

## 2

### ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

#### 2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

При ремонте скважин используются рабочие жидкости различного назначения: для глушения, промывки скважин, гидроразрыва, химической обработки пласта и других работ.

В зависимости от степени дисперсности растворенного вещества растворы классифицируют на *истинные, коллоидные, суспензии, эмульсии, коллоидно-суспензионные* и др.

#### 2.2. ИСТИННЫЕ РАСТВОРЫ

В истинных растворах частицы растворенного вещества состоят из отдельных молекул. Такие растворы прозрачны и, находясь в закрытом сосуде, могут существовать без изменения свойств долгое время. К ним относятся растворы неорганических солей, кислот и щелочей в воде.

На промыслах применяют водный раствор хлористого кальция, плотность которого может быть до  $1400 \text{ кг/м}^3$ . Раствор хлористого кальция благодаря хорошей растворимости не образует осадка, не засоряет фильтровую зону. С увеличением концентрации раствора увеличивается температура замерзания. Так, 30 %-ный раствор  $\text{CaCl}_2$  с плотностью  $1282 \text{ кг/м}^3$  замерзает при температуре  $-50 \text{ }^\circ\text{C}$ .

*Фильтрат технический пентаэритрита* (ФТП) – жидкость от бурого до коричневого цвета с осадком в виде тонкой взвеси со слабым запахом жженого сахара. Раствор находится в слабощелочной среде, т.е.  $\text{pH} = 7\div 9$ . Плотность жидкости до  $1300 \text{ кг/м}^3$ . Раствор применяется в скважинах с забойной температурой до  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ . Вырабатывается Черкесским химическим заводом Ставропольского края и другими заводами.

Водный раствор бромида кальция ( $\text{CaBr}_2$ ) – тяжелая прозрачная жидкость плотностью до  $1800 \text{ кг/м}^3$ . Преимуществом этих растворов считается легкость их приготовления, высокая регулируемая плотность и главное – минимальное повреждение пласта, так как высококонцентрированные растворы солей стабилизирующе действуют на глинистый материал коллектора, а отсутствие в этих растворах твердых частиц способствует сохранению проницаемости продуктивного пласта.

Выбор рецептур растворов на основе солей тяжелых металлов для ремонтных работ производится с учетом необходимости обеспечения стабильности раствора во времени, минимальной его стоимости, коррозионной активности и температуры кристаллизации, соответствующей предполагаемому температурному режиму использования.

В зависимости от необходимой плотности требуется различный компонентный состав солей (табл. 2.1).

Таблица 2.1

**Плотность растворов солей в зависимости от компонентного состава**

Соль	Диапазон плотностей раствора солей, $\text{кг/м}^3$
KCl	1000+1160
NaCl	1000+1200
NaCl/CaCl <sub>2</sub>	1200+1300
ФТП	1200+1300
CaCl <sub>2</sub>	1300+1400
CaCl <sub>2</sub> /CaBr <sub>2</sub>	1400+1800
CaBr <sub>2</sub> /ZnBr <sub>2</sub>	1800+2300

Для скважин, содержащих в пластовых водах большие количества карбоната и сульфат-ионов, рекомендуется использовать солевые растворы, не содержащие кальция, например, рассола бромида цинка с бромидами щелочных металлов. Плотность таких растворов может быть от  $1380$  до  $2300 \text{ кг/м}^3$ .

Недостатками рассолов являются высокая стоимость используемых солей, коррозионная активность и высокая фильтрация.

В связи с последним фактором, во избежание кольматации призабойной зоны пласта рекомендуется уделять большое внимание чистоте рассола, вплоть до применения фильтрующих элементов тонкой очистки, кроме того, необходима тщательная очистка емкостей, насосов и другого оборудования.

Для уменьшения фильтрации рассолов применяют органические полимеры-загустители, такие как лигносульфонаты, производные крахмала, производные целлюлозы, биополимеры. Наиболее эффективным загустителем концентрированных рассолов является оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ).

Исследования на искусственном керновом материале показали, что наибольшим эффектом по повышению естественной проницаемости керна материала обладают солевые растворы на основе поташа ( $K_2CO_3$ ) [21]. Плотность водного раствора  $K_2CO_3$  может быть до  $1500 \text{ кг/м}^3$ . В настоящее время только растворы на основе  $K_2CO_3$  являются обрабатываемым материалом, способным не только восстановить, но и улучшить проницаемость глинистого песчаника.

Эта способность  $K_2CO_3$  объясняется высокой активностью ионов калия и относительно невысоким (по сравнению с ионом хлора) гидратным числом иона  $CO_3^{-2}$ , поэтому при ионообмене с глинистыми минералами поташ обеспечивает уменьшение толщины гидратных оболочек на глинистых частицах и тем самым способствует повышению пористости и увеличению проницаемости заглинизированных песчаников. Введение в его состав комплексонов (НТФ, ОЭДФ) способствует дальнейшему уменьшению толщины гидратных оболочек и тем самым обеспечивает усиление указанного эффекта. В связи с этим технические жидкости на основе поташа с добавками комплексонов были подвергнуты полному комплексу исследований (В.М. Лимановский).

Исследования на коррозионную активность составов для глушения скважин и температура их замерзания показали целесообразность их использования в практике.

Результаты изучения данной проблемы приводят к следующим выводам.

1. В качестве жидкости глушения и перфорации, не снижающей проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов, могут быть рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие частицы размером более  $2 \text{ мкм}$ ) на основе поташа с добавками комплексонов, так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость керна материала.

2. Солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью.

3. Температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей глушения.

### 2.3. КОЛЛОИДНЫЕ РАСТВОРЫ

У коллоидных растворов частицы состоят из многих молекул, и размер их может быть выражен долями микронов. Размеры частиц коллоидного раствора зависят от степени раздробленности, дисперсности вещества. Чем выше степень дисперсности, тем дольше может существовать коллоидный раствор без изменения своих свойств. Коллоидные растворы, как правило, мутные. При длительном хранении они теряют свои начальные свойства: растворенное вещество выпадает в осадок, или весь раствор образует студень. Примерами коллоидных растворов могут служить жидкое стекло  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  и водный раствор КМЦ.

### 2.4. СУСПЕНЗИИ

Суспензией называют дисперсную систему, состоящую из взвешенных в жидкости мелких твердых частиц. Например, мутная глинистая вода или же меловая суспензия в водном растворе КМЦ.

*Меловая суспензия* применяется при глушении скважин на время ремонта. Метод основан на способности суспензии в силу высокой дисперсности твердой фазы создавать в приствольной части пласта непроницаемый барьер, исключающий контактирование пород коллектора с рабочей жидкостью, находящейся в стволе скважины. При необходимости после окончания ремонта меловой барьер может быть разрушен соляно-кислотной обработкой, и гидродинамическая связь скважины с пластом восстановится.

Для стабильности меловых суспензий можно использовать КМЦ или ГИПАН. На основе промысловых данных рекомендуются следующие составы для временного блокирования пласта при глушении скважины:

мел химически осажденный плотностью  $2,7\div 2,8 \text{ т/м}^3$  —  $35\div 40 \%$ , мас;

вода пластовая —  $58\div 63 \%$ ;

КМЦ-500 —  $1,5\div 2,5 \%$ .

При этом технологические параметры суспензии следующие: плотность —  $1280 \text{ кг/м}^3$ ; условная вязкость — 300 с; водоотдача —  $20 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ ; суточный отстой — 0.

При взаимодействии соляной кислоты с химически осажденным мелом образуются водный раствор хлористого каль-

ция и углекислый газ, легко удаляемые из пор пласта в процессе освоения:



Хлористый кальций хорошо растворим в воде, а выделяющийся углекислый газ создает дополнительную энергию, способствующую процессу освоения.

## 2.5. ГИДРОФОБНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений, особенно на поздней и заключительной стадиях, возникает необходимость в проведении ремонтных работ в скважине, дополнительном вскрытии продуктивного пласта, промывки призабойной зоны. Используемые при этом жидкости на водной основе с содержанием твердой фазы (преимущественно глины, нередко с утяжелителями) по причине коагуляции призабойной зоны не обеспечивают должной эффективности, существенно затрудняя освоение скважин и дальнейшую их эксплуатацию. Значительно уменьшить или полностью исключить отрицательное влияние рабочих жидкостей можно, используя гидрофобно-эмульсионные растворы.

*Гидрофобные эмульсии* представляют собой полидисперсные системы, дисперсионной (внешней) средой которых является углеводородная жидкость с растворенным в ней эмульгатором, а дисперсной фазой (внутренней) — вода или водные растворы солей, кислот, щелочей. От химической природы эмульгатора зависит тип эмульсии, ее структурно-механические свойства и стабильность.

*Эмульгатор-стабилизатор* — это поверхностно-активное вещество (ПАВ), способное снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз углеводородная жидкость — водная фаза таким образом, что при их интенсивном перемешивании происходит образование мелких капелек водной фазы в углеводородной среде. При определенной концентрации эмульгатора они оказываются сплошь покрытыми участками молекул ПАВ, ввиду чего создается механически прочная оболочка вокруг капелек (структурно-механический барьер), которая препятствует их коалесценции (слиянию).

Химической промышленностью выпускается много эмульгаторов. Но их стабилизирующая способность различная, и образуемые с их применением эмульсии по своим свойствам

не всегда соответствуют требованиям, необходимым для проведения работ в конкретных пластовых условиях. Например, известна гидрофобная эмульсия для обработки пласта состава, % (объем): нефтепродукт 34÷62, минерализованная вода (в частности, раствор хлорида кальция плотностью 1300 кг/м<sup>3</sup>) 35÷65, дегидратированные полиамиды 0,5÷1,5, битумный структурообразователь 0,5÷1,5. Плотность эмульсии 900÷1000 кг/м<sup>3</sup> [19]. Недостатками данной эмульсии являются большое содержание нефтепродуктов, сложный состав, что ограничивает возможность регулировать ее свойства.

Получать гидрофобно-эмульсионные растворы с регулируемыми в широком диапазоне реологическими свойствами и плотностью без твердой фазы стало возможным благодаря новым эмульгаторам-стабилизаторам ДЭСКА-17-20 и РЭМ, разработанным совместно сотрудниками Кубаньгазпром и СевКавНИПИгаза.

Гидрофобные эмульсии с эмульгатором ДЭСКА-17-20 [5] прошли опытно-промышленные испытания при гидроразрыве пласта на Николаевском, Челбасском и других месторождениях, показавшие высокую технологичность и технико-экономическую эффективность [8].

Более широкое применение в качестве рабочих жидкостей при выполнении различных работ в скважинах находят гидрофобно-эмульсионные растворы с эмульгатором под фирменным названием РЭМ.

Эмульгатор РЭМ, вырабатываемый по ТУ 10-191-032-01 – 90, является катионоактивным ПАВ сложного состава, что позволяет в отличие от других эмульгаторов получать гидрофобные эмульсии с большим содержанием в них растворов различных неорганических солей и соляной кислоты. Хорошо растворяется в подогретой до 30÷35 °С углеводородной жидкости, недостаточно быстро и полно при обычной и отрицательной температурах. Экологически безвреден, нетоксичен. Высокая эмульгирующая активность и стабилизирующая способность его позволяют получать концентрированные нейтральные эмульсии с малым, 15÷20 %-ным (объемные доли) содержанием в них углеводородной жидкости, с большим, 80÷85 %-ным содержанием водной фазы и 0,3÷0,7 % эмульгатора.

В качестве дисперсной фазы могут использоваться вода техническая, пластовая, растворы неорганических солей любой плотности – хлоридов натрия, кальция [7], аммонизированного раствора нитрата кальция [8], а также растворов соляной кислоты [9].

В зависимости от объемного соотношения жидких компонентов, их качества и плотности, количественного содержания в полидисперсной системе эмульгатора можно получить гидрофобно-эмульсионные растворы с большим диапазоном реологических свойств: вязкостью от 60 с до "нетекучей", стабильностью при нормальной температуре более 30 сут, при 97 °С более 4 сут, устойчивостью к твердой фазе во времени, необходимым для выполнения работ в скважине. Это выгодно отличает их от других жидкостей и обуславливает возможность широкого применения в различных технологических процессах нефтегазодобычи.

Эмульсии с вязкостью 90÷200 с используются для глушения, промывки скважин и вторичного вскрытия продуктивного пласта. Эмульсии с вязкостью до 200÷250 с обеспечивают выполнение процесса гидроразрыва пласта с высокими технологическими показателями и качественным закреплением кварцевым песком трещин.

Эмульсии с вязкостью от 300 с до "нетекучей" характеризуются малой подвижностью, продолжительной устойчивостью в пластовых условиях и используются наряду с выполнением других работ как агент, временно изолирующий продуктивный пласт.

О степени влияния различных жидкостей на устойчивость пород продуктивного пласта и фильтрационную характеристику призабойной зоны можно сделать выводы по результатам специально проведенных по методике МГУ [24] исследований на размокаемость пород, которая характеризуется потерей их механической прочности, скоростью и характером распада на отдельные кусочки после погружения в жидкость.

Под воздействием технической воды, растворов хлоридов натрия, кальция образцы пород, отобранные из основных продуктивных пластов месторождений Северного Кавказа, разрушаются полностью за время от 2 до 12 ч [24]. В гидрофобно-эмульсионных растворах разрушения таких образцов не наблюдается. Этим объясняется отсутствие пробкообразования при использовании эмульсий, сохранение фильтрационной характеристики призабойной зоны. Кроме того, гидрофобизирующие свойства внешней фазы эмульсии способствуют очищению ее от кольматантов при освоении скважины.

В табл. 2.2 приводятся некоторые составы эмульсий и их свойства, ориентирующие исполнителя в подборе рецептуры при проведении работ в скважине.

Таблица 2.2

**Составы и основные свойства гидрофобных эмульсий с эмульгатором РЭМ**

Состав, % (объемн.)	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость условия, с	Примечания
<b>РЭМ-0,3</b> Вода техническая плотностью 1000 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	950	90 ÷ 120	Устойчива до 90°C
<b>РЭМ-0,3</b> Вода пластовая плотностью 1004 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	952	152 ÷ 200	То же
<b>РЭМ-0,4</b> Вода пластовая плотностью 1012 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	960	230 ÷ 260	То же
<b>РЭМ-0,4</b> Раствор хлорида натрия плотностью 1071 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	1004	250	"
<b>РЭМ-0,3</b> Раствор хлорида кальция плотностью 1066 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	1005	265	"
<b>РЭМ-0,5</b> Раствор хлорида кальция плотностью 1066 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	1007	600	"
<b>РЭМ-0,4</b> Раствор хлорида кальция плотностью 1200 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	1120	350	Устойчива до 100÷120 °С
<b>РЭМ-0,5</b> Раствор хлорида кальция плотностью 1400 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	1270	530	Работоспособен до 140 °С
<b>РЭМ-0,7–80</b> Аммонизированный раствор хлорида кальция плотностью 1340 кг/м <sup>3</sup> – 80 Конденсат газовый – 20	1220	350	То же
<b>РЭМ-0,7</b> Аммонизированный раствор, утяжеленный хлоридом кальция до плотности 1573 кг/м <sup>3</sup> , – 85 Конденсат газовый – 15	1450	360	"



Качественные гидрофобные эмульсии с необходимыми реологическими свойствами можно получить только при точном соблюдении их рецептуры и технологии приготовления всех компонентов, порядка ввода в смесительную камеру (емкость) и гидравлического режима перемешивания.

После доставки на скважину всех материалов (углеводородной жидкости, воды, соли, эмульгатора) и подготовки из них жидких компонентов необходимо провести пробное приготовление насосными агрегатами эмульсии в объеме  $1,5\div 2 \text{ м}^3$  для уточнения режима их работы при обработке скважины.

Приготавливать эмульсию в зависимости от необходимости ее объема и оснащенности предприятия насосными агрегатами можно двумя способами. При первом, когда требуется небольшой объем эмульсии ( $15\div 25 \text{ м}^3$ ), после подготовки жидких компонентов их хорошо перемешивают в одной емкости, затем работающим "на себя" через  $10\div 12$ -мм штуцер насосом интенсивно прокачивают смесь до получения молочно-белой массы с нужной вязкостью.

При втором способе, когда требуется большой объем рабочей жидкости, ее приготовление заключается в последовательном выполнении следующих операций:

растворяют в  $1/3\div 1/4$  части расчетного объема углеводородной жидкости все необходимое количество эмульгатора РЭМ, затем этот концентрированный раствор тщательно перемешивают в остальном ( $2/3\div 3/4$  части) объеме углеводородной жидкости;

в других емкостях готовят водную фазу с нужной плотностью;

обвязывают насосные агрегаты (их приемные шланги) с указанными емкостями, а нагнетательные трубы через смесительное штуцерное устройство с устьем скважины или с осреднительной емкостью;

в смесительное устройство, состоящее из камеры и трех штуцеров, с равномерной производительностью одним насосом подают через штуцер диаметром  $6\div 8$  мм раствор эмульгатора; через второй штуцер диаметром  $10\div 12$  мм двумя-тремя насосами с большей в 3–4 раза производительностью закачивают воду, при этом темп закачки каждой жидкости должен быть пропорционален их соотношению по рецептуре ( $15\div 20$ ):( $80\div 85$ ); при встречном потоке жидкостей в смесительной камере устройства происходит качественное их перемешивание, диспергирование и при достаточно большой гидравлической мощности (давление на насосах  $8\div 10$  МПа) —

образование эмульсии при прохождении смеси через третий штуцер диаметром 14÷15 мм; в случае несоответствия реологических свойств получаемой эмульсии заданным техническим планом на проведение работ ее следует интенсивно перемешивать в осреднительной емкости работающим "на себя" насосом через штуцер диаметром 14÷15 мм.

Высокая технологичность гидрофобных эмульсий и эффективность их применения, наличие в достаточном количестве эмульгатора и местных жидких компонентов, простота приготовления имеющимися у предприятий техническими средствами способствуют широкому применению их в качестве рабочих жидкостей различного назначения в капитальном ремонте скважин. За последние 3 года с их использованием проведены работы более чем в 100 скважинах глубиной от 600 до 3400 м на месторождениях П Кубаньгазпром.

## 2.6. ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР

Глинистый раствор — это коллоидно-суспензионная система, которую готовят из глины и воды с последующей обработкой химическими реагентами. Бентонитовая натриевая глина является лучшим материалом для приготовления глинистого раствора.

Основной характеристикой глины является ее коллоидальность, которая определяет выход раствора из 1 т глины. Из табл. 2.3 видно, что чем выше коллоидальность, тем меньше расход глины. Количество глины (бентонитовой), расходуемой на приготовление 1 м<sup>3</sup> раствора заданной плотности, определяют по формуле

$$\sigma = \frac{\rho_r(\rho_{г.р} - \rho_в)}{\rho_r - \rho_в}, \quad (2.1)$$

где  $\rho_r$  — плотность глины ( $\rho_r = 2,2\div 2,7$  т/м<sup>3</sup>);  $\rho_в$  — плотность воды;  $\rho_{г.р}$  — плотность глинистого раствора.

Т а б л и ц а 2.3

### Классификация глин по коллоидальности

Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup> , при 25 °С	Коллоидальность глины	Выход раствора из 1 т глины
До 1600	Высококоллоидальная	16 м <sup>3</sup> и более
1060÷1150	Коллоидальная	10÷4 м <sup>3</sup>
1150÷1200	Малоколлоидальная	3÷1,6 м <sup>3</sup>

Допустим, что необходимо приготовить 40 м<sup>3</sup> глинистого раствора плотностью  $\rho = 1,16 \text{ т/м}^3$ . Определить количество бентонитовой глины и воды.

Подставляя исходные данные в формулу (2.1), получаем

$$\sigma = \frac{2,6(1,16 - 1)}{2,6 - 1} = 0,26 \text{ т/м}^3.$$

Объем глины в 1 м<sup>3</sup> раствора составит

$$V_r = \frac{0,26}{2,6} = 0,1 \text{ м}^3.$$

Объем воды будет равен  $V_v = 1 - V_r = 1 - 0,1 = 0,9 \text{ м}^3$ .

Для приготовления 40 м<sup>3</sup> глинистого раствора плотностью 1,16 т/м<sup>3</sup> необходимо:

$$V_r' = V_{r,p} V_r = 40 \cdot 0,1 = 4 \text{ м}^3;$$

$$V_v' = V_{v,p} V_v = 40 \cdot 0,9 = 36 \text{ м}^3.$$

Количество глины, расходуемой на приготовление 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора заданной плотности, подсчитанной по формуле (2.1), приведено в табл. 2.4.

Таблица 2.4

**Расход глины (в т), необходимой для приготовления 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора заданной плотности**

Заданная плотность глинистого раствора, т/м <sup>3</sup>	Плотность глины, т/м <sup>3</sup>					
	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7
1,08	0,094	0,091	0,088	0,085	0,083	0,081
1,10	0,131	0,127	0,122	0,119	0,116	0,113
1,12	0,169	0,163	0,158	0,153	0,149	0,146
1,14	0,206	0,199	0,193	0,187	0,182	0,178
1,16	0,244	0,235	0,228	0,221	0,215	0,210
1,18	0,282	0,272	0,263	0,255	0,248	0,243
1,20	0,319	0,308	0,298	0,289	0,281	0,275
1,22	0,357	0,344	0,333	0,323	0,314	0,307
1,24	0,394	0,380	0,368	0,357	0,347	0,339

## 2.7. ИНГИБИРОВАННЫЙ ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР

При работе в открытом стволе, где опасность прихвата велика, рекомендуется применять ингибированный глинистый раствор, характеризующийся низкими фильтрационными свойствами, высокой стабильностью и низким коэффициентом трения глинистой корки [18]. В буровой раствор, содержащий полимерный реагент, глинопорошок и воду, дополнительно вводят смесь нафтената алюминия с нефтью (НАН) при соотношении 1 : 25, неионогенное поверхностно-активное вещество (ОП-10), бурый уголь и утяжелитель при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Глинопорошок.....	3÷5
Полимерный реагент.....	0,35÷0,5
Неионогенное поверхностно-активное ве- щество (ОП-10).....	0,4÷1
Бурый уголь.....	1÷3
Смесь нафтената алюминия с нефтью (НАН).....	5÷7
Утяжелитель.....	10÷65
Вода.....	Остальное

В условиях буровой нафтенат алюминия готовят следующим образом. В глиномешалку объемом 4 м<sup>3</sup> набирают 2,5 м<sup>3</sup> воды и загружают 260 кг алюмокалиевых квасцов (17 ведер). Перемешивают до растворения. В полученный 10 %-ный водный раствор вводят 1300 л мылонафта, разбавленного водой 1 : 1, и перемешивают в течение 5 мин. Этого времени достаточно, чтобы в верхней части мешалки образовалось алюминиевое мыло. Через нижний кран (люк) мешалки сливают воду, а образовавшееся мыло растворяют в нефти 2,7 м<sup>3</sup>. Полученный нафтенат алюминия (НАН) вводят в глинистый раствор, стабилизированный ГИПАНОм.

Надо отметить, что мыло поливалентного металла высшей жирной или нафтенной кислоты, входящее в состав НАН, химически адсорбируясь на наиболее активной составляющей — глинистой фазе бурового раствора, придает ему дифильные свойства. При бурении дифильные глинистые частицы, а также свободный нафтенат алюминия, сорбируясь гидрофильной частью на выбуренной породе и стенках скважины, создают за счет своей гидрофобной составляющей барьер, препятствующий контактированию их с дисперсионной средой бурового раствора. За счет этого предотвращается набухание глинистых пород и резко сокращается наработка излишних объемов.

Неионогенное ПАВ, например ОП-10, при таком отношении его с НАН в области рН 8÷9 избирательно сорбируется

на поверхности кристаллических негидратированных частиц, например барита, увеличивая гидрофильность последнего и предупреждая прилипание друг к другу твердых поверхностей (флокуляцию). ПАВ помогают равномерному распределению всех компонентов бурового раствора, в результате чего повышается его структура, исключается седиментация утяжелителя. В предлагаемом растворе за счет неионогенного ПАВ, взятого в определенных соотношениях с НАН, утяжелитель барит не гидрофобизируется, и буровой раствор прекрасно утяжеляется. Для поддержания рН в пределах 8÷9 в раствор может вводиться бурый уголь. Плотность раствора может быть от 950 до 2000 кг/м<sup>3</sup>.

Глинистые растворы, применяемые в бурении, предназначены для выноса выбуренной породы с забоя скважины на поверхность; глинизации стенок скважины; создания противоавдавления на пласт, предотвращающего поступления в скважину флюида, а также обвала стенок; удержания выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции; охлаждения рабочей поверхности долота и инструмента; вращения вала турбобура при турбинном способе бурения.

При капитальном ремонте скважин требования к качеству глинистого раствора остаются теми же, что и при бурении. Плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, водоотдача, толщина фильтрационной корки, водородный показатель ионов рН – основные параметры, которые определяют в промысловых лабораториях и непосредственно на скважинах, где проводится капитальный ремонт.

## **2.8. ФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА**

*Плотность* (удельный вес) – масса (вес) единицы объема бурового раствора. Определяют прибором *ареометром* на скважине и *пикнометром* в лаборатории. Ареометр (рис. 2.1) состоит из стакана с раствором 2, поплавка-шкалы 1 и съемного груза 3. Стакан имеет внутреннюю полость, в которой заключена дробь, обеспечивающая необходимый вес стакана. Прибор имеет две шкалы, градуированные в г/см<sup>3</sup>: одна шкала имеет деления от 1,0 до 1,8; другая – от 1,7 до 2,5. Для измерения плотности с помощью ареометра необходимо иметь вертикальный сосуд, глубина которого должна быть достаточной для погружения всего прибора. Сосуд входит в ком-

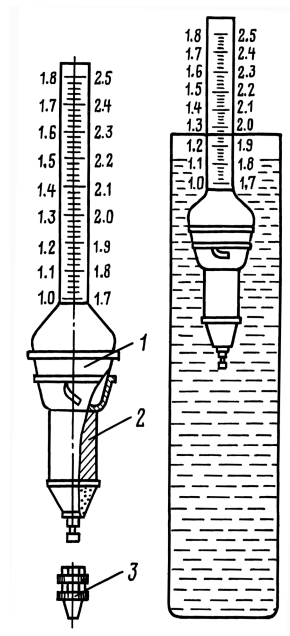
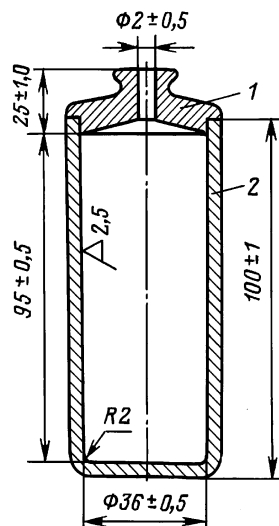


Рис. 2.1. Ареометр АГ-1

Рис. 2.2. Пикнометр



плект прибора. Подготовка прибора к работе заключается в проверке его градуировки по воде. Для этого в стакан прибора заливают пресную чистую воду и присоединяют шкалу-поплавок. При этом необходимо следить за выдавливанием избытка жидкости из стакана. Если жидкость не выдавливается, то это означает, что стакан не заполнен. Правильно плотность может быть определена только при заполнении всего объема стакана. После этого ареометр опускают в сосуд с водой. По шкале ареометра читают результат определения плотности глинистого раствора. С закрепленным на стакане грузом может быть измерена плотность раствора не более  $1,8 \text{ г/см}^3$  ( $1800 \text{ кг/м}^3$ ). Если раствор имеет более высокую плотность, то в этом случае груз снимают и определяют плотность по второй шкале.

Для определения плотности раствора пикнометром сначала в лаборатории определяют массу чистого и сухого пикнометра с погрешностью до  $0,1 \text{ г}$ . Затем определяют массу пикнометра с глинистым раствором с погрешностью до  $1,0 \text{ г}$ . Зная объем пикнометра, плотность раствора определяют по формуле

$$\rho = \frac{m_2 - m_1}{V},$$

где  $m_1$  — масса пустого пикнометра, г;  $m_2$  — масса пикнометра с раствором, г;  $V$  — объем пикнометра, см<sup>3</sup>.

На рис. 2.2 изображен пикнометр; он состоит из цилиндрического сосуда 2 и крышки 1, которая имеет сквозное отверстие для выхода раствора. Объем пикнометра 97 см<sup>3</sup>.

### Условная вязкость

Вязкость глинистого раствора благодаря наличию в растворе твердой фазы — глины, образующей структуру, называют *структурной*. Структурная вязкость необходима для расчета гидравлических потерь. Структурная вязкость определяется ротационным или капиллярным вискозиметром и выражается в сантипуазах.

В промышленных условиях пользуются *условной вязкостью*, которая определяется прибором ВБР-1 или СПВ-5 (стандартно-полевой вискозиметр). Он представляет собой воронку с трубкой длиной 100 мм и внутренним диаметром 5 мм (рис. 2.3). В комплект входят также кружка и сетка для очистки раствора. Время истечения 500 см<sup>3</sup> жидкости из налитых в вискозиметр 700 см<sup>3</sup> через трубку диаметром 5 мм и есть условная вязкость. Выражается в секундах.

*Водоотдача* (фильтрация) — способность глинистого раствора отфильтровывать воду при повышенном перепаде давления.

За водоотдачу принимается количество фильтрата, которое отфильтровывается из раствора через фильтр диаметром

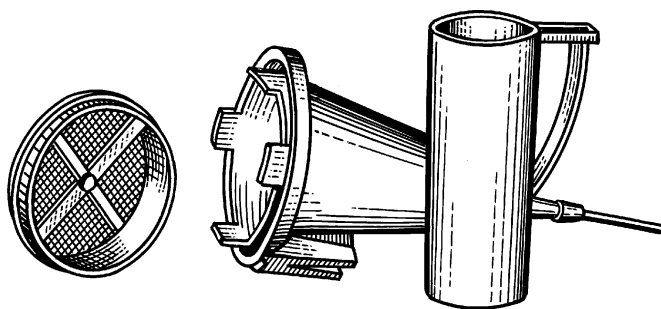
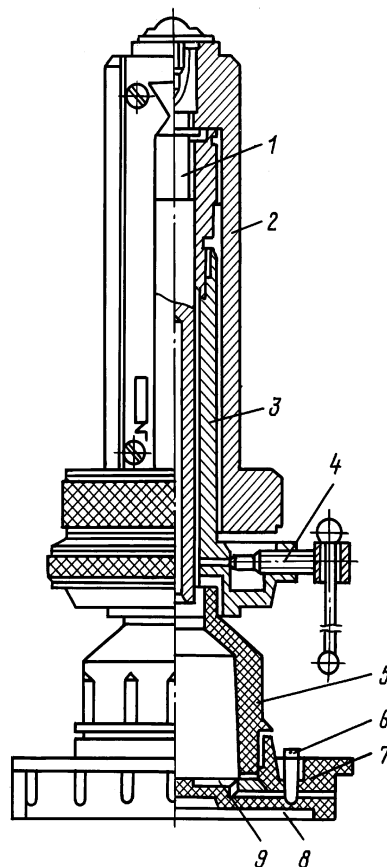


Рис. 2.3. Вискозиметр ВБР-1

Рис. 2.4. Прибор ВМ-6 для определения водоотдачи глинистого раствора



75 мм за 30 мин. Определяют прибором ВМ-6 (водоотдача по прибору Минензона), а также при помощи фильтропресса. Она выражается в  $\text{см}^3/30$  мин.

Прибор ВМ-6 (рис. 2.4) состоит из 3-х узлов: основания 7, напорного цилиндра 3 и фильтрационного стакана 5 с принадлежностями. Фильтрационный стакан на верхнем конце имеет горловину с наружной резьбой и отверстием. Нижний конец имеет наружную резьбу М63 × 3. Обеззоленные фильтры 9 и прокладка 8, служащая для герметизации, расположены на основании 7. Узел напорного цилиндра состоит из собственно цилиндра 3 с ввернутой в него из алюминиевой прокладки втулкой, плунжера 1, притертого по втулке, и



груза-шкалы 2, укрепленного на плунжере. Шкала нанесена на прозрачную пластмассовую пластину и прикреплена к грузу винтами. Сквозь шкалу видна отсчетная риска на верхнем конце втулки цилиндра. В притертой паре втулка – плунжер – втулка возникает трение, влияющее на давление при фильтрации. Для устранения трения необходимо плунжер периодически вращать рукой. Для установки шкалы на "0" и спуска масла из цилиндра в нижней части его имеется отверстие, перекрываемое иглой 4. Масло из этого отверстия сливается в чашку. Нижний конец цилиндра 3 имеет внутреннюю резьбу для соединения с фильтрационным стаканом. Для уплотнения места соединения цилиндра со стаканом предусмотрена прокладка. Перед определением водоотдачи необходимо разобрать прибор: отвернуть цилиндр от стакана, вынуть пробку 6. Детали протереть насухо. Проверить, закрыта ли игла. Смочить один или два листочка фильтровальной бумаги водой и положить в основание. Заложить прокладку, ввернуть стакан в основание и вставить пробку. После этого тщательно перемешанный раствор налить в стакан прибора, наверхнуть на стакан цилиндр, налить в него машинное масло. Вставив плунжер и приоткрыв иглу, подвести нулевое деление на шкале к отсчетной риске на верхнем крае втулки цилиндра. В момент вытаскивания пробки пустить секундомер. После определения водоотдачи открыть спускную иглу, выпустить масло из цилиндра, вынуть плунжер, вылить масло и отдельно раствор. Промыть фильтрационный стакан водой, не разбирая его. Затем разобрать стакан, извлечь фильтр с глинистой коркой и измерить толщину корки.

### *Статическое напряжение сдвига (СНС)*

СНС – сила, которую надо приложить к глинистому раствору, находящемуся в покое, чтобы вывести его из этого состояния. СНС определяют через 1 мин и через 10 мин покоя. Выражается в мг/см<sup>2</sup>. Так как глинистый раствор обладает тиксотропными свойствами, т.е. при покое способен загустевать, а при взбалтывании разжижаться, то коэффициент тиксотропии ( $K_{\text{тикс}}$ ) определяют путем деления численного значения СНС через 10 мин покоя на численное значение СНС через 1 мин покоя:

$$K_{\text{тикс}} = \text{СНС}_{10} / \text{СНС}_1.$$

При качественной структуре глинистого раствора коэффициент тиксотропии равен  $2\div 3$ . Например, замер  $СНС_{1/10} = 3/6 \text{ мг/см}^2$ , следовательно,  $K_{\text{ТИКС}} = 6/3 = 2$ .

### *Содержание газа в буровом растворе*

Определение содержания газовой фазы  $G$  (%) основано на уменьшении объема бурового раствора под избыточным давлением  $0,1 \text{ МПа}$ . Для этого используют приборы ВГ-1 и ВГ-1М. При работе с прибором ВГ-1 собирают фильтрационный стакан прибора (рис. 2.5) и заполняют его доверху буровым раствором. На горловину стакана навинчивают цилиндр, заполняют его маслом и надевают плунжер с грузом-шкалой. Клапан, находящийся под решеткой фильтраци-

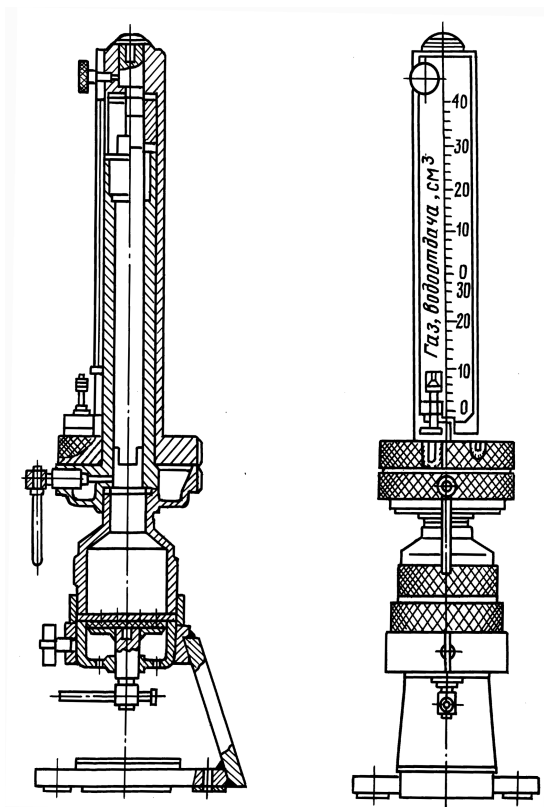


Рис. 2.5. Прибор ВГ-1

онного стакана, при измерении должен быть закрыт. Плунжер, сжимая пробу раствора с газом, опускается, и деление шкалы "газ", остановившееся против риски на верхнем крае втулки, укажет процентное содержание газа в объеме промывочной жидкости. При работе с прибором ВГ-1 *объем газа в порции жидкости*, налитой в стакан прибора, вычисляют по формуле

$$V_r = 2\Delta V_r,$$

где  $\Delta V_r$  — отсчет по шкале прибора, см<sup>3</sup>.

Коэффициент сжимаемости промывочной жидкости

$$K_{сж} = \frac{V}{V - V_r},$$

где  $V$  — исходный объем жидкости, налитой в стакан прибора ВГ-1. Коэффициент  $K_{сж}$  имеет большое значение для регулирования противодействия на пласт.

При отсутствии приборов рекомендуется использовать следующий экспресс-метод определения содержания газа в буровом растворе. В бутылку вместимостью 0,5 л наливают 250 см<sup>3</sup> вспененного бурового раствора, плотность которого известна ( $\rho_1$ ). Добавляют достаточную массу пеногасителя и в течение 5 мин интенсивно встряхивают до полного исчезновения пузырьков газа. Замеряют плотность невспененного раствора ( $\rho_2$ ). Объемную долю газовой фазы (%) вычисляют по формуле

$$Г = \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_2}\right)100.$$

## 2.9. ХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

1. *Водородный показатель ионов рН* — безразмерная величина, равная отрицательному десятичному логарифму концентрации ионов водорода в растворе:  $pH = -\lg H$ .

При температуре 25 °С в нейтральной среде  $pH = 7$ , в кислых средах  $pH < 7$ , а в щелочных средах  $pH > 7$ .

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сильнокислая			Слабокислая			Нейтральная	Слабощелочная			Сильнощелочная			

Определяют рН глинистого раствора или его фильтрата прибором рН-метром или при помощи индикаторной бумаги.

Влияние концентрации водородных ионов на свойства глинистых растворов настолько значительно, что оно дает возможность по величине рН судить об их качестве. Так, между рН, стабильностью, вязкостью и тиксотропией глинистых растворов существует определенная зависимость. Увеличение концентрации водородных ионов в растворе способствует ускорению загустевания его, и тем самым повышается вязкость. Тиксотропия наиболее ярко проявляется при  $\text{pH} = 8\div 10$ , т.е. в слабощелочной среде.

2. *Определение гуматов натрия в фильтрате глинистого раствора.* Этот параметр определяют в тех случаях, когда глинистый раствор стабилизирован углещелочным реагентом (УЩР). Для этого в промышленной лаборатории готовят реактивы: 0,2 н раствор соли Мора; 0,4 н раствор хромовой кислоты; дифениламинный индикатор.

Для приготовления 0,2 н раствора соли Мора необходимо 80 г ее растворить в 1 л дисцилированной воды с добавлением 20 мл серной кислоты плотностью  $1840 \text{ кг/м}^3$ . Для приготовления 0,4 н раствора хромовой кислоты необходимо 20 г ее растворить в 500 мл дисцилированной воды с последующим добавлением 500 мл серной кислоты плотностью  $1840 \text{ кг/м}^3$ .

Дифениламинный индикатор готовится растворением 0,5 г дифениламина в 100 мл серной кислоты плотностью  $1840 \text{ кг/м}^3$ .

После приготовления реактивов в две колбы заливают по 5 мл разбавленного в десять раз темного фильтрата с добавлением по 10 мл хромовой кислоты. Кипячение ведут 5 мин, не допуская при этом бурного кипения. После охлаждения колбы добавляют по 250 мл дисцилированной воды и титруют солью Мора до светло-зеленой окраски. В качестве индикатора добавляют несколько капель дифениламина.

Содержание гуматов натрия определяют по формуле

$$\% \Gamma_{\text{Na}} = (n_1 - n_2)K,$$

где  $\% \Gamma_{\text{Na}}$  — содержание гуматов натрия, %;  $n_1$  — количество соли Мора на хромовую кислоту, мл;  $n_2$  — количество соли Мора на раствор, мл;  $K$  — постоянная величина, зависящая от соли Мора.

В полевых условиях качество фильтрата из глинистого раствора стабилизированного УЩР можно определить по цвету самого фильтрата — он должен быть черным. Если же

цвет фильтрата светло-коричневый или он вообще обесцвечен, то глинистый раствор требуется обработать реагентами: кальцинированной содой с целью высадить ионы кальция, которые могли попасть при разбурировании цементного моста, а также другими реагентами, которые значительно устойчивее к солевой агрессии.

3. *Содержание коллоидной фазы.* Для определения коллоидной фазы необходимо приготовить посуду и химические реактивы: медицинский шприц, колбу коническую, бюретку, воронку стеклянную, электроплитку закрытого типа, 3 %-ный раствор перекиси водорода, 5 н раствор серной кислоты, дисциллированную воду, метиленовую синь и фильтровальную бумагу.

Для того чтобы приготовить 5 н раствор серной кислоты, необходимо 14 мл ее плотностью  $1840 \text{ кг/м}^3$  разбавить дисциллированной водой до 50 мл. Кислоту льют в воду, но не наоборот! Чтобы приготовить 3 %-ный раствор перекиси водорода, надо в 0,5-л мерную колбу налить 42,85 мл пергидроли и долить до метки дисциллированную воду. На 100 мл воды расходуется 8,6 мл пергидроли.

После приготовления химических реактивов надо отмерить шприцем 2 мл глинистого раствора и перенести в колбу. Добавить 15 мл 3 %-ного раствора перекиси водорода и 0,5 мл 5 н раствора серной кислоты. После тщательного перемешивания кипятить 4 мин с "обратным холодильником", т.е. в колбу вставить воронку. После охлаждения колбы замерить объем и добавить 35 мл дисциллированной воды. При помощи бюретки титровать метиленовой синью. Затем из колбы набрать каплю и нанести на фильтровальную бумагу. При недостаточном содержании для данной пробы метиленовой сини на бумаге от капли останется темный круг с резко очерченной границей.

Титрование надо вести до тех пор, пока не появится от капли на бумаге темным кругом голубой ореол. После этого через 2 мин надо взять пробу повторно — ореол исчезнуть не должен. Расчет ведут по формуле  $n = 0,96a$ , где  $n$  — процентное содержание фазы;  $a$  — количество метиленовой сини, мл;  $c$  — объем в объеме, равен  $0,37a$ .