлов, определяется в два этапа: 1-й — определение щелочности, вызываемой гидратами или карбонатами щелочных металлов (Рф), и 2-й — определение общей щелочности (Рм).

Определение щелочности, вызываемой гидратами или карбонатами щелочных металлов (Рф). 10 *мл* фильтрата переносится пипеткой в колбу емкостью 50 *мл*, прибавляется 1—2 капли фенолфталеина при появлении розовой окраски содержимое титруется 0,02N серной или соляной кислотой до первоначальной окраски. Конец титрования устанавливается по пробе с таким же количеством фильтрата, но без фенолфталеина.

Определение общей щелочности (Рм). К фильтрату от первого

определения прибавляется 1—2 капли метилоранжа и продолжается титрование той же кислотой до перехода оранжево-желтой окраски в розоватую. Конец титрования определяется получением окраски, идентичной контрольному раствору, в который также добавлен метилоранж.

В тех случаях, когда окраска от добавления изменяется медленно и переход от желтой в розовую трудно уловим, следует жидкость перед концом титрования нагреть (но не кипятить) для удаления свободной углекислоты.

Результаты определения щелочности удобно выражать в количестве миллилитров 0,02N кислоты, отнесенной к 1 *мл* фильтрата раздельно для титрований, по фенолфталеину и метилоранжу. Определение щелочности фильтратов, имеющих окраску, мешающую титрованию, а также глинистых растворов, может производиться потенциометрически с помощью иономера ИМ-2 (или другой марки).

Точки Рф и Рм устанавливаются по количеству 0,02N кислоты, затраченной на титрование определенного объема глинистого раствора или фильтрата до значений pH, соответствующих переходу окраски фенолфталеина и метилоранжа (для иономера ИМ-2: pH — 8,5 и 4,4).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОЗДУХА В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Содержание воздуха в буровых растворах непосредственно на буровых скважинах определяется в пробах, периодически отбираемых в начале и в конце желобной системы, по методу Полтавской экспедиции УкрНИГРИ.

Заполнить бутылку емкостью 0,5 л водой. Смочить водой мерный цилиндр на 100 *мл*. Отлить из бутылки 100 *мл* воды. Отобрать из желобной системы кружкой с носиком или мензуркой раствор и влить его в цилиндр до уровня 100 *мл*. Вылить раствор из цилиндра в бутылку и взболтать ее содержимое. Перенести в бутылку раствор, оставшийся на стенках цилиндра, для чего надо несколько раз перелить часть жидкости из бутылки в цилиндр и обратно. Долить воды в бутылку до полного объема из цилиндра емкостью 10 *мл*, фиксируя количество доливаемой воды. Количество воды, израсходованное на доливание бутылки до полного объема, показывает содержание воздуха в процентах в испытываемой пробе раствора. С помощью этого метода можно определить содержание воздуха в растворе только в случае отсутствия газопроявлений. При наличии газопроявления такие измерения покажут общее содержание газа и воздуха в растворе.

При необходимости уточнения состава газовой фазы раствора следует произвести анализ его в химической лаборатории.

Сопоставлением данных анализа по содержанию воздуха в пробах определяют результат действия пенообразователя и пеногасителя на промывочные жидкости.

ГЛАВА XI

ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРИ ПРИГОТОВЛЕНИИ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ И РЕАГЕНТОВ И ПРОВЕДЕНИИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

1. К производству работ по приготовлению глинистых растворов и химических реагентов допускаются только лица, прошедшие:

а) медицинское освидетельствование и допущенные к этим работам;

б) обучение по технике безопасности и охране труда со сдачей экзамена согласно «Единым правилам по технике безопасности при производстве геологоразведочных работ».

Кроме того, все работающие подлежат повторному ежемесячному инструктажу с отметкой об этом в журнале.

2. Все лаборанты и рабочие по приготовлению глинистых растворов и химических реагентов должны знать и соблюдать правила обращения с обслуживаемой ими электроаппаратурой и оборудованием. На всех объектах работ должны быть вывешены правила безопасного обслуживания этой аппаратуры и механизмов.

3. Лаборатории и глинистые станции должны быть оборудованы санитарно-бытовыми помещениями, гардеробами, умывальниками и медицинскими аптечками для оказания первой помощи.

4. При работе с огнеопасными (УЩР в порошке, КМЦ, окисленным лигнином, хроматами), взрывоопасными (крепкими кислотами, отопительными газами, керосином, бензином), а также с ядовитыми (каустической содой, фосфатами, хроматами) и химикатами необходимо соблюдать особую осторожность и правила обращения с ними.

5. Все банки, склянки, баллоны, «барабаны», бочки и другие емкости с химикатами должны иметь крышки и надписи с названием химикатов.

Использованные пустые емкости должны быть немедленно очищены от химиката и промыты теплой водой.

6. Сточные воды химической лаборатории, буровые промывочные жидкости, обработанные химикатами, лабораторный мусор и отбросы должны собираться в бетонированные выгребные ямы или в шламовые отстойные ямы. При этом необходимо не допускать попадания необезвреженных химикатов вместе с талыми или дождевыми сточными водами в речки или в водоемы, используемые для питья или сельского хозяйства.

7. Работа с ядовитыми веществами, ядовитыми летучими жидкостями, сильными кислотами и неприятно пахнущими веществами может производиться только в вытяжном шкафу, с хорошей вытяжной вентиляцией. Помещение также должно хорошо вентилироваться.

8. Работа с огнеопасными материалами, концентрированными кислотами, щелочами и другими сильнодействующими веществами может производиться только в защитных очках, резиновых перчатках, фартуке и сапогах.

9. Склянки, банки, жестянки, ампулы с огнеопасными легковоспламеняющимися жидкостями запрещается хранить в помещениях, где имеются газовые горелки, электронагревательные приборы с оголенными нитями накала, печи с огневыми топками. Все эти вещества должны храниться в специальных кладовых.

10. Ядовитые и взрывоопасные вещества должны храниться в особом шкафу с запором и под пломбой. Ключ от шкафа и пломбировочные щипцы должны храниться у ответственного лица. Выдача ядовитых химикалий и оформление соответствующей документации производится лично ответственным лицом.

11. Гигроскопические вещества (сода, хлористый калий и другие) должны храниться в герметичной упаковке.

12. Запрещается использование неизвестных химикатов, химических реактивов, реактивов с утраченными этикетками и с неясными надписями на них до тех пор, пока не будет достоверно установлено их наименование. При этом запрещается опробование химиката на вкус. Определение обонянием допустимо только при крайней необходимости, очень осторожно, если другим путем нет возможности установить наименование вещества.

13. В производственных и лабораторных помещениях, где применяются химикаты, запрещается хранение и прием пищи и использование производственной и лабораторной посуды и приспособлений для пищевых целей.

14. В производственных и лабораторных помещениях, где производятся работы с ядовитыми веществами, должна осуществляться ежедневная влажная уборка помещения. В этих помещениях типовая аптечка должна быть укомплектована также трехпроцентным раствором хлебной соды и трехпроцентным раствором уксусной кислоты. После работы с ядовитыми веществами руки надлежит тщательно мыть с мылом.

15. Бутыли емкостью 10 *л* и более с сильнодействующими веществами (кислотами, щелочами, горючими веществами, сивушными

маслами) надлежит держать в исправных корзинах с ручками и с мягкой прокладкой из соломы или стружки. Разлив этих жидкостей может производиться только с применением специальных приспособлений (станков-сифонов с грушей, специальных насосов) и в предохранительных очках, резиновых рукавицах, сапогах и фартуке. Вакуумирование ртом категорически запрещается.

16. Во избежание пожаров необходимо строго соблюдать общеустановленные при обращении с химикатами противопожарные правила. Совместное хранение веществ, способных при взаимодействии самовоспламеняться или выделять большое количество тепла, запрещается: например, хроматы, марганцевокислый калий, хлорная кислота и другие окислители нельзя хранить вместе с восстановителями (бурым углем, УЩР в порошке, КМЦ и другими органическими реагентами — стабилизаторами), с сивушным маслом, а также с горюче-смазочными веществами (керосином, бензином, соляркой и т. п.).

17. Лабораторный мусор и отбросы подлежат сбору только в металлическую посуду (ведра, тазы, ящики).

Применение для этого деревянных ящиков, корзинок или проволочных плетенок запрещается.

ЖУРНАЛ

учета результатов анализа проб глинистых растворов на глинистой станции (участка, ГРП, экспедиции)

№ пп	Дата и время отбора пробы	Дата анализа пробы	Место отбора пробы (глинистая станция или № скв.)	Фамилия сменного бурового мастера	Глубина забоя скважины, *м*	*t* глинистого раствора по выходу из устья скважины, °С	Проходимая порода	Наименование раствора (назначение)	Условия бурения скважины	Содержание глины и воды в растворе до введения реагента, %	Введено химического реагента (*кг*) в % к объему раствора в *л*									
											кальцинированная сода	каустическая сода	КССБ	ССБ	КМЦ	УЩР				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Параметры раствора

удельный вес, *Г/см³*	вязкость по СПВ-5, *сек*	содержание песка, %	коллоидность, %	суточный отстой, %	фильтрация за 30 *мин* $C=100$ *см²*, *см³*	сопротивление сдвигу корки, *Г/см²*	толщина корки, *мм*	стабильность, *мГ/см³*	сопротивление сдвигу, *мГ/см²*	pH раствора	Примечание	Роспись лаборанта, производившего анализ
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Журнал ежесменного учета приготовления и расхода глинистого раствора, химических реагентов

№ пп	Дата, число, месяц и смена	Наличие глинистого раствора и химических реагентов в емкостях, $м^3$			Приготовлено глинистого раствора и химических реагентов, $м^3$			Отпущено глинистого раствора и химических реагентов бурящимся скважинам, $м^3$					
		раствор нормального качества	специальный раствор, предназначенный для борьбы с поглощениями, обвалами и т. п. (указать)	название химического реагента, консистенция (указать)	Глинистый раствор: нормального качества	Глинистый раствор: по специальным заказам: при поглощениях, при обвалах и т. д. (указать)	название химических реагентов, консистенция, количество	глинистый раствор нормального качества	№ скв., фамилия, ст. бурового мастера	специальный глинистый раствор (указать для каких целей)	№ скв., фамилия, ст. бурового мастера	химический реагент (указать какой)	№ скв., фамилия ст. бурового мастера

ЛИТЕРАТУРА

1. Корчагин Л. В. О замене дефицитных реагентов при приготовлении глинистых растворов. Днепропетровск, 1953.

2. Максимович Н. А. Практическое руководство по применению глинистых растворов в разведочном бурении. Гостоптехиздат, 1963.

3. Волго-Донское геологическое управление. Памятка бурового мастера и бурового рабочего механического колонкового бурения. Ростов-на-Дону, 1963.

4. Уральское геологическое управление. Инструкция по применению аэрированных глинистых растворов в разведочном бурении. Свердловск, 1961.

5. Временная инструкция по обработке глинистых растворов химическими реагентами. Гостоптехиздат, 1962.

6. Ребиндер П. А. Понизители твердости в бурении. Гостоптехиздат, 1951.

7. Ятров С. Н. Промывочные жидкости в бурении скважин. Гостоптехиздат, 1960.

8. Шевалдин И. Е. Естественные промывочные жидкости для бурения скважин. Изд-во «Недра», 1964.

9. Ятров С. Н. Естественные промывочные растворы в бурении. Гостоптехиздат, 1963.

10. Бережной И. И. Промывочные жидкости и цементные растворы в бурении скважин. Гостоптехиздат, 1961.

11. ВНИИБТ. Глинистые растворы в бурении. Гостоптехиздат, 1963.

12. Бережной А. И. Применение кремнийорганических соединений для уменьшения пенообразования в промывочных жидкостях. Нефтяная и газовая промышленность, № 2, 1963.

13. Летуновский Г. А. Лабораторные исследования и применение естественных эмульсионно-меловых растворов при бурении скважин. Нефтяная и газовая промышленность, № 4, 1963.

14. Луценко Н. А. Новый эмульгатор и понизитель водоотдачи глинистых растворов. Нефтяная и газовая промышленность, № 3, 1963.

15. Денисов П. И., Жванецкий Е. Ф. Производство и применение глинопорошков в бурении. Изд-во «Недра», 1964.

16. Левченко А. Т., Титаренко Н. Х. Применение хлоркальциевых глинистых растворов для бурения в осыпающихся аргиллитах. Нефтяная и газовая промышленность, № 4, 1963.

17. Лопарин В. А. и др. Влияние промывочных жидкостей на устойчивость набухающих глинистых пород. Изв. высш. уч. зав. Нефть и газ, № 11, 1963.

18. Материалы Всесоюзного научно-технического совещания, состоявшегося с 20 по 24 июля 1965 г. в г. Москве. Промывочные жидкости в бурении. ВНИИОЭНГ, 1966.

19. Сухарев С. С. Стабилизация и регулирование промывочных жидкостей при бурении скважин. Изд-во «Недра», 1966.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Условные обозначения и сокращения, принятые и использованные в тексте	4
Глава I. **Общие сведения о промывочных жидкостях**	5
Промывочные жидкости для различных условий бурения	6
Назначение промывочных жидкостей	7
Глава II. **Параметры промывочных жидкостей, их значение и способы определения**	8
Удельный вес	8
Вязкость	10
Статическое напряжение сдвига (СНС)	11
Тиксотропия	12
Примесь песка	13
Водоотдача	13
Метод определения водоотдачи под давлением	14
Толщина корки	17
Коллоидность, стабильность, отстой воды	17
Концентрация водородных ионов	18
Глава III. **Область применения различных видов промывочных жидкостей**	20
Глинистые растворы	20
Специальные глинистые растворы для бурения в осложненных условиях	20
Глинистые растворы, предотвращающие обвалы и водопроявления	21
Глинистые растворы, предотвращающие нефте- и газопроявления.	24
Глинистые растворы, применяемые при поглощениях	25
Эмульсионный глинистый раствор	27
Глинистые растворы, применяемые при бурении в соляных толщах.	28
Безглинистые и естественные промывочные растворы	29
Техническая вода	35
Аэрированные растворы	35
Хроматные глинистые растворы	41
Глава IV. **Способы и рецептура приготовления промывочных жидкостей**	43
Приготовление глинистых растворов (общие правила)	43
Некоторые особенности приготовления эмульсионных глинистых растворов	46

Стр.

Приготовление безглинистых и комбинированных промывочных жидкостей 46
Приготовление аэрированных глинистых растворов 54
Приготовление карналлитового раствора 54
Обработка раствора хроматами 54
Обработка глинистых растворов графитом 57

Глава V. **Приготовление химических реагентов** 58

Приготовление углещелочных реагентов (УЩР) 58
Приготовление пасты и порошка УЩР 60
Приготовление известкового молока 61
Приготовление реагента из сульфитспиртовой барды 62
Приготовление комбинированного реагента БКИ (барда — каустическая сода — известь) 63
Приготовление реагента из окисленного лигнина 63
Приготовление реагента из полифенольного лесохимического понизителя вязкости глинистых растворов (ПФЛХ-1) 64
Приготовление реагента из карбоксилметилцеллюлозы (КМЦ) . . 64
Приготовление крахмального реагента 64
Приготовление водного раствора хлористого кальция ($CaCl_2$) . . 66
Приготовление пеногасящей эмульсии полисилоксановой (ПГЭ). . 66
Приготовление пеногасителя ГрозНИИ 67

Глава VI. **Способы обработки и изменения параметров промывочных жидкостей в процессе производства работ на скважинах** 68

Контроль за качеством промывочных жидкостей на скважинах. . Правила отбора пробы глинистого раствора 68
Укупорка проб 69
Документация проб 69
Доставка проб 70
Подготовка проб для анализов 71
Способы обработки и изменения параметров промывочных жидкостей в процессе бурения скважин 72
Обработка глинистого раствора для повышения вязкости . . . 73
Обработка глинистого раствора для снижения водоотдачи . . . 73
Обработка глинистого раствора для понижения вязкости . . . 74
Обработка минерализованных глинистых растворов для придания им стабильности 75
Обработка глинистых растворов для значительного повышения удельного веса 76
Правила, обязательные для соблюдения при наличии нефтегазопроявлений 77
Обработка глинистых растворов эмульсионными компонентами для понижения СНС раствора и корки 77
Обработка глинистых растворов для поддержания коллоидности на заданном уровне 78
Борьба с прилипанием инструмента к стенкам скважины 78
Обработка высококальциевых (известковых) растворов для сохранения их стабильности 79
Обработка промывочных жидкостей для гашения пены 80

Глава VII. **Циркуляционные системы на буровых вышках** 83

Глава VIII. **Устройство глинистых станций** 91

Оборудование лабораторий 91

Стр.

Глава IX. **Сведения о материалах, идущих на приготовление промывочных жидкостей** 97

Вода техническая и ее опреснение 97
Глина для растворов 99
Бентонитовые глины 101
Палыгорскитовая глина 102
Глинопорошки 103
Утяжелители 104
Бурый уголь, гумиты 106
Каустическая сода (техническая) 106
Кальцинированная сода и тринатрийфосфат 107
Натриевые полифосфаты 107
Гексаметафосфат натрия 108
Пирофосфат натрия 108
Жидкое стекло 110
Сульфит-спиртовая барда (ССБ) 110
Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) 111
Моносульфатный щелок 111
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) 112
Сульфат-целлюлоза—натриевая (СЦ) 112
Окисленный лигнин 112
Полифенольный лесохимический понизитель вязкости (ПФЛХ-1). . 113
Нитрогуматный реагент 113
Крахмал 114
Модифицированный крахмал 114
Карналлит 115
Пенообразователи для аэрирования растворов 115
Хроматы и бихроматы 115
Гипан 116
Алкил сульфонаты 117
Сульфонол 117
Азолят 117
Оп-7 117
Детергент Советский (ДС) 118
Таннаты (дубильные вещества) 118
Феррохромлигносульфонат 118
Сулькор 118
Еловый экстракт 119
Деэмульгаторы 119
Нейтрализованный черный контакт 119
Щелочные отходы 119
Сульфонафт 120
Контакты Петрова керосиновый и газойлевый 120
Кремнийорганические пеногасители (КОП) 120
Полиакриламиды 121
Соляровое масло 121
Сивушное масло 121
Масло древесносмоляное флотационное легкое 121
Масло древесносмоляное флотационное тяжелое 122
Поваренная соль 122
Натрий фтористый 122
Графит серебристый 123
Алюминиевая пудра 123
Пермугиты 124

Глава X. **Полевые методы исследования и оценки пригодности некоторых основных материалов, идущих на приготовление глинистых растворов** 125

Исследование глин (общая оценка качества) 125
Определение солевого состава глин 125
Определение кальций-иона 127
Определение хлор-иона 128
Определение сульфат-иона 128
Определение величины необратимого поглощения извести . . . 128
Определение содержания гуминовых веществ в углещелочном реагенте 129
Определение влажности бурого угля 131
Определение газовой фазы глинистых растворов 131
Анализ фильтратов глинистого раствора 132
Определение содержания воздуха в буровых растворах 134

Глава XI. **Основные условия безопасного производства работ при приготовлении глинистых растворов и реагентов и проведении лабораторных испытаний** 135

Приложения:
1. Журнал учета результатов анализа проб глинистых растворов на глинистой станции 138
2. Журнал ежесменного учета приготовления и расхода глинистого раствора, химических реагентов 139

Литература 140

Гайдуков Юрий Иванович, Прянишников Виктор Ефимович, Трепачев Владимир Сергеевич, Ястребов Олег Владимирович

РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В КОЛОНКОВОМ БУРЕНИИ

Редактор издательства Н. А. Круглова Техн. редакторы Л. Н. Шиманова, Н. В. Жидкова
Корректор М. П. Курылева

Сдано в набор 24/III-1970 г. Подписано в печать 10/VII 1970 г. Т-09667 Формат 60×90¹/₁₆.
Печ. л. 9,0 Уч.-изд. л. 8,9 Бумага № 2 Индекс 1-3-1 Заказ 719/364-5
Тираж 3900 экз. Цена 45 коп.
Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.

Типография № 32 Главполиграфпрома. Москва, Цветной бульвар, 26.

gost.e-ecolog.ru