

Г.А.Кудайкулова

# **БУРОВЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ**

Рекомендовано Республиканским учебно-методическим  
объединением в качестве учебного пособия

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. К.И.  
САТПАЕВА

Г.А.Кудайкулова

## **БУРОВЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ**

Рекомендовано Республиканским учебно-методическим  
объединением в качестве учебного пособия

Алматы 2003

УДК 622.244.442.063

**Кудайкулова Г.А.** Буровые глинистые растворы: Учеб. пособие. – Алматы: КазНТУ, 2003. 137 с.

ISBN 9965-673-00-4

*Учебное пособие содержит общие сведения о буровых глинистых растворах, их структуре, технологии приготовления, методах регулирования свойств с помощью химических реагентов и является частью типовой и рабочей программ по курсу «Буровые растворы». В пособии описаны разновидности буровых глинистых растворов, условия их применения, свойства. Значительное место уделено характеристике химических реагентов, применяемых для обработки глинистых растворов. Впервые описан широкий спектр современных химических реагентов, выпускаемых компаниями – мировыми лидерами по производству новых материалов для буровых растворов. Рассмотрены разновидности глинистых растворов.*

Ил. 15. Табл. 5. Библиогр. – 21 назв.

Рецензенты: *С.Б.Айдарова*, д-р.хим.наук, проф. КазГУ  
*Б.В.Федоров*, канд. техн. наук, доц. КазНТУ

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2003 год.

ISBN 9965-673-00-4

© КазНТУ, 2003 г.

## **В В Е Д Е Н И Е**

Буровой раствор является неотъемлемым элементом технологии бурения и выполняет ряд важных функций, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели, безаварийность, снижение себестоимости бурения.

Буровые растворы не только удаляют продукты разрушения из скважины и охлаждают породоразрушающий инструмент, но и обеспечивают ликвидацию геологических осложнений, а также способствуют повышению качества буровых работ.

Применение буровых растворов, свойства которых не соответствуют данным геологическим условиям, обычно приводит к различного рода осложнениям и авариям.

В связи с этим за последние годы разработана целая гамма сложных по составу буровых растворов, приготовленных из высококачественного сырья и обработанных различными химическими реагентами.

Буровые глинистые растворы относятся к высококачественным промысловым жидкостям со стабильной структурой. Именно способность глин создавать прочную структуру в силу своего химического состава, а также возможность регулирования физико-химических свойств растворов путем добавления реагентов сделали их основным типом промысловых жидкостей.

Однако, в связи с усложнением условий бурения термин «буровой глинистый раствор» уже не определяет какой-либо один тип промысловой жидкости, а включает несколько наименований, различающихся по минералогическому составу используемых глин (бентонитовые, палыгорскитовые, гидрослюдистые), по виду химической обработки (хлоркальциевые, известковые, силикатные и др.), по концен-

трации твердой фазы, по степени минерализации, термостойкости и т.д.

Следует отметить огромный вклад ученых, инженеров советского периода, которые создали науку о буровых глинистых растворах, разработали технологию их приготовления и применения, а также методы регулирования свойств растворов.

Именно с работ Шищенко Р.И., Царевича К.А., Бакланова Б.Б., посвященных разработке вопросов науки и техники глинистых растворов началось глубокое изучение их в Советском Союзе. В области методов определения качества буровых растворов заслуживают внимания труды Баранова В.С., Букса З.П.

Под руководством академика Ребиндера П.А. были разработаны фундаментальные теоретические основы дисперсных и коллоидных систем, а также проведен ряд крупных исследований при участии Шрейнера Л.А. и Жигача К.Ф. в области теории стабилизации растворов, изучении их структурно-механических свойств.

Широко известны имена таких ученых, как Жуховицкий С.Ю., Дачюшевский В.С., Ахмадеев Р.Г., Михеев В.Л, Булатов А.И., Рязанов Я.А. и многих других, обогативших науку о глинистых растворах новыми методами приготовления, применения, принципами подбора рецептур, регулирования свойств буровых растворов.

Изучение науки о буровых глинистых растворах позволит не только управлять процессами бурения скважин, но и предупреждать, и бороться с осложнениями, возникающими в скважине.

Приготовление глинистых растворов высокого качества требует определенных знаний коллоидной и физической химии, а также технологии приготовления буровых глинистых растворов.

Свойства буровых глинистых растворов в значительной мере определяются применяемыми материалами и химическими реагентами.

Поэтому успешное изучение науки о глинистых растворах позволит студентам освоить общий курс «Буровых растворов».

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРОВЫХ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРАХ

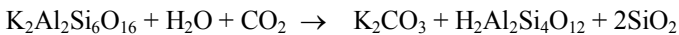
### 1.1. Глины, их строение и свойства

Глинистый раствор представляет собой многокомпонентную систему, состоящую в основном из глины и воды.

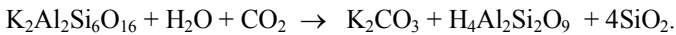
Глины являются главным структуро- и коркообразующим компонентом глинистых растворов.

Глины – это сложные по составу полидисперсные породы, представляющие собой смесь природных глинистых минералов и примесей. В качестве примесей могут быть неглинистые минералы (кварц, кальцит, полевой шпат, цеолит, кристобаллит и др.); органические вещества в виде молекул, адсорбированных на поверхности частиц; водорастворимые соли, внесенные в глину при ее образовании.

В химическом отношении глины представляют собой слоистые и слоистоленточные алюмосиликаты. Они образуются в результате геохимических процессов таких, как физико-химическое выветривание, гидротермальные превращения и переосаждения и др. Например, выветривание ортоклаза может происходить по следующим схемам:



или



Глинистые минералы, образуемые таким путем, переносятся водой и откладываются на дне водоемов (рек, озер, морей), где подвергаются действию различных химических веществ и давлению отложившихся сверху осадков. Для большинства глинистых пород существование начинается с состояния ила, в котором свыше 85% объема

составляют пустоты, заполненные водой. С течением времени осадки уплотняются под действием силы тяжести вышележащих отложений, толщина и вес которых возрастают в процессе накопления. Таким образом, происходит процесс формирования глинистых пород. Вместе с уплотнением протекает процесс повышения прочности – упрочнение, являющееся следствием как сближения между собой частиц, так и влияния кристаллизации солей из растворов, образования химических связей, перекристаллизации и т.д. К числу глинистых пород относятся глины, лёссы, суглинки, аргиллиты и т.п.

Так как глинистые минералы содержат химически связанную воду, их относят к группе природных полиэлектролитов [1].

Глинистые минералы обладают преимущественно гидрофильной поверхностью и способны к сорбции, а также к ионному обмену. При взаимодействии с водой они переходят в пластическое состояние, способны образовывать коллоидно-суспензионные системы, обладающие коагуляционно-тиксотропной структурой.

Основными характеристиками, определяющими свойства глин и пригодность для данной технологии бурения, являются химический состав, тип кристаллической решетки, дисперсность и форма частиц минералов, а также связанные с ними явления, проходящие на поверхности раздела фаз.

Для бурения представляют интерес глинистые минералы 4-х групп.

1 группа – монтморрилонитовая, имеет формулу  $(\text{OH})_4\text{Si}_8\text{Al}_4\text{O}_{20} \cdot n\text{H}_2\text{O}$ . Кремний в молекуле монтморрилонита может замещаться на ионы  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{Fe}^{2+, 3+}$ ,  $\text{Zn}^{2+}$ ,  $\text{Cu}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Li}^+$ . Монтморрилонит имеет белый с сероватым оттенком цвет, иногда с синеватым оттенком, а также розовый, розово-красный, зеленый и матовый цвета. Монтморрилонит в значительной степени обладает адсорбционной, ионообменной способностью, а также поглощает и выделяет слабо связанную воду в зависимости от влажности окружающей среды.

К монтморрилонитовой группе относятся минералы сапонит, бейделлит, нонтронит, вермикулит. Глины, в которых преобладают минералы этой группы, называют бентонитами. (Термин “бентонит” был введен в 1898 году для высококачественных монтморрилонитовых глин штата Вайоминг, США).

2 группа – палыгорскитовая, имеет формулу  $(\text{OH})_2 \text{Si}_8 \text{Mg}_5 \text{O}_{18} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ . Палыгорскит иначе называют аттапульгитом, он хорошо набухает в пресной и соленой воде, может применяться как структурообразующий компонент буровых растворов, насыщенных солью. Палыгорскитовые суспензии характеризуются высокой водоотдачей, не увеличивающейся при засолении, что выгодно отличает его от других глин. Минерал сепиолит представляет собой магнезиальный водный силикат, волокнистый минерал, имеет высокую солеустойчивость.

3 группа – каолининовая, имеет формулу  $(\text{OH})_8 \text{Si}_4 \text{Al}_4 \text{O}_{10} \cdot n \text{H}_2\text{O}$ . Каолинит почти не набухает в воде, обладает небольшой емкостью поглощения катионов и адсорбционной способностью. К этой группе относятся минералы накрит, галлуазит, диккит, аноксит, энделлит.

4 группа – гидрослюдистая –  $(\text{OH})_4 \text{K}_y (\text{Al}_4 \text{Fe}_4 \text{Mg}_6) (\text{Si}_{8y} \text{Al}_y) \text{O}_{20} \cdot n \text{H}_2\text{O}$ . Гидрослюды представляют собой промежуточные соединения между минералами каолининовой группы и слюдами, являются продуктами их частичной каолинизации и не имеют постоянного состава. К гидрослюдистой группе относятся минералы гидромусковит, иллит.

Одним из определяющих признаков глинистых минералов является соотношение  $\text{SiO}_2 : \text{R}_2\text{O}_3$  где  $\text{R}_2\text{O}_3$  – полуторные оксиды, включающие сумму  $\text{Al}_2\text{O}_3$  и  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . Это отношение составляет для минералов каолининовой группы – 2–3; для палыгорскитовой группы – 2.1–2.5; для гидрослюдистой группы оно равно 3–4 и для минералов монтморрилонитовой группы составляет 4–7. Чем больше это отношение, тем сильнее проявляются гидрофильные свойства глинистых пород, тем сильнее набухают и распускаются в воде глины.



В настоящее время для определения структур глинистых минералов пользуются обобщениями, сделанными еще Полингом [2]. По Полингу в основе строения большинства глинистых минералов лежат два структурных элемента. Один структурный элемент состоит из двух слоев плотноупакованных атомов кислорода или гидроксогрупп, между которыми в октаэдрической координации расположены атомы алюминия, железа и магния, которые равноудалены от атомов кислорода и гидроксогрупп. Второй элемент структуры построен из кремнекислородных тетраэдров, в центре которых расположены атомы кремния, равноудаленные от 4-х гидроксогрупп или атомов кислорода. Кремнекислородные тетраэдры расположены в форме бесконечно повторяющейся гексагональной сетки, образующей слой  $\text{Si}_4\text{O}_6(\text{OH})_4$ .

Указанные структурные элементы составляют основу кристаллической решетки минералов группы монтморрилонита, палыгорскита, гидрослюд и каолинита.

На рис. 1 показана кристаллическая решетка монтморрилонита. Каждый пакет его состоит из двух тетраэдрических слоев и одного октаэдрического слоя. Они непрерывны в направлении осей А и В и ограничиваются дефектами решетки. Расстояние от поверхности одного слоя до поверхности другого, включая и толщину самого слоя, обозначается через С. Расстояние между слоями может уменьшаться или увеличиваться в зависимости от состава катионов, замещающих водород в наружных гидроксогрупп. Катионы  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{Al}^{3+}$  и другие способны связывать между собой соседние слои, препятствуя увеличению расстояния С между слоями. Если катионы наружных гидроксогрупп замещаются одновалентными металлами, то связь между слоями нарушается, и слои могут быть разобщены. Обычно глинистые минералы имеют смешанный состав катионов, в основном натрия и кальция. В этом случае между слоями существует гибкая связь, допускающая увеличение расстояния между слоями (пакетами) при проникновении в межпакетное пространство молекул воды.

**Монтмориллонит  $(\text{OH})_4 \text{Al}_4 \text{Si}_8 \text{O}_{20}$**

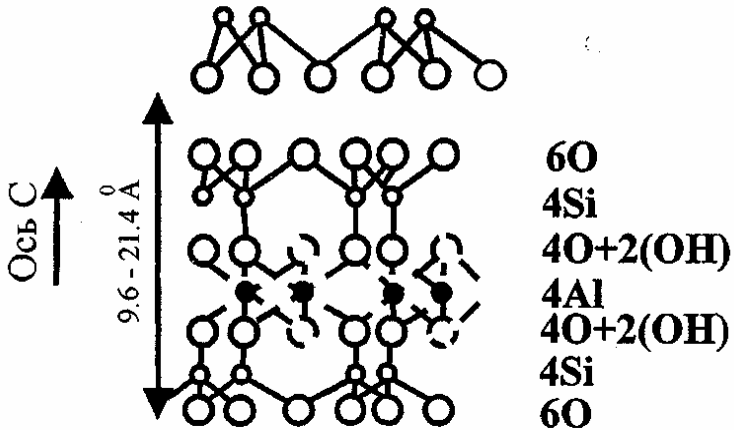


Рис. 1. Кристаллическая решетка монтмориллонита

Молекулы воды проникают в промежутки между элементарными ячейками и раздвигают их. При этом расстояние между элементарными ячейками увеличивается. Чем меньше поливалентных катионов содержится в обменном комплексе минерала, тем свободнее раздвигается кристаллическая решетка в направлении оси С. Кристаллическая решетка монтмориллонита в связи с изоморфными замещениями электрически не сбалансирована. Плоские грани заряжены отрицательно, а поверхность ребер – положительно там, где разорвана решетка.

Бентониты принято подразделять на щелочные и щелочноземельные бентониты, а также щелочные и щелочноземельные суббентониты. Суббентониты отличаются от соответствующих бентонитов менее выраженными коллоидными свойствами и меньшей набухаемостью. Толщина водных слоев между пакетами кристаллической решетки минералов зависит от природы обменных катионов. Натриевые

бентониты окружены тремя слоями связанной воды, а кальциевые – четырьмя. Количество же связанной воды у натриевых бентонитов значительно больше.

Исследования по влиянию кристаллохимических свойств глинистых минералов на гидрофильность, набухаемость, пластичность, дисперсность, тиксотропное структурообразование, коагуляционную устойчивость показывают, что у щелочных (натриевых) бентонитов с высоким (80–100 мг экв/100г) обменным комплексом при диспергировании в воде образуется хорошо развитый диффузный слой ионов, благодаря которому достигается практически полная пептизация частиц и стабилизация дисперсии [3]. Тиксотропные свойства таких дисперсий выражены слабо, коагуляционное структурообразование проявляется в пластическом характере разрушения и эффективная вязкость обусловлена в основном пластической составляющей. Из подобных бентонитов образуются глинистые растворы с необходимым минимальным уровнем эффективной вязкости при относительно низкой массовой доле глинистой фазы, но с высокой прочностью структуры. Благодаря хорошо развитым сольватным оболочкам показатель фильтрации дисперсии щелочных бентонитов имеет низкие значения.

Щелочноземельные кальциевые бентониты сильнее связывают воду по сравнению со щелочными, плохо пептизируются, образуя в воде прочную, относительно жесткую структуру. И даже при высоком обменном комплексе для приготовления раствора с равной эффективной вязкостью таких бентонитов требуется существенно больше, чем натриевых. Большой размер частиц кальциевых бентонитов обуславливает повышенную фильтрацию их водных дисперсий.

Частицы бентонита могут взаимодействовать по типу: грань к грани, ребро к ребру и ребро к грани [4]. Преобладание первого типа взаимодействия, например, при увеличении двухвалентных катионов, ведет к агрегации частиц. Это, в свою очередь, уменьшает число кинетически активных, структуро- и коркообразующих элементов. Суспен-

зия глины разжижается, фильтрационная корка становится более проницаемой. Для восстановления исходных технологических свойств необходимо или увеличить концентрацию глины, или химической обработкой свести к минимуму агрегирующее действие двухвалентных катионов.

Межчастичное взаимодействие по типу ребро к ребру и ребро к грани ведет к образованию тиксотропного пространственного каркаса, а также к увеличению доли иммобилизованной воды. При этом возрастают прочность статической структуры дисперсии и ее эффективная вязкость при низких градиентах скорости сдвига, а водоотдача уменьшается.

В буровых растворах, приготовленных на основе бентонитовой глины, могут реализовываться все типы межчастичного взаимодействия. Преобладание одного из них обуславливает качество системы.

Палыгорскит занимает особое положение в ряду глинистых минералов. Это связано со спецификой его структуры. На рис. 2 показана кристаллическая решетка палыгорскита.

**Палыгорскит  $(\text{OH}_2)_4(\text{OH})_2\text{Mg}_5\text{Si}_8\text{O}_{20} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$**

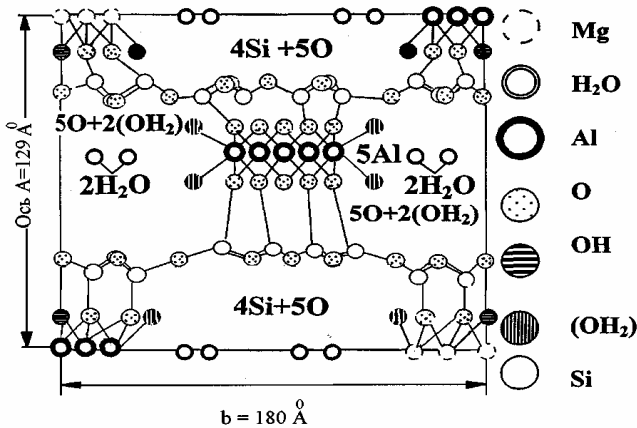


Рис. 2. Кристаллическая решетка палыгорскита

Он имеет волокнистое строение. Структура образована из двойных цепочек (лент) кремнекислородных тетраэдров состава  $[\text{Si}_4\text{O}_{11}]^{6-}$ , спаренных таким образом, что в плане они образуют правильные гексагональные кольца [5]. Обе ленты соединяются между собой катионами:  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Al}^{3+}$  или  $\text{Fe}^{3+}$ . Особенностью катионного обмена является то, что обменные ионы прочно связаны с элементами структуры и в основном находятся внутри каналов. Это обуславливает пониженное значение обменной емкости катионов. Заполнение каналов дисперсионной средой определяется величиной молекул. Молекулы воды проникают в них беспрепятственно. Крупные гидратированные ионы в каналы не проникают, и их сорбция происходит на внешней поверхности частиц. Так как палыгорскит имеет жесткую структурную решетку, он адсорбирует воду, не увеличиваясь в объеме. Особенности ионного обмена и кристаллическое строение палыгорскита объясняют способность его диспергировать и образовывать структурированные дисперсии в соленасыщенной воде.

Таким образом, антифильтрационные характеристики палыгорскита значительно хуже, чем бентонита. Суспензии палыгорскита обладают высокой водоотдачей и толстой фильтрационной коркой. Процессы пептизации и размокания у палыгорскита замедлены. Попытки форсировать их механическим диспергированием приводят к повреждению волокон и кристаллической решетки. Поэтому более эффективно диспергирование в водной среде путем продолжительного перемешивания или более интенсивного воздействия, например, ультразвуком.

Для каолинитов и гидрослюд характерно жесткое сцепление агрегатов кристаллов. На рис. 3 показана кристаллическая структура гидрослюд (иллита).

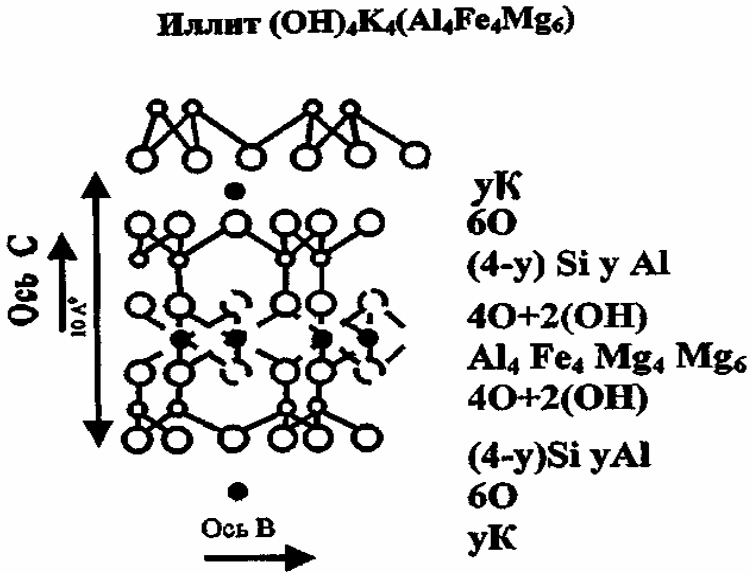


Рис. 3. Кристаллическая решетка иллита

Она подобна структуре монтморрилонита, но имеет большее число изоморфных замещений. Возникающий в связи с этим заряд компенсируется необменными катионами калия, размещенными в межпакетном промежутке. Большая по сравнению с монтморрилонитом фиксированность пакетов обуславливает значительно меньшее проникание между ними полярных жидкостей и, как следствие, малое набухание. Такая устойчивая и жесткая структура должна была бы обусловить незначительную физико-химическую активность гидрослюдистых минералов, что, однако, не наблюдается. Для них характерны высокая коллоидальность, сравнительно большие значения емкости обмена, хорошие адсорбционные свойства. Это несоответствие объясняется образованием смешанно-слоистых структур, у которых алюмосили-

катные пакеты одного глинистого минерала переслаиваются с пакетами других. Для гидрослюдистых глин типично нерегулярное чередование прослоев. Например, широко распространены смешанные структуры различных гидрослюдов с монтморрилонитом или каолинитом. Таким образом, свойства гидрослюдистых глин определяются составляющими их структурами. По мере увеличения в них компонентов с подвижной решеткой растут емкость ионного обмена, коллоидно-химическая активность, набухание и т.п.

На рис. 4 представлена кристаллическая решетка каолинита.

Структура его имеет слоистое строение. Каждый слой состоит из одной кремнекислородной тетраэдрической сетки и одной алюмокислородной октаэдрической сетки, сочлененных в единый слой так, что вершины тетраэдров примыкают к вершинам октаэдров. Элементарная ячейка кристаллической решетки каолинита в целом электронейтральна. Жесткость кристаллической решетки каолинита является причиной его плохой диспергируемости в воде, малой емкости катионов и неспособности к набуханию.

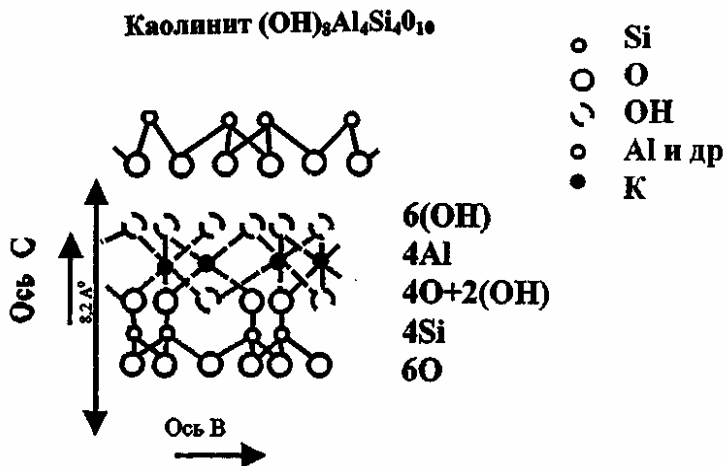


Рис. 4. Кристаллическая решетка каолинита

На свойства глинистых растворов оказывают влияние размеры и форма частиц глины. Наибольшее влияние оказывает коллоидная фракция с размером частиц менее 1 мкм. Чем меньше размер частиц, тем больше их качественное влияние на свойства глинистых растворов. В бентонитовых глинах содержание коллоидных фракций значительно больше, чем у каолинитовых глин и может достигать 40%. По форме частицы чаще всего имеют вид плоских или лентовидных чешуйчатых пластинок, реже – продолговатую (игольчатую) форму. Благодаря такой форме частицы имеют большую суммарную поверхность, на которой развивается свободная поверхностная энергия. В табл. 1 приведены физико-химические характеристики основных типов глинистых минералов.

### 1.2. Физико-химические процессы в глинистых растворах

Простейший глинистый раствор представляет собой взвесь диспергированной глины в воде. Состав и качество его определяются составом и качеством дисперсной фазы и дисперсионной среды. В качестве основной дисперсионной среды используется вода.

Таблица 1

Физико-химические характеристики глинистых минералов

Глины	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Обменная емкость, моль/кг	Эффективная удельная поверхность, м <sup>2</sup> /г	Отноше- ние SiO <sub>2</sub> : R <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
1. Бентонитовые	2,50 – 2,73	0,80 – 1,50	450 – 900	4 – 7
2. Пальгорскитовые	2,50 – 2,70	0,20 – 0,30	800 – 1000	2,1 – 2,5
3. Гидрослюдистые (иллитовые)	2,48 – 2,70	0,10 – 0,40	400 – 500	3 – 4



4. Каолининовые	2,47 – 2,68	0,03 – 0,15	20 – 80	2 – 3
-----------------	-------------	-------------	---------	-------

Между поверхностью дисперсной фазы и дисперсионной средой наблюдается определенное взаимодействие. Помимо чисто механического диспергирования глины в воде происходят процессы физико-химического взаимодействия, которые затем приобретают особую значимость: набухание, диссоциация, обмен катионами и адсорбция. Исследование процессов набухания глин различного минералогического состава показало, что наибольшей набухаемостью отличаются монтморрилонитовые глины [5]. Набухание монтморрилонита сопровождается двумя явлениями: внедрением слоев воды между плоскостями решетки глинистого минерала и капиллярным всасыванием воды внутрь кристалла глины. Наименьшей набухаемостью обладают каолины, объем набухания которых соответствует примерно общей пористости образца. Другие глины по набухаемости занимают промежуточное положение между монтморрилонитом и каолином.

Природа набухания глин в настоящее время еще недостаточно изучена и служит объектом различных гипотез. Наиболее вероятно, что в основе этого явления лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил, определяющих напряжение, с которым вода удерживается в структурированной системе. Действие капиллярных сил ограничено периодом пропитки пробы материала, включая процессы диспергации глинистых частиц под действием среды. При значительной проницаемости проб (отсутствие полупроницаемой мембраны) влияние осмотических сил также носит ограниченный характер. Основную роль в межпакетном набухании играют адсорбционные силы.

В результате некомпенсированных молекулярных сил на поверхности твердой фазы образуются сольватные (гидратные) слои, толщина которых между двумя пластинами для отдельных твердых тел определяется экспериментально. Известно, что свойства жидкости,

находящейся в сольватном слое, значительно отличаются от ее свойств в объеме раствора. Значительно повышаются ее вязкость, сопротивление сдвигу, упругость и другие свойства. Эти слои, несмотря на их весьма малую величину, существенно изменяют природу взаимодействия поверхностей.

Поскольку процесс набухания – это процесс поглощения дисперсионной среды дисперсной фазой, он сопровождается увеличением объема последней с одновременным уменьшением суммарного объема обеих фаз, т.е. контракцией системы. *Контракция* обусловлена сжатием адсорбированного вещества в сольватном слое.

По мере образования новых поверхностей контакта глины с водой происходит диссоциация глинистых частиц на крупные анионы, представляющие собой основную кристаллическую часть минерала, и катионы, состоящие из металлов обменного комплекса. В результате такой диссоциации глинистые частицы приобретают отрицательный электрический заряд большой величины и в силу этого держат в сфере притяжения и положительно заряженные катионы, и молекулы воды, которые ориентируются положительно заряженными частями в сторону глинистой частицы и адсорбируются на ее поверхности.

Р.Грим [6] считает, что катионный обмен на поверхности глинистых минералов может быть вызван тремя причинами.

1. Вследствие разрушения связей по краям кремнезем-глинеземных структурных единиц образуются свободные заряды, которые должны быть сбалансированы адсорбированными катионами. Следовательно, количество нарушенных связей и величина обменной емкости возрастают с уменьшением размеров частиц. Для монтморрилонитов около 20% обменной емкости определяется нарушенными связями.

2. Замещением ионов с большой валентностью ионами с меньшей валентностью. Например, кремния алюминием и алюминия маг-

нием. Для монтморрилонита около 80% обменной емкости связано с подобными замещениями в кристаллической решетке.

3. Замещением водорода краевых гидроксидных групп катионом, который сам будет способен к обмену.

Среди глинистых минералов по емкости катионного обмена на первом месте стоят вермикулит (100–150 мэкв на 100 г) и монтморрилонит (80–150 мэкв на 100 г).

Анионный обмен на поверхности глинистых минералов может быть вызван следующими факторами.

1. Так как происходит разрушение связей по краям частиц, то в результате образуется одинаковое количество положительных и отрицательных связей. Следовательно, емкость анионного обмена должна быть равна емкости катионного обмена.

2. В обменных реакциях участвуют гидроксид ионы, находящиеся на поверхности глинистых частиц. При анионном обмене большое значение имеют форма и размер аниона по отношению к геометрии структурных ячеек глинистых минералов. Анионы фосфатов ( $\text{PO}_4^{3-}$ ), арсенатов ( $\text{AsO}_4^{3-}$ ) и боратов ( $\text{BO}_3^{3-}$ ) имеют почти одинаковый размер и форму, как и у кремнекислородного тетраэдра, и поэтому легко адсорбируются на поверхности глинистых минералов.

Величина анионного обмена для различных глинистых минералов может составлять 20–30 мэкв/100 г для монтморрилонита и 7–20 мэкв/100 г для каолинита. По отношению катионного обмена к анионному можно судить о том, что основное значение в бентонитовых глинистых растворах имеет катионный обмен, а в каолиновых – анионный.

Данные об анионном обмене показывают, что на поверхности глинистых минералов могут существовать и положительные, и отрицательные участки, хотя в целом глинистые частички заряжены отрицательно.

В результате диссоциации глинистые частицы в целом приобретают отрицательный электрический заряд большой величины и в силу

этого держат в сфере притяжения и положительно заряженные катионы, и молекулы воды, которые ориентируются положительно заряженными частями в сторону глинистой частицы и адсорбируются на ее поверхности. Под действием электрического поля и поля адсорбционных сил глинистая частица притягивает из дисперсионной среды к своей поверхности ионы противоположного знака, которые удерживаются около поверхности этой частицы на определенном расстоянии в зависимости от их электрического заряда, величины, концентрации, объема, поляризуемости, валентности, способности гидратироваться и вида электролитов в растворе. Таким образом на поверхности глинистых частиц образуется двойной электрический слой с одноименным зарядом вокруг глинистых частиц, который вызывает возникновение сил отталкивания, способствующих равномерному распределению частиц в суспензии. В водных растворах двойной электрический слой на большей части поверхности глинистых частиц состоит из отрицательной обкладки поверхности глинистых частиц и положительно заряженной наружной обкладки, состоящей из катионов металлов. Изменение концентрации электролитов или химических реагентов в глинистом растворе приводит к изменению дзета-потенциала. Чаще всего изменяется концентрация щелочи. При ее увеличении вначале происходит замещение H-ионов, а затем ионов тяжелых металлов Na-катионами. Одновалентные катионы слабо притягиваются к поверхности глинистой частицы, так как имеют меньший заряд. Поэтому они более подвержены тепловому рассеиванию, в результате чего увеличивается толщина диффузного слоя. Если в адсорбционном слое содержится не менее 50% катионов тяжелых металлов, то с увеличением концентрации щелочи дзета-потенциал возрастает. Это объясняется тем, что замещающие Na-катионы располагаются не в адсорбционном, а в диффузном слое, так как они вследствие малого заряда слабее притягиваются поверхностью глинистой частицы и в то же время отталки-

ваются поливалентными ионами, обладающими большим зарядом. При дальнейшей замене катионов тяжелых металлов натрием уменьшается дзета-потенциал. Это объясняется тем, что количество оставшихся в адсорбционном слое катионов тяжелых металлов недостаточно для перехода Na-катионов в адсорбционный слой.

Согласно классификации Ребиндера П.А. [7] между водой и глиной существует четыре формы связи. Они располагаются в порядке убывающей энергии связи:

- 1) химически связанная вода (гидроксид ионы и кристаллогидраты);
- 2) адсорбционно связанная вода (соответствует мономолекулярному слою на поверхности глинистых частиц);
- 3) капиллярно связанная вода (в том числе и внутриапакетная);
- 4) свободная вода (в том числе механически захваченная в пористом пространстве).

Глинистый раствор представляет собой многокомпонентную систему, содержащую твердые частички (глинистые частицы, частицы утяжелителя и выбуренной породы) и жидкости (вода, химические реагенты, нефть). Кроме того, глинистый раствор взаимодействует с горными породами, слагающими стенки скважины. Глинистые частицы, находящиеся в растворе, имеют небольшие размеры и вследствие этого обладают чрезвычайно большой суммарной поверхностью, способной адсорбировать растворенные химические реагенты. Вода также способна адсорбироваться на поверхности твердой фазы и, следовательно, между водой и химическими реагентами происходит конкуренция, осложняющаяся их взаимодействием.

Между поверхностью глинистых частиц и раствором, содержащим сложные химические соединения, происходит обмен катионами, который отличается от обычного катионного обмена тем, что наряду с чисто электростатическим взаимодействием ионита с ионом проявляется действие межмолекулярных сил притяжения. При этом органи-

ческий полимер адсорбируется глиной в количествах, не эквивалентных количеству вытесненного металлического катиона.

### 1.3. Свойства глинистых растворов

Основной характеристикой глинистого раствора является *глиноемкость*. Это максимальное содержание глинистой фазы, при котором буровой раствор сохраняет заданную консистенцию. Этот показатель характеризует коллоидальность глины (чем выше глиноемкость, тем ниже коллоидальность), эффективность химической обработки и является одним из важнейших критериев разжижения глинистого раствора. Малая глиноемкость свойственна растворам с коллоидно-активной фазой. Главный фактор, определяющий их консистенцию – прочность возникающих структур. В этом случае разжижение достигается путем уменьшения числа коагуляционных контактов в единице объема в результате разбавления водой или ослабления их прочности обработкой реагентами-стабилизаторами. Это показано на рис. 5, где на оси ординат приведены добавки воды, необходимые для возвращения заданной вязкости растворам, загустевшим от введения 1% глины сверх того количества, которое допускает их глиноемкость.

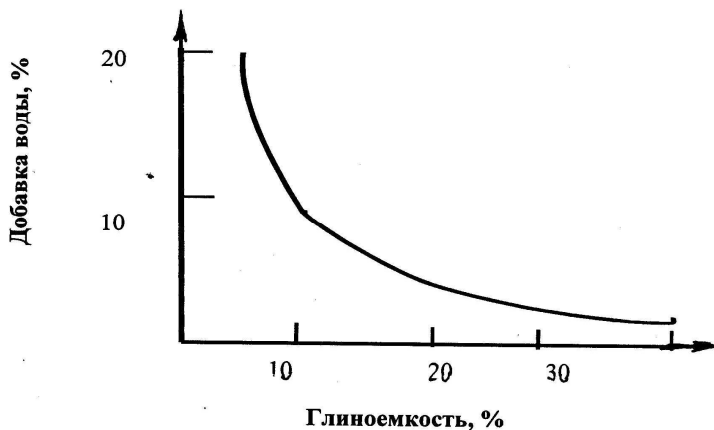


Рис. 5. Зависимость добавок воды, необходимых для поддержания рабочей консистенции буровых растворов от их глиноёмкости

В зависимости от консистенции глинистого раствора на стенках скважины образуется глинистая корка различной толщины. Процесс образования на стенках скважин глинистой корки называется *глинизацией*. Существует закономерность, общая для всех глинистых растворов: чем больше в растворе коллоидных частиц, тем меньше количество воды переходит в пласт, тем тоньше и прочнее корка.

Если глинистый раствор содержит достаточное количество коллоидных частиц, но они плохо защищены от слипания, то происходит образование рыхлых хлопьев. При движении глинистого раствора в пласт хлопья глинистых частиц задерживаются в порах. Благодаря рыхлости хлопьев вода из глинистого раствора продолжает поступать в пласт. Количество хлопьев на поверхности породы возрастает. На стенках скважины образуется толстая и очень рыхлая корка из слипшихся глинистых частиц, непрерывно пропускающих воду. Такая корка вредна не только потому, что она пропускает много воды в стенки скважины, она уменьшает диаметр ствола скважины, препятствуя свободному движению бурового инструмента. При прекращении бурения бурильные трубы ложатся на толстую корку и может произойти при-

хват инструмента. Толстая корка затрудняет спуск обсадной колонны. Также при подъеме и спуске бурильных труб толстая корка сгребается замками труб, образуя сальники, что способствует прихватам инструмента.

Тонкая компактная корка укрепляет стенки скважины, предохраняя их от обвалов. Прочная тонкая глинистая корка плохо пропускает воду из глинистого раствора, но и обратно: вода, нефть и газ, находящиеся в пластах, плохо проходят в скважину через глинистую корку. Этим обеспечивается изоляция пластов друг от друга.

Глинистые растворы по своим свойствам занимают промежуточное положение между коллоидными растворами и растворами высокомолекулярных веществ. Присутствие в составе глинистых суспензий Na-, K- и Li-бентонитов приближает их по свойствам к растворам высокомолекулярных веществ и в то же время содержание более грубодисперсных и менее гидрофильных глинистых минералов и утяжелителей придает подобным системам в целом гидрофобный характер.

В отличие от обычных суспензий глинистые растворы, как правило, не обладают способностью к седиментации и флотации. Для изучения дисперсности глинистых частиц методами седиментационного анализа обычные глинистые растворы многократно разбавляют водой.

Глинистые растворы по своим реологическим свойствам относятся к числу связнодисперсных тиксотропно обратимых коагуляционных структур. Это значит, что состояние коагуляции является для них нормальным состоянием. Способность глинистого раствора загустевать при состоянии покоя и снова разжижаться при циркуляции называется *тиксотропией*, а быстрота восстановления структуры – *тиксотропностью*. Чем выше тиксотропность, тем сильнее разрушается структура



при перемешивании, тем быстрее восстанавливается она при состоянии покоя.

Благодаря тому, что глинистый раствор обладает структурой, обломки выбуренной породы при прекращении движения раствора не могут преодолеть статическое напряжение сдвига (СНС) и остаются неподвижными (такая способность глинистого раствора называется *удерживающей*). Не происходит выпадения частиц выбуренной породы на забой, что предотвращает прихват бурового инструмента.

Однако следует отметить, что увеличение СНС выше определенной величины вредно, так как это приводит к тому, что насосы после остановки не смогут прокачать глинистый раствор, загустевший в трубах. Кроме этого, ухудшается очистка раствора от выбуренной породы. Прочная структура раствора затрудняет проведение электрометрических работ.

Таким образом, отличительными и главными свойствами глинистых растворов являются:

- способность загустевать при покое и разжижаться при перемешивании;
- способность сохранять структуру даже при перемешивании;
- способность удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы и утяжелителя;
- способность образовывать глинистую корку;
- чуткость к действию химических реагентов;
- доступность и экономичность исходных материалов (глины и воды).

Перечисленные свойства глинистых растворов служат причиной того, что они получили наибольшее приоритетное распространение среди других промывочных жидкостей.

#### **1.4. Приготовление глинистых растворов**

Глинистые растворы готовят в основном из глинопорошков, специально выпускаемых промышленностью на специализированных заводах. Реже используется комовая глина, как правило, худшего качества, чем глинопорошок. Производство глинопорошков включает добычу сырья на глинокарьерах, доставку его на заводы, измельчение, сушку, помол и затаривание в специальные мешки. Качество глинопорошка регламентируется техническими условиями (ТУ). Однако по ТУ не ограничивается качество глинистого сырья «снизу» и для приготовления буровых растворов из глинопорошка можно использовать самую некондиционную глину. Естественно, это является существенной, а в ряде случаев и непреодолимой помехой создания малоглинистых буровых растворов.

Основным показателем качества (сортности) глинистого сырья является выход раствора – число м<sup>3</sup> глинистой суспензии заданной вязкости, полученное из 1 т. сырья. В табл. 2 приведены показатели качества различных сортов глинистого сырья.

Таблица 2

Показатели качества различных сортов глинистого сырья

Показатели	Сорт			
	I	II	III	IV
Плотность раствора, г/см <sup>3</sup>	1,06	1,08	1,10	> 1,11
Выход раствора, м <sup>3</sup> /т	10	8	6	< 6
Содержание песка, % не >	6	7	7	8

В зависимости от основного породообразующего минерала глины подразделяются на следующие типы и марки (табл. 3).

Таблица 3

### Типы и марки глин

Основной породообразующий минерал	Минеральный тип глин	Марка глин
Монтмориллонит	Бентонитовый	Б-1 – Б-9
Пальгорскит	Пальгорскитовый	П-1 – П-6
Каолинит и гидрослюды	Каолинит-гидр.слюд-ый	К-1 – К-3

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхский (1 сорт, Армения) и черкасский (1 сорт, Украина) бентониты. Эти глины создают хорошие структурированные суспензии при концентрации 3–4% по объему, что соответствует выходу раствора более 10 м<sup>3</sup>/т.

2. Глины средней коллоидности – огланлинский, черкасский (2 сорт), саригюхский (2, 3 сорт) бентониты, обеспечивающие выход раствора 10–4 м<sup>3</sup>/т.

3. Низкоколлоидные глины (дружковская, кугшанакская, нефтебадская, биклянская), дающие выход раствора менее 4 м<sup>3</sup>/т. Они характеризуются высоким содержанием твердой фазы в суспензии (14–22% объемных) и высокой плотностью 1,22–1,35 г/см<sup>3</sup>.

Для улучшения качества глинопорошков (модификации) в них вводят различные реагенты (модификаторы). Эффект *модификации* выражается в повышении вязкости глинистого раствора за счет дополнительного диспергирования глины, увеличения объема связанной воды, вязкости дисперсионной среды и усиления гелеобразования. В качестве модификаторов используют кальцинированную соду и акриловые полимеры.

Добавки соды необходимы для перевода бентонита в натриевую форму, которая лучше диспергируется в воде, вследствие чего увеличиваются активная поверхность бентонита и количество адсорбированного полимера, качественно изменяющее характер взаимодействия

между контактирующими частицами. Такая обработка позволяет повысить выход раствора из бентонита с 10 до 18–20 м<sup>3</sup>/т и более.

Увеличение количества коллоидных частиц вызывает уменьшение водоотдачи глинистого раствора и некоторый рост вязкости. СНС вследствие улучшения смачиваемости резко падает, но при дальнейшем добавлении химического реагента постепенно возрастает, так как число частиц, образующих структуру, увеличивается. Наименьшая водоотдача свидетельствует о практически полном превращении кальциевой глины в натриевую и о максимальном диспергировании глины. Количество коллоидных частиц настолько возрастает, что СНС превышает исходную величину. При дальнейшем добавлении кальцинированной соды последняя действует как коагулятор. Концентрация положительно заряженных ионов натрия вблизи глинистых частиц увеличивается так, что отрицательный заряд частиц глины нейтрализуется. Частицы перестают отталкиваться и слипаются. В результате водоотдача раствора и в особенности СНС резко возрастают. Происходит коагуляционное структурообразование. На рис. 6 представлена кривая зависимости водоотдачи глинистого раствора от количества кальцинированной соды. Как видно из рисунка, к глинистому раствору добавляют то количество соды, которое соответствует наименьшей водоотдаче.

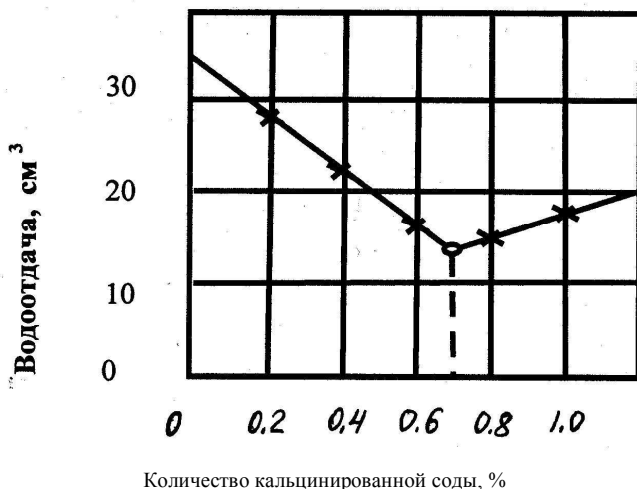


Рис. 6. Кривая зависимости водоотдачи глинистого раствора от количества кальцинированной соды

На внешнем рынке качество глинопорошков для бурения оценивают по стандарту Американского нефтяного института (API-13A) и по спецификации ассоциации нефтяных компаний (OSMA DFSP-4).

За рубежом выпускается около 120 марок глинопорошков для водных буровых растворов, в том числе около 80 из бентонитовых глин, но только 16 марок отвечают требованиям API-13A или OSMA DFSP-4.

Промышленные запасы бентонитов в США имеются в 26 штатах; бентониты штатов Вайоминг, Монтана, Южная Дакота относятся к щелочной разновидности. Среди них вайомингский бентонит является уникальным (обменный комплекс до 100–110 мг экв/100 г с содержанием катионов натрия 70–80 мг экв/100 г, выход раствора 16–20 м<sup>3</sup>/т) и с ним, как с эталонным, сопоставляют обычно качество бентонитовых глин во всех странах. Штат Вайоминг поставляет около 70% всех глин, классифицируемых как высокосортный бентонит для бурения нефтя-

ных скважин. Из вайомингского бентонита без химической обработки 29 фирм выпускают 31 торговую марку бентопорошков для всех типов водных буровых растворов, включая и соленасыщенные [8].

Наиболее крупными месторождениями с залежами щелочных бентонитов на территории СНГ являются – Саригюхское (Армения), Огланлинское (Туркменистан), Асканское (Грузия), Даш-Салахлинское (Азербайджан). Однако имеющееся на этих месторождениях переслаивание щелочных бентонитов щелочноземельными затрудняет селективную выработку качественного глинистого сырья. Это обстоятельство, а также худшее качество этих щелочных бентонитов по сравнению с вайомингскими, объясняют отсутствие производства немодифицированных бентонитовых порошков с выходом раствора более 12 м<sup>3</sup>/т.

Качество порошков, выпускаемых в настоящее время в России, также достаточно низкое, так, например, выпускаемый АО «Керамзит» (г.Серпухов Московской области), по содержанию монтморрилонита (в среднем 35%) и выходу раствора из 1 т бентопорошка (9–10 м<sup>3</sup>/т) соответствует 2 сорту. Близки по качеству бентопорошки из глин Биклянского (Татарстан) и Харанорского (Читинская область) месторождений.

Получение более качественных бентопорошков из глин Саригюхского (Армения), Асканского (Грузия) и Черкасского (Украина) месторождений затруднено из-за частичного свертывания производства и разрыва экономических связей.

В Казахстане глинопорошок выпускает ГХК «Тулпар» (г.Актюбинск), а исходным сырьем для его производства являются каолинито-гидрослюдистые глины месторождения Кенкияк, которые по ТУ на глинистое сырье относятся к 4 сорту. Однако в Казахстане имеются месторождения высококачественной бентонитовой глины, но промышленный выпуск бентопорошков еще не налажен.

Казахстанской компанией «БУРМАШ» при проведении буровых работ на золоторудных месторождениях Казахстана был использован высококоллоидальный бентопорошок AQUAGEL американской фирмы «Bargoid».

AQUAGEL (Аквагель) – бентонитовый порошок с высоким выходом раствора, из глин лучших месторождений штата Вайоминг, не содержит полимеров и химических добавок. Благодаря положительным и отрицательным зарядам на частицах глины образуется гелеобразная структура, что повышает вязкость раствора. Глина структурируется в пластинчатые перекрывающие друг друга слои, быстро образуя тонкую непроницаемую корочку на стенках скважины, что уменьшает водоотдачу раствора. Бентонит экологически чистый.

В табл. 4 представлен минералогический и химический составы типичного Вайомингского бентонита.

Ориентировочное количество бентонита, добавляемого в пресную воду и растворы на основе пресной воды.

*Добавка к пресной воде:*

- При нормальных условиях бурения – 35 – 60 кг/м<sup>3</sup>.
- Для стабилизации неустойчивых пород – 70 – 100 кг/м<sup>3</sup>.
- Для прекращения потери циркуляции – 85 – 110 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 4

Минералогический и химический составы  
типичного Вайомингского бентонита

Минералогический состав (в %)		Химический состав (в %)	
Монтмориллонит	85	SiO <sub>2</sub>	55,44

Кварц	5	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20,14
Полевые шпаты	5	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	3,67
Кристаллит	2	CaO	0,49
Иллит	2	MgO	2,49
Кальцит и гипс	1	Na <sub>2</sub> O	2,76
		K <sub>2</sub> O	0,60
		Связанная вода	5,50
		Влажность (при 104°C)	8,00

*Добавка к раствору на основе пресной воды.*

- При нормальных условиях бурения – 11 – 28 кг/м<sup>3</sup>.
- Для стабилизации неустойчивых пород – 25 – 50 кг/м<sup>3</sup>.
- Для прекращения потери циркуляции – 28 – 56 кг/м<sup>3</sup>.

Фирмой DDF (Desert Drilling Fluids) Аквагель выпускается под маркой Natural Gel.

При проведении буровых работ компанией «Бурмаш» на месторождениях Акбакая наряду с бентопорошком Аквагель использовались бентонитовые комовые глины Таганского месторождения, расположенного в Зайсанском районе Восточно-Казахстанской области.

Бентонитовые глины основных продуктивных горизонтов Таганского месторождения по минералогическому составу монтмориллонитовые (87,9–97,2%) с примесью галлуазита, каолинита, гидрослюда, палыгорскита.

Ниже приводятся основные характеристики глин 9 и 10 горизонтов месторождения.

Средний химический состав (в %):

SiO <sub>2</sub> –	56,69 – 56,89	MgO –	2,84 – 2,92;
TiO <sub>2</sub> –	0,38 – 0,52	K <sub>2</sub> O –	0,47 – 0,70;
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> –	14,16 – 14,79	Na <sub>2</sub> O –	0,10 – 0,11;
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> –	3,78 – 4,54	SO <sub>3</sub> –	0,21 – 0,28;
CaO –	2,81 – 3,93	Влага –	7,26 – 8,35.



Дисперсный состав бентонитов и показатели набухания:

– содержание фракций размером (в %):

более 0,1 мм	– 0,50 – 1,05;
0,1 – 0,01 мм	– 17,0 – 20,50;
0,01 – 0,001 мм	– 40,90 – 45,70;
менее 0,001 мм	– 8,90 – 9,10.

Состав и емкость обменного комплекса:

$K^+ + Na^+$  – 36,99 – 44,50 мг·экв;

$Ca^{2+} + Mg^{2+}$  – 34,96 – 46,99 мг·экв.

Усредненные показатели буровых растворов.

Плотность раствора (при вязкости 25 сек) – 1,04 г/см<sup>3</sup>.

Содержание песка – 1 – 2%.

Выход раствора – 14,5 м<sup>3</sup>/т.

Поскольку монтмориллонитовые глины Таганского месторождения являются кальциевыми, для улучшения их распускания в процессе приготовления раствора необходима добавка кальцинированной соды.

За последнее время создана широкая гамма полимерных соединений класса акрилатов, полисахаридов, биополимеров и др., которые с успехом применяются в качестве добавок к буровым растворам. Они также служат модификаторами буровых растворов, увеличивая его выход и технико-экономические показатели бурения.

Эти соединения обладают хорошими реологическими и фильтрационными свойствами, что позволяет интенсифицировать процесс разрушения горных пород. Они экологичны, просты в применении, экономичны и биологически разрушаемы.

В Казахском национальном техническом университете на кафедре технологии и техники бурения скважин были проведены экспериментальные работы по применению полимерных реагентов французской фирмы «PROMAFOR» и немецкой фирмы «BAYER» с целью создания новых рецептур нетоксичных буровых растворов с высоким выходом. Модифицирование этими полимерами буровых растворов

позволило увеличить выход бурового раствора в два и более раз. Буровой раствор был приготовлен из бентонитовой глины месторождения Таукент (Южный Казахстан) марки Б-4 и по технологическим свойствам отвечающим требованиям, предъявляемым к сырью для приготовления буровых растворов.

В настоящее время на кафедре совместно с Институтом химии НАН РК разрабатываются новые композиционные составы буровых растворов с использованием высококачественной бентонитовой глины Таганского месторождения (Восточный Казахстан) марки Б-1. Полимерные реагенты синтезированы в лаборатории «Синтеза полимеров» Института химии. Новые составы буровых растворов позволяют получать растворы с заранее заданными технологическими характеристиками, удовлетворяющими горно-геологическим условиям бурения.

Таким образом, возможность использования различных глин и глинопорошков для приготовления глинистых растворов и оценка их технологических свойств могут осуществляться по следующим основным технологическим показателям, которые в свою очередь зависят от минералогического состава, величины и состава обменного комплекса глин.

1. Расход на приготовление  $1 \text{ м}^3$  глинистого раствора или выход глинистого раствора из 1 т глины.

2. Содержание песка в глинистом растворе, т.е. количество нераспустившихся частиц.

3. Водоотдача глинистого раствора с нормальной концентрацией глины (нормальной концентрацией считается такая, при которой вязкость глинистого раствора составляет  $25 \pm 1 \text{ с}$ ).

4. Солестойкость необработанного глинистого раствора с нормальной концентрацией глины.

Водоотдача необработанного глинистого раствора на пресной воде сравнительно легко регулируется и поэтому при выборе глины не

имеет столь существенного значения, как расход глины и содержание песка. Однако расход глины и водоотдача связаны между собой: чем меньше расход глины, тем меньше водоотдача и наоборот. Поэтому при выборе сырья отдадут предпочтение тем глинам, которые обеспечивают более низкую водоотдачу при одинаковом расходе глины на приготовление 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора.

Применение глинистых растворов основано на следующих положительных качествах:

- удержание шлама во взвешенном состоянии при остановках циркуляции;

- глинизация стенок скважины, в результате чего уменьшается фильтрация раствора или его дисперсионной среды в проницаемые пласты (при этом сохраняется, а иногда и несколько повышается устойчивость стенок скважин);

- способность достаточно оперативно регулировать гидростатическое давление в скважине изменением плотности раствора;

- предупреждение, снижение или ликвидация поглощений;

- качественное проведение комплекса геофизических исследований.

К недостаткам глинистых растворов относятся:

- большая вероятность затяжек и прихватов буровой колонны и приборов в скважине вследствие образования фильтрационной корки, иногда толстой и липкой;

- значительные вязкость и плотность, обуславливающие более высокие гидравлические сопротивления;

- большие затраты химических реагентов, времени и средств на приготовление растворов;

- более низкие буримости горных пород и показатели бурения по сравнению с промывкой водой;

- склонность к вспениванию.

Особенностями технологии бурения скважин с применением глинистых растворов являются систематический контроль показателей

свойств, очистка бурильной колонны при подъеме из скважины, применение поинтервальных промывок при наличии в разрезе пластов, вызывающих осложнения, а также обработка растворов химическими реагентами.

## **2. ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ**

На практике не всегда можно приготовить буровой раствор с требуемыми технологическими свойствами, полностью удовлетворяющими условиям бурения. В ряде случаев необходимо придать буровым растворам особые свойства, которые позволили бы предупредить или

устранить конкретные осложнения, например, пучение, осыпание пород и т.д.

В процессе бурения буровые растворы могут существенно изменять свои свойства под влиянием разбурываемых пород, минерализации вод, температуры и других факторов. Обогащение бурового раствора мелкодисперсными частицами разбурываемых пород приводит к росту вязкости и СНС.

Минерализация буровых растворов за счет пластовых вод, соленосных пород, ангидритов и гипсов также вызывает изменение как структурных, так и фильтрационных показателей.

С ростом глубин бурения забойные температуры и давления достигают больших величин и приводят к увеличению водоотдачи, СНС и вязкости.

Для обеспечения необходимых технологических свойств буровые растворы обрабатывают специальными веществами, которые называются *химическими реагентами*.

Значительная часть реагентов неоднозначно действует в различных условиях. Так, характер действия ряда реагентов зависит от типа глин (твердой фазы), степени солености дисперсионной среды и ее состава, температуры, наличия других реагентов в составе бурового раствора и т.д.

В связи с этим реагенты классифицируют по химической природе и назначению.

По химической природе реагенты делятся на неорганические и органические.

В табл. 5 представлена классификация реагентов по назначению. По ней все реагенты делятся на 3 основные группы:

- электролиты,
- защитные коллоиды (стабилизаторы),
- вещества специального назначения (добавки).

Электролиты являются регуляторами структурно-механических свойств глинистых растворов.

Защитные коллоиды подразделяются на понизители вязкости и СНС, и понизителей водоотдачи. Но резкую границу между ними провести трудно. Многие из используемых реагентов наряду с уменьшением вязкости обеспечивают также снижение водоотдачи.

Вещества специального назначения, цель которых – придать буровым растворам специфические свойства или устранить недостатки, связанные с влиянием на них внешней среды, подразделяются на поверхностно-активные вещества (ПАВ), пеногасители, термостабилизирующие добавки, утяжелители, смазочные добавки, ингибиторы коррозии.

Таблица 5

Классификация химических реагентов по назначению

Электролиты		Защитные коллоиды		Вещества специального назначения
Пептизаторы	Коагуляторы	Понизители водоотдачи	Понизители вязкости	
1	2	3	4	5
Кальц. Сода $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , Фосфаты и полифосфаты натрия $\text{Na}_3\text{PO}_4$ , ( $\text{NaPO}_3$ ) $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	Каустич. Сода NaOH, хлористый кальций $\text{CaCl}_2$ , жидкое стекло $\text{Na}_2\text{O}$ $n\text{SiO}_2$ , известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$	Гуматные реагенты УЩР, ТЩР, КССБ, КМЦ, крахмал, модифиц. Крахмал, карбофен, карбонил, ПАА, гипан,	ССБ, ФХЛС, нитро-лигнин, окзил, ПФЛХ, фосфоновые кислоты НТФ и,	Смазочные добавки: СМАД-1,СГ, графит, нефть, смазки «PROMAFOR», «DDF», «M-1 DF». Эмульгаторы: УФЭ-8, сульфонол НП-1, дисолваны, реагенты «M-1 DF» Пенообразователи: ОП-10,
1	2	3	4	5
$\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$ , реагенты «M-1-DRIL-	хлористый натрий NaCl, бишофит $\text{MgCl}_2$	Реагенты РС-2, РС-4, К-4, К-9,метас,	ОЭДФ, дубильные экстракты:	ОП-7, «Прогресс», «PROMAFOR». Пеногасители: суспензия резины (РС), суспензия

LING FLUIDS”	6H <sub>2</sub> O, сульфаты Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> , Fe <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> , CaSO <sub>4</sub> , цемент.	метасол, лакрис-20, полимеры PROMA- FOR, BARO- ID, DDF, M-I DF, BAYER.	квебрахо, каштановый, дубовый и др.	полиэтилена(ПЭС), полиметилсилоксан (ПМС), соапсток, реагент Т-66, синтетические жирные кислоты. Пластифицирующие добавки: ПКЖ-10, 11, АМСР-3, петросил 2М и др. Термостабилизирующие добавки: хроматы и бихроматы – K <sub>2</sub> CrO <sub>4</sub> , Na <sub>2</sub> CrO <sub>4</sub> и K <sub>2</sub> Cr <sub>2</sub> O <sub>7</sub> , Na <sub>2</sub> Cr <sub>2</sub> O <sub>7</sub> . Утяжелители: карбонатные, баритовые, железистые и свинцовые, «M-I DF». Наполнители: отходы производств, а также продукты «BAROID», «DDF», «M-I». Ингибиторы коррозии: Ингибитор ДС, фенолы эстонских сланцев ФЭС, ингибитор И-1-Д, «M-I DF».
-----------------	--	---	--	--

## 2.1. ПЕПТИЗАТОРЫ

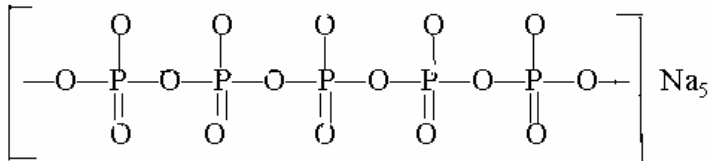
**КАЛЬЦИНИРОВАННАЯ СОДА** – Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Белый кристаллический порошок, плотностью 2,5 г/см<sup>3</sup>, плохо растворяется в холодной

воде. С повышением температуры растворимость увеличивается. При небольших концентрациях (0,75–1,5%) способствует пептизации, облегчает измельчение первичных частиц глины при приготовлении глинистых растворов. Водоотдача и толщина глинистой корки при этом снижаются, повышается стабильность, снижается суточный отстой. Вязкость немного возрастает.

С повышением концентрации  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  до 3–3,5% толщина гидратных оболочек начинает уменьшаться, возрастают СНС и вязкость, водоотдача несколько возрастает. Дальнейшее увеличение концентрации  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  ведет к исчезновению гидратных оболочек, слипанию частиц и коагуляции.

Кальцинированная сода также применяется для связывания ионов кальция в растворах, содержащих гипс, ангидрит, цемент, повышения рН и смягчения воды. Добавление кальцинированной соды в глинистые растворы, приготовленные из местных глин невысокого качества, улучшает их свойства, а также увеличивает выход бурового раствора и повышает качество глинопорошков из небентонитовых глин.

**ФОСФАТЫ И ПОЛИФОСФАТЫ НАТРИЯ** – натриевые соли фосфорной и конденсированных полифосфорных кислот. Полифосфаты – это фосфаты, в которых два атома фосфора или более соединены между собой атомами кислорода. Например, триполифосфат натрия имеет строение:





В качестве разжижителей в основном применяются гексаметафосфат  $(\text{NaPO}_3)_6$ , триполифосфат  $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$  и тетраполифосфат  $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$ .

Полифосфаты могут быть кристаллическими или стекловидными. Стекловидные полифосфаты – это аморфные смеси полифосфатов натрия с цепями различной длины, а их формула может быть представлена в виде отношения  $\text{Na}_2\text{O}/\text{P}_2\text{O}_5$ . Общая формула кристаллических полифосфатов  $(\text{Na}, \text{H})_{n+2}\text{P}_n\text{O}_{3n+1}$ . Механизм их действия состоит в том, что они при оптимальной концентрации образуют вокруг глины защитные оболочки, препятствующие коагуляции. С повышением температуры разжижающий эффект пропадает.

Стекловидные полифосфаты хорошо смягчают жесткую воду, образуя растворимые комплексы с ионами кальция и магния. Этот эффект используется для улучшения пептизации бентонита в целях снижения фильтрации. По мере приближения к температуре кипения воды происходит быстрое обратное превращение полифосфатов в ортофосфаты, что может привести к загустеванию бурового раствора. Тем самым применение полифосфатов ограничивается сравнительно небольшими глубинами.

Необходимо соблюдать технику безопасности при работе с фосфатами. Эти порошкообразные реагенты поставляются в многослойных бумажных мешках и хранятся в условиях отсутствия влажности.

## РЕАГЕНТЫ “M-I DRILLING FLUIDS” (США)

**PHOS (ФОС)** – высокоэффективный сбалансированный полифосфат. Это эффективный химический реагент для кондиционирования и разжижения систем буровых растворов с низким значением pH.

Для достижения удовлетворительных результатов в регулировании реологических свойств достаточно небольшой концентрации этого реагента. Он также эффективен для обработки примесей кальция. При применении с лигнитовым материалом TANNATHIN оба реагента взаимно усиливают действие каждого при регулировании свойств бурового раствора в низкощелочном диапазоне величин рН.

**TANNATHIN (ТАННАТИН)** – лигнитовый разжижитель для всех типов систем буровых растворов на водной основе. При достаточной концентрации обеспечивает превосходный контроль водоотдачи в условиях высоких температур. Хорошо совместим с растворами, как на пресной, так и соленой воде и не подвергается неблагоприятному воздействию обычного загрязнения при бурении скважины.

**K-17** – диспергирующий реагент, представляющий собой видоизмененный лигнит и используемый в буровых растворах на водной основе. K-17 используется в калиевых растворах для получения дополнительной концентрации калия.

**TACKLE (ТЭКЛ)** – концентрированная жидкость со специально подобранным молекулярным весом компонентов для дефлокуляции широкого диапазона буровых растворов на водной основе. Его часто используют в качестве низкотемпературного разжижителя в неглубоких скважинах для сбивания пены с поверхности бурового раствора. Он эффективен при температурах 260<sup>0</sup> С и более, может использоваться с утяжеленными и неутяжеленными растворами, и совместим со всеми существующими разжижителями и реагентами контроля водоотдачи.

**MELANEX-T (МЕЛАНЕКС-Т)** – сильный дефлокулянт для буровых растворов на водной основе. Стабилизирует реологические свойства раствора при любом содержании хлоридов Ca, Mg и Fe. Особенно эффективен в условиях высоких температур.

## 2.2. КОАГУЛЯТОРЫ

**КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА – NaOH**, едкий натр. Белая кристаллическая масса с плотностью 2,13 г/см<sup>3</sup>. Легко растворяется в воде с выделением большого количества тепла. При хранении в открытой таре поглощает из воздуха углекислый газ и превращается в кальцинированную соду. Поэтому его необходимо держать в закрытой таре.

Небольшие добавки NaOH (до 0,1%) к глинистым растворам увеличивают диспергацию глины. Повышение концентрации до 0,5% вызывает коагуляцию глинистого раствора с повышением вязкости, СНС и водоотдачи.

NaOH применяют в качестве регулятора pH, а также при приготовлении щелочных реагентов УЩР, ТЩР, как ограничитель растворимости извести в известковых растворах.

Поскольку NaOH – сильная щелочь, при работе с ней необходимо соблюдать особую осторожность, глаза закрывать специальными очками и работать в резиновых перчатках и фартуке. При попадании на кожу она приводит к сильным ожогам, поэтому пораженные места нужно промыть большим количеством холодной воды.

**ХЛОРИД КАЛЬЦИЯ CaCl<sub>2</sub>, CaCl<sub>2</sub> ·H<sub>2</sub>O, CaCl<sub>2</sub> ·2H<sub>2</sub>O, CaCl<sub>2</sub> ·6H<sub>2</sub>O** – белые расплывающиеся кристаллы, гранулы, куски, чешуйки, хорошо растворимые в воде. Вещество очень гигроскопичное, поэтому хранение сухого CaCl<sub>2</sub> в незапечатанной таре не допускается. Выпускается также в жидком виде (29% концентрации). CaCl<sub>2</sub> применяют для

приготовления кальциевых глинистых растворов, в качестве ускорителя для сокращения сроков схватывания тампонирующих смесей.

При высоких концентрациях  $\text{CaCl}_2$  повышаются водоотдача, вязкость, теряется стабильность. Обычно добавки  $\text{CaCl}_2$  составляют до 1,8–2% в виде 30–40% раствора. Он несовместим с кальцинированной содой и акриловыми полимерами. При добавлении  $\text{CaCl}_2$  в глинистый раствор, обработанный едким натром, снижается щелочность раствора.

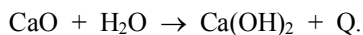
**ЖИДКОЕ СТЕКЛО  $\text{Na}_2\text{O} \cdot n \text{SiO}_2$**  – реагент многофункционального действия. Представляет собой вязкую жидкость от светло-желтого цвета до коричневого и серого цветов. В бурении применяется водный раствор силиката натрия  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  плотностью 1,3–1,8 г/см<sup>3</sup>.

Основной функцией жидкого стекла является ингибирование гидратации глин и глинистых пород. Оно широко применяется в силикатных растворах, переводит катионы поливалентных металлов в неактивное состояние, образуя с ними труднорастворимые соединения. Фильтрат бурового раствора, содержащий жидкое стекло, оказывает крепящее действие за счет образования цементирующего вещества.

Поскольку жидкое стекло является сильным структурообразователем, оно используется для повышения вязкости и прочности структуры бурового раствора при борьбе с поглощениями при его концентрации 0,1–1,0%.

Работать с жидким стеклом надо осторожно и соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами.

**ГАШЕНАЯ ИЗВЕСТИЬ  $\text{Ca}(\text{OH})_2$**  – гидроксид кальция получается из оксида кальция путем обжига известняка с последующим гашением водой:



Растворимость извести в воде плохая и понижается с увеличением температуры. В насыщенном водном растворе находится всего 0,2% извести, поэтому применяют ее в виде так называемого известкового молока – суспензии извести в воде в соотношении 1 : 3. При введении извести в глинистый раствор он временно загустевает. После тщательного перемешивания он разжижается, но показатель фильтрации остается повышенным, также увеличивается толщина глинистой корки.

В основном известь применяют для известкования глинистых растворов и резкого их загущения при борьбе с поглощениями, для удаления растворимых карбонатов, а также как средство для создания щелочной реакции в присутствии солей кальция. Весьма эффективна обработка известью глинистых растворов, которые потеряли восприимчивость к химическим реагентам, добавляемым для снижения вязкости и СНС.

При работе с известью надо соблюдать осторожность, так как она вызывает ожоги при попадании на кожу и очень опасна при попадании в глаза.

**ХЛОРИД НАТРИЯ – NaCl**, поваренная соль, каменная соль, галит. Хорошо растворим в воде. Насыщенный раствор содержит около 30% соли. При небольших концентрациях (0,1–0,3%) NaCl вызывает повышение вязкости и СНС растворов из натриевых глин, содержащих не солестойкие реагенты – стабилизаторы. При повышении концентрации вызывает гидрофобную коагуляцию. Для повышения СНС глинистого раствора, обработанного защитными коллоидами, используется NaCl с концентрацией 0,5–1,0%. NaCl применяют для насыщения промывочных жидкостей перед вскрытием соленосных отложений для предупреждения образования каверн в скважинах, а также как антиферментатор крахмала при естественной достаточной минерализации.

Насыщенные растворы NaCl широко применяются при бурении в многолетнемерзлых породах, а также в зимнее время.

**БИШОФИТ** –  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  – кристаллическое вещество, хорошо растворимое в воде. В бурении используется в основном для получения буровых растворов на основе гидрогеля магния, а также в качестве компонента магниевых ингибированных растворов. Обычно используют бишофит в концентрации до 5–7%. Он очень гигроскопичен, поэтому следует хранить его в закрытой таре.

**СУЛЬФАТ АЛЮМИНИЯ** –  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$  – белое кристаллическое вещество, хорошо растворимое в воде. Применяется в алюминатных ингибированных растворах при концентрации до 3%. Реагент также используется как коагулятор твердой фазы при очистке буровых растворов.

В качестве ингибирующих добавок применяются и другие соли алюминия, например, алюмо-калиевые квасцы  $\text{K}_2\text{SO}_4 \cdot \text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 24\text{H}_2\text{O}$ , алюмо-аммонийные квасцы  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4 \cdot \text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 24\text{H}_2\text{O}$ , а также алюминаты – соли гидрата оксида алюминия, например, алюминат натрия  $\text{Na}_2\text{Al}_2\text{O}_3$ . Добавляют их в буровые растворы до 2–3%.

**СУЛЬФАТ ЖЕЛЕЗА** –  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$  – кристаллическое вещество серо-зеленоватого цвета, сильный ингибитор, применяется в ферро-сульфатных ингибированных растворах в концентрации до 1–1,5%. Реагент также используется в качестве коагулянта твердой фазы при очистке буровых растворов.

**СУЛЬФАТ КАЛЬЦИЯ** –  $\text{CaSO}_4$  – ангидрит,  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5 \text{H}_2\text{O}$  – штукатурный гипс, алебастр,  $\text{CaSO}_4 \cdot 2 \text{H}_2\text{O}$  – гипс, белые кристаллы или порошок. Слабо растворим в воде. С увеличением температуры растворимость гипса вначале немного повышается, а затем падает. При температуре 55–60<sup>0</sup> С гипс выпадает из раствора, а при 66<sup>0</sup> С полно-

стью нерастворим. Гипс является источником ионов кальция в гипсовых буровых растворах. При нагревании гипса до  $150^{\circ}\text{C}$  образуется алебастр, который можно применять вместо гипса, но его необходимо предварительно гидратировать путем перемешивания алебастропорошка в воде.

Естественным путем гипс попадает в буровой раствор при разбуhrивании гипсов и ангидритов, а также гипсосодержащих пород.

**ЦЕМЕНТЫ** используются в основном для повышения СНС и вязкости раствора. Глиноземистый цемент добавляется при приготовлении алюминатных растворов, так как содержит соли алюминия. Добавляют его в количестве до 3%.

### 2.3. ПОНИЗИТЕЛИ ВОДОУДАЧИ.

**ГУМАТНЫЕ РЕАГЕНТЫ** представляют собой щелочные вытяжки из бурого угля, торфа, сапропеля и продукты их модификации. Основные активные компоненты этих реагентов – натриевые соли гуминовых кислот.

К реагентам на основе гуминовых кислот относятся углещелочной реагент (УЩР) и торфощелочной реагент (ТЩР).

Активными составляющими УЩР являются натриевые соли гуминовых кислот и желатинозные вещества, которые представляют собой тонкодисперсные углегуминовые комплексы.

УЩР состоит из бурого угля, щелочи и воды (на  $1\text{ м}^3$  воды приходится  $100\text{--}150\text{ кг}$  угля и  $10\text{--}20\text{ кг}$  щелочи). Смесь готовят в глиномешалке, тщательно перемешивают и выдерживают в течение суток. Плотность готового УЩР составляет  $1,04\text{--}1,05\text{ г/см}^3$ , а водоудача  $2\text{--}3\text{ см}^3$ .

Применяется УЩР для снижения водоудачи и стабилизации пресных растворов. Является интенсивным пептизатором, эмульгатором нефти и нефтепродуктов и реагентом-регулятором pH.

При небольших концентрациях УЩР уменьшает вязкость глинистого раствора, но с повышением концентрации УЩР уменьшается водоотдача и при этом увеличивается вязкость, слипание частиц, ухудшается стабильность, а иногда происходит коагуляция. Оптимальной концентрацией УЩР в буровом растворе считается 15–20%.

На рис. 7 представлены кривые зависимости водоотдачи и СНС глинистого раствора от количества различных составов УЩР, которые легко позволяют выбрать наиболее подходящий рецепт реагента.

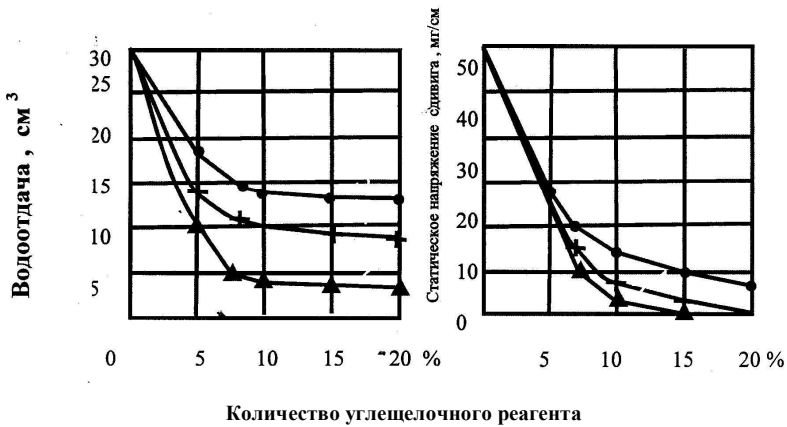


Рис. 7. Кривые зависимости водоотдачи и СНС глинистого раствора от количества УЩР различных составов (1,2,3)

В бурении широко применяются порошкообразные УЩР, называемые ПУЩР, которые готовятся заводским способом. Он удобен тем, что добавляется в глинистый раствор без какой-либо предварительной подготовки.

ТЩР во многом аналогичен УЩР. Его готовят в районах, где имеется торф. По характеру действия он аналогичен УЩР, но менее активен как понизитель водоотдачи, отличается повышенной вязко-



стью, передавая это свойство и обрабатываемому раствору. При небольших поглощениях добавка ТЩР к буровому раствору увеличивает вязкость, так как содержащиеся в торфе волокна закупоривают каналы ухода промывочной жидкости.

**КОНДЕНСИРОВАННАЯ СУЛЬФИТ-СПИРТОВАЯ БАРДА-КССБ** представляет собой продукт конденсации лигносульфонатов (ССБ) с формальдегидом и фенолом. КССБ выпускается в жидком и порошкообразном видах, из которых 3 модификации – жидкие и 4 – порошкообразные. Различают эти модификации по количеству добавок, например, в КССБ-1 и КССБ-2 количество фенола составляет соответственно 1 и 2%, а в КССБ-4 содержится 4% фенола и небольшое количество изополихромата. Жидкая КССБ выпускается 3-х видов: КССБ, КССБ-1 и КССБ-2, где содержание твердого вещества составляет 15–25%.

КССБ в основном используется как понизитель водоотдачи, а при небольших добавках применяется как разжижитель глинистых дисперсных систем. Буровые растворы, обработанные КССБ, образуют тонкие плотные фильтрационные корки пониженной липкости. СНС растворов снижается не намного. Особенно успешно КССБ применяется при обработке утяжеленных глинистых растворов.

В пресных растворах применяется КССБ, а в пресных растворах при температуре до 150<sup>0</sup> С и высококальциевых – КССБ-1, в минерализованных растворах при содержании NaCl 10–15% применяется КССБ-2, а в пресных и минерализованных растворах при температуре до 200<sup>0</sup> С применяется КССБ-4. Оптимальные добавки жидкой КССБ в пресных растворах 3–10%, сухой – 1–5%. В минерализованных растворах концентрация КССБ увеличивается примерно в 1,5 раза.

КССБ совместима практически со всеми органическими реагентами, применяемыми в бурении. Хранят сухую КССБ в проветриваемых

мых помещениях, поскольку она имеет специфический запах, а жидкую в закрытых емкостях.

**КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗА КМЦ** – это продукт специального химического синтеза, получающийся при обработке целлюлозы монохлоруксусной кислоты. Существуют разновидности КМЦ в виде белого кристаллического порошка, волокнистого хлопьевидного вещества белого или желтоватого цвета, а также вязкой мутной жидкости. Плотность сухой КМЦ составляет  $1,7 \text{ г/см}^3$ . Обычно используют КМЦ в виде 10% раствора. Применяют КМЦ для снижения водоотдачи как пресных, так и высокоминерализованных глинистых растворов вплоть до насыщенных. Вязкость КМЦ не уменьшает, в некоторых случаях снижает СНС.

В зависимости от молекулярного веса, промышленностью выпускают различные марки КМЦ – КМЦ–300, КМЦ–500, КМЦ–600, КМЦ–700. Чем выше молекулярный вес КМЦ, тем эффективнее снижается водоотдача раствора и тем более устойчив он к солевой агрессии.

Эффективность действия КМЦ на глинистые растворы в значительной степени зависит от рН среды. При  $\text{pH} < 6$  КМЦ выпадает в осадок, при  $\text{pH} > 9$  молекулы КМЦ свертываются под действием щелочи. Оптимальная концентрация находится в пределах 0,5–5% в пересчете на сухое вещество.

КМЦ не токсична. Хорошая растворимость в воде и буровых растворах позволяет вводить КМЦ непосредственно в процессе циркуляции без предварительного растворения. При повышении температур сверх  $150^{\circ} \text{C}$  КМЦ разрушается, в результате чего резко ухудшаются свойства растворов. Имеются термостойкие разновидности КМЦ, получаемые введением антиоксидантов в процессе синтеза КМЦ.

Немецкая фирма «WOLFF WALSRODE AG», являющаяся дочерней фирмой концерна «BAYER AG», занимается изготовлением спе-

циальных полимеров на базе технической КМЦ. Опыт «WOLFF WALSRODE AG» в облагораживании целлюлозы и применении продуктов в скважинах привел к развитию группы анионных целлюлозных полимеров под названием «Антизоль ФЛ». «WOLFF WALSRODE AG» производит три анионных целлюлозных полимера:

- Антизоль ФЛ 30 000 – крайне вязкий,
- Антизоль ФЛ 100 – низковязкий,
- Антизоль ФЛ 30 – крайне низковязкий.

Эти продукты в высокой степени и равномерно этерифицированы.

Содержание активного вещества составляет около 99 %. Принцип действия этих продуктов в пресных и солесодержащих буровых растворах показан на рис. 8 и 9.

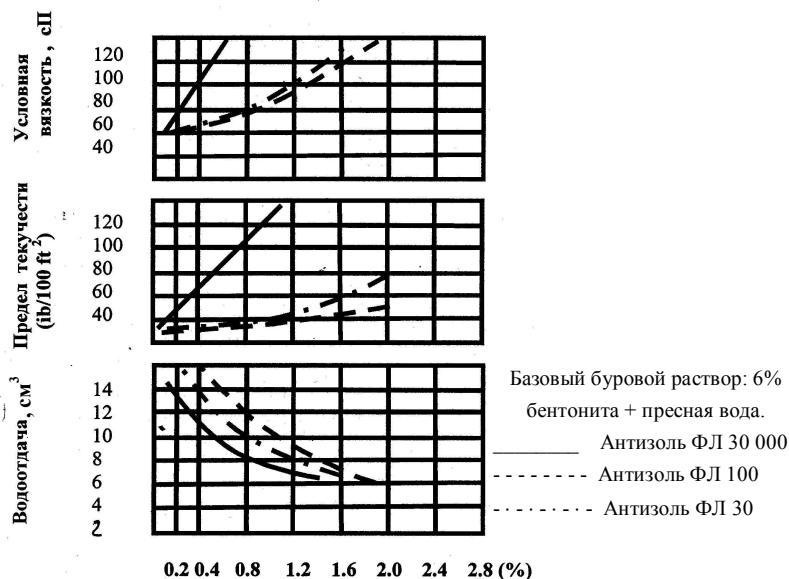


Рис. 8. Кривые зависимости условной вязкости, предела текучести и водоотдачи от концентрации Антизоля ФЛ

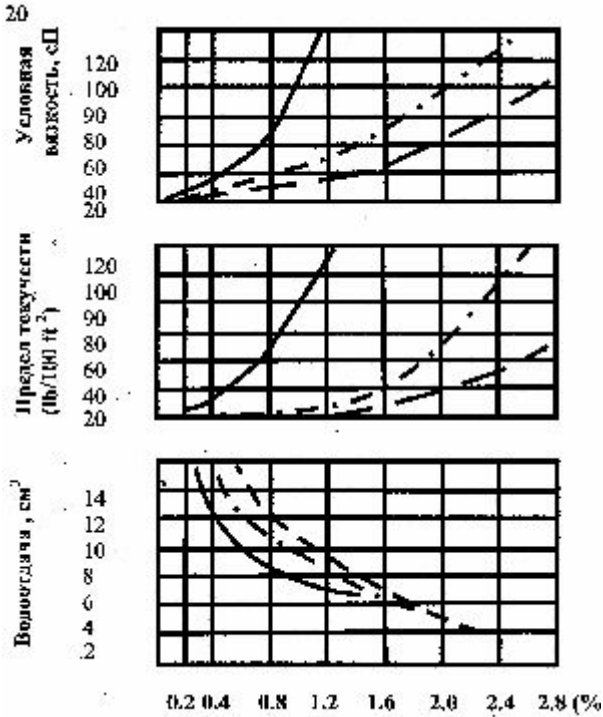


Рис. 9. Кривые зависимости условной вязкости, предела текучести водоотдачи от концентрации Антизоля ФЛ.

Базовый буровой раствор: 8% бентонита + 40 г/л NaCl

9 (морская вода).

— 0 — Антизоль ФЛ 30 000

--- 8 --- Антизоль ФЛ 100

..... Антизоль ФЛ 30

Все продукты способствуют значительному повышению производительности бурения. Антизоль ФЛ, обладающий крайне низкой вязкостью, успешно применяется в растворах с высоким содержанием твердой фазы в целях достижения низких значений водоотдачи.

Антизоль ФЛ 30 применяется при глубоком бурении для вскрытия продуктивного пласта. Промысловые данные показывают, что применение данного реагента позволяют сохранить хорошие реологические характеристики бурового раствора и обеспечить высокую производительность.

**МОДИФИЦИРОВАННАЯ МЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗА ММЦ** – это простой метиловый эфир целлюлозы. ММЦ представляет собой водорастворимую волокнистую массу белого цвета.

ММЦ применяется для снижения водоотдачи буровых растворов, содержащих до 10–15%  $\text{CaCl}_2$  или  $\text{MgCl}_2$  при температуре 40–50<sup>0</sup> С, а также для приготовления малоглинистых растворов. Оптимальные концентрации ММЦ составляют 0,2–0,5%. ММЦ используется в виде 3% раствора, который получается путем замачивания сухого реагента в глиномешалке в присутствии 0,5–1% пеногасителя. ММЦ не токсична и биологически устойчива.

**КРАХМАЛ** – природный продукт, представляет собой смесь полисахаридов. Для обработки буровых растворов используют различные виды крахмала: картофельный, рисовый, кукурузный, пшеничный и др. Применяют в виде щелочного клейстера, который состоит из 10% раствора крахмала и 1–2% каустической соды.

Крахмал используют для снижения водоотдачи при бурении сильно засоленных пород, а также при хлоркальциевой и хлормagneвой агрессии.

Недостатком крахмала является его ферментативная неустойчивость. Разложение его в растворе сопровождается выделением газообразных веществ с неприятным запахом и резким ухудшением качества промывочного агента.

Такой раствор нужно заменить. Предупреждение ферментативного разложения достигается путем:

- а) увеличением рН бурового раствора до 11,5–12;
- б) поддержанием концентрации солей в растворе не ниже 20%;
- в) добавкой антиферментаторов (антисептиков), подавляющих жизнедеятельность бактерий.

При работе с крахмалом следует соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами.

Так как крахмал не термостоек, в необходимых случаях применяют модифицированный крахмал, который химически и термически обработан и не требует добавок щелочи. Этот реагент вводят непосредственно в циркуляционную систему без предварительной клейстеризации. Он хорошо растворим в воде. Оптимальные добавки составляют 0,5–3%.

**КАРБОФЕН** – продукт, полученный путем синтеза КМЦ с фенолом. Он термоустойчив и действует как КМЦ. Термостойкость растворов при добавках до 2,5% карбофена составляет 200–210<sup>0</sup> С.

**КАРБОНИЛ** - продукт, полученный путем синтеза КМЦ с анилином. Хорошо растворим в воде и буровых растворах различной минерализации. Термостойкость сильноминерализованных растворов, стабилизированных 2,5% раствором карбонила, достигает 220<sup>0</sup> С.

**АКРИЛОВЫЕ ПОЛИМЕРЫ** (полиакрилонитрил , полиакриламид ) – это высокомолекулярные вещества, характеризуются прочностью химических связей, конформацией макромолекул. Эти реагенты, адсорбируясь на частицах твердой фазы и создавая изолирующие слои, предупреждают пептизацию, флокулируют частицы твердой фазы и в целом создают эффект ингибирования. Побочным эффектом является пластификация, что приводит к уменьшению гидравлических сопро-

тивлений при течении жидкостей, обработанных полимерными реагентами.

**ПОЛИАКРИЛАМИД – ПАА.** Водный раствор его представляет гель светло-желтого цвета обычно 8% концентрации плотностью 1,16–1,18 г/см<sup>3</sup>. Он имеет нейтральную или слабощелочную реакцию ( $\text{pH} \leq 8,5$ ) и в основном используется в качестве флокулянта, но его добавки снижают водоотдачу.

Выпускается также порошкообразный и гранулированный ПАА. В холодной воде ПАА растворяется очень медленно и наматывается на валы и лопасти глиномешалки. Поэтому необходимо растворять его в воде, нагретой до 80–90<sup>0</sup> С и вводить в раствор в концентрации 1–2%.

Водные и щелочные растворы ПАА являются полиэлектролитами. Наличие зарядов в молекулах полимера обуславливает их адсорбцию на бурильных трубах, на стенках скважины и частицах горной породы, оказывает ингибирующее действие.

**ГИПАН** – гидролизованный полиакрилонитрил – это продукт омыления ПАН щелочью. Это желтовато-коричневая жидкость плотностью 1,10–1,11 г/см<sup>3</sup>. Реагент выпускается в виде 10–15% раствора.

Гипан используют как высокоэффективный понизитель водоотдачи при большой солености и высокой температуре, особенно в сочетании с другими реагентами (ССБ, КМЦ, крахмалом). Он очень чувствителен к присутствию солей кальция. Повышает вязкость глинистых растворов, из-за чего затруднено его применение для обработки утяжеленных растворов. Солестойкость гипана проявляется в сохранении низкой водоотдачи при попадании NaCl в глинистые растворы, обработанные гипаном. Но с увеличением минерализации вязкость глинистых растворов еще более возрастает. При повышении концентрации гипана предельное СНС глинистых растворов снижается до нуля.

Добавляют гипан в количестве до 2% в зависимости от забойной температуры и степени минерализации промывочной жидкости.

Так как водный раствор гипана имеет повышенное значение рН, при работе с ним необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные при применении щелочей.

**РЕАГЕНТЫ РС-2 и РС-4** являются продуктами гидролиза ПАА, каустика и полифосфата. Полученные реагенты содержат 1–2% сухого вещества.

РС-2 применяется для снижения водоотдачи пресных и слабоминерализованных растворов с небольшим содержанием твердой фазы.

РС-4 применяется для высокоминерализованных растворов и растворов на основе выбуренных пород. Оптимальные добавки этих реагентов составляют 0,2–0,5% в пересчете на сухое вещество.

**РЕАГЕНТЫ К-4 и К-9** получают гидролизом ПАН щелочью при различном соотношении продуктов. К-4 за счет неполного гидролиза имеет повышенную термосолеустойчивость и может быть использован как коагулянт.

К-9 получают при избытке щелочи и представляет собой высоковязкую жидкость. Придает стабилизирующие свойства.

По влиянию на буровой раствор эти реагенты подобны гипану.

**МЕТАС** – сополимер метакриловой кислоты и метакриламида, представляет собой порошок белого или желтовато-коричневого цвета, труднорастворимый в воде, но хорошо растворимый в щелочах небольшой концентрации. Применяется метас в виде 5–10% воднощелочного раствора при соотношении метаса и щелочи от 10 : 3,5 до 10 : 5.

Метас применяется для снижения водоотдачи пресных и минерализованных растворов, а также малоглинистых. Основным недостатком акрилатов, к которым относится метас, является нестойкость к



поливалентным катионам. Кроме того, необходимость введения в буровой раствор большого количества щелочи может оказаться нежелательным, особенно при разбурировании глинистых пород. Поэтому область применения метаса ограничена.

При использовании метаса необходимо соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочами.

**МЕТАСОЛ** – сополимер натриевой соли метакриловой кислоты и метакриламида, аналогичен метасу по своему действию. Оптимальные значения рН = 7–8. Он совместим со всеми реагентами, применяемыми при обработке буровых растворов.

**ЛАКРИС - 20** – термостойкий сополимер метакриловой кислоты с метакрилатом в присутствии моноэтаноламина и щелочи. Он представляет собой порошок или мелкие гранулы белого или желтовато-белого цвета. Выпускается две марки реагента – А и В. Добавки реагента составляют 0,1–0,3% для пресных растворов, а для соленасыщенных – 1–2%. Вводить в буровой раствор лакрис-20 можно как в сухом виде, так и в виде 5–8% водного раствора. Показатель рН буровых растворов, обработанных лакрисом-20, следует поддерживать в пределах 8–10. Действие лакриса-20 устойчиво и длительно. Однако применение ограничивается содержанием в воде поливалентных ионов (например, кальция, магния), которое не должно превышать 0,6–1 кг в 1 м<sup>3</sup>. Лакрис-20 хорошо совместим с другими реагентами.

### **ПОЛИМЕРЫ «PROMAFOR»**

Полимеры французской фирмы «PROMAFOR» – это экологически чистые продукты, легки в приготовлении, просты в применении, биологически разрушаемы и обладают рядом преимуществ.

**POLYCOL 60 S (ПОЛИКОЛ)** – полимер, представляющий собой смесь натриевых акрилатов полиакриламидов; более вязкий, чем буровой раствор, легко смешивается и очень прост в использовании. Значения условной вязкости зависят от времени гидратации, что показано на рис. 10. При низких концентрациях реагента 0,5–1,5 кг/м<sup>3</sup> достигаются значения условной вязкости 40–90 с, что показано на рис. 10.

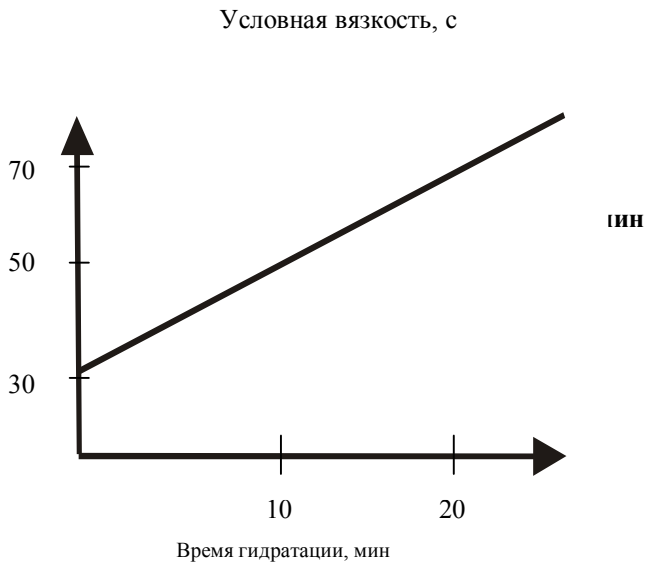


Рис. 10. Зависимость условной вязкости бурового раствора от времени гидратации реагента Polycol 60 S

Polycol 60 s укрепляет стенки скважины, удаляет буровой шлам, способствует улучшению формирования керна в очень твердых породах. Представляет собой порошок белого цвета. Препятствует образованию затвердевшего шлама при бурении скважин на воду, уменьшает

вибрацию бурильных труб, увеличивает механическую скорость бурения, хорошо удаляет частицы выбуренной породы. При растворении POLYCOL 60 S в воде, он образует длинные молекулярные цепи, которые осаждаются на стенках скважины и керне, увеличивая их стабильность и целостность. Применяется для пресной воды. Для соленой воды используют POLYCOL 60 SM или ECO-DRIL.

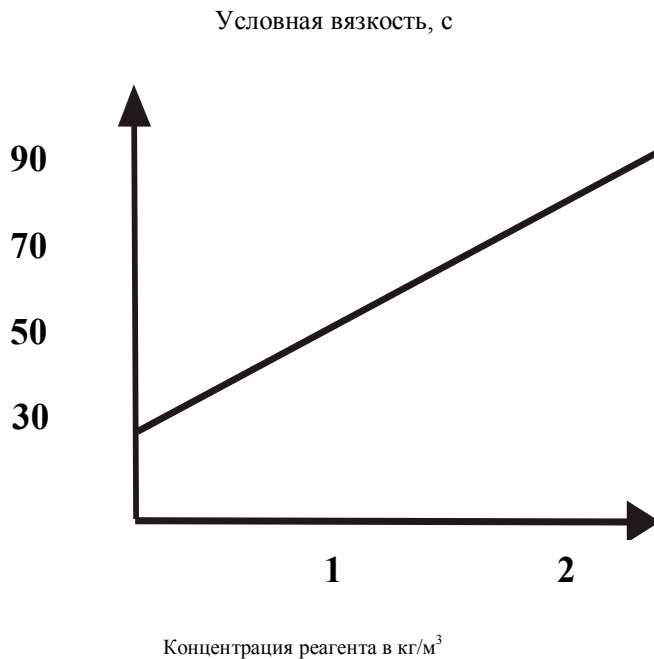


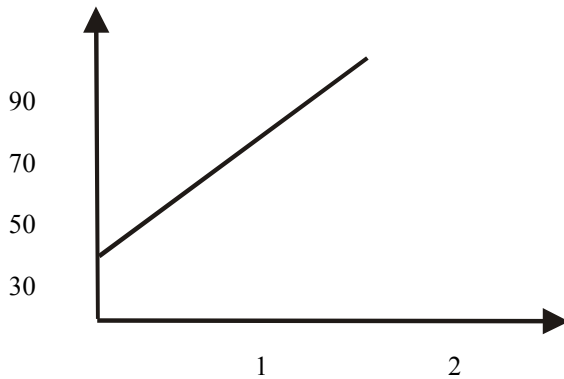
Рис. 11. Зависимость условной вязкости раствора от концентрации реагента Polycol 60 S

**POLYCOL 60 SM** – порошок белого цвета, представляет собой смесь натриевых акрилатов полиакриламидов. Обладает теми же свойствами и преимуществами, что и POLYCOL 60 S, но в отличие от него может использоваться в соленой воде. При концентрациях 0,7–2,5 кг/м<sup>3</sup> воды

достигаются значения условной вязкости 40–90 с, что показано на рис. 11. При бурении полимер осаждается на стенках скважины, керна и частиц выбуренной породы, стабилизируя стенки.

Фирмой «PROMAFOR» также выпускаются разновидности реагента Polycol S – Polycol 60LS, Polycol EHV, Polycol 100. Все они представляют собой смеси натриевых акрилатов полиакриламидов и обладают идентичными свойствами.

Условная вязкость, с



Концентрация реагента в кг/м<sup>3</sup>

Рис. 12. Зависимость условной вязкости раствора от концентрации реагента Polycol 60 SM

**Е С О - D R I L (ЭКО ДРИЛ)** представляет собой смесь натриевых акрилатов полиакриламидами, органических кислот и гидрокарбонатов. Это шипучий порошкообразный продукт, прост в использовании. Он заменяет жидкие полимеры типа Polycol 60 LS. Укрепляет стенки скважины, удаляет буровой шлам, способствует улучшению формирования керна в очень твердых породах. Применяется для пресной и соленой воды.

ECO-DRIL совместим почти со всеми видами полимеров, используемых для буровых растворов. Не совместим с бентонитовыми и палыгорскитовыми (аттапульгитовыми) буровыми растворами.

**POLYFOR 50 (ПОЛИФОР)** – это порошкообразный продукт, представляет собой смесь натуральных и синтетических биоразрушаемых полимеров со специфическими добавками. Используется при бурении на воду и в геотехнических исследованиях. Укрепляет стенки скважины, удаляет буровой шлам, не деформирует водоносные слои (разрушается более чем на 80% в течение 4–8 дней). Применяется для пресной и соленой воды.

POLYFOR 50 совместим почти со всеми видами полимеров для буровых растворов. Несовместим с бентонитовым и палыгорскитовым растворами.

**POLYFOR 30** – порошкообразный продукт, используется как вяжущая добавка для бентонитовых буровых растворов. Применяется при глубоком бурении на воду для установления свай. Укрепляет стенки скважины, удаляет буровой шлам, не загрязняет водоносный горизонт (более чем 80% продукта биологически разрушается). Применяется для пресной и соленой воды.

POLYFOR 30 с бентонитом образует буровой раствор очень высокого качества. POLYFOR 30 дает очень хорошие результаты сам по себе без бентонита при концентрациях 3 кг/м<sup>3</sup> воды. POLYFOR 30

совместим почти со всеми видами полимеров и глин для буровых растворов.

**MG LUB (МГ ЛАБ)** (представляет собой смесь полиакрилатов натрия в 35% водном растворе. Предотвращает гидратацию почвы и уменьшает закупорку коронки. Стабилизирует стенки скважины в глинах, мергелях и т.д. Способствует извлечению обсадных труб в вязких глинистых породах. Предохраняет керн от набухания во внутренних трубах. Увеличивает механическую скорость бурения. Используется для пресных и соленых вод.

MG LUB совместим почти со всеми видами полимеров, используемых для буровых растворов. Он несовместим с бентонитовыми и аттапульгитовыми буровыми растворами.

**ПРОТЕС - СЛАУ (ПРОТЕК ГЛЕЙ)** представляет собой модифицированный амин поликислоты, коричневая жидкость. Он может быть использован с полимерными буровыми растворами, бентонитовыми растворами в соленых или пресных водах. Используется как заменитель MG LUB в случае сильно набухающих глин. Применение Protec-clay помогает избежать набухания, осыпания и потерь почти всех видов глин при бурении, что позволяет обеспечить постоянство реологических свойств жидкости. Предотвращает забивание трехшарошечного долота и головки режущего инструмента. Используется в пресной и соленой воде.

### **РЕАГЕНТЫ «BAROID», «DDF» (США)**

**РАС-R (ПАК Р)** – полианионная целлюлоза с высоким молекулярным весом предназначена для снижения водоотдачи и повышения

вязкости буровых растворов на водной основе. Основное назначение этого реагента сводится к: контролю скорости фильтрации (водоотдачи), замедлению набухания глинистых сланцев и их расслаивания, созданию дополнительной вязкости растворов на основе пресной и морской воды и солевых растворов. Представляет собой белый или желтоватый порошок. Обладает следующими преимуществами: эффективен в пресной, морской воде и солевых растворах; стабилен при  $t$  до  $149^{\circ}\text{C}$ ; эффективен в системах с умеренной до высокой рН; не токсичен; не требует бактерицидов. Рекомендуемые добавки реагента в раствор –  $1,43\text{--}5,71\text{ кг/м}^3$ .

**DRISPAС PLUS (ДРИСПАК ПЛАС)** – белый порошок, применяемый как добавка для снижения водоотдачи и повышения вязкости бурового раствора и стабилизации глинистых сланцев в скважине. В отличие от других КМЦ,

DRISPAС PLUS также эффективен в насыщенных солевых растворах. Реагент не вызывает контролируемую флокуляцию бурового шлама, продлевая срок службы бентонитового раствора. Концентрация реагента зависит от содержания твердых частиц в растворе и, как следствие этого, от адсорбции реагента на поверхности частиц. Рекомендуемая добавка в пределах  $0,3\text{--}5,7\text{ кг/м}^3$ . Реагент требует тщательного перемешивания, чтобы разбить гелеобразные частицы. Одно из главных достоинств реагента – экологичность, а также не подверженность брожению. Существует несколько модификаций или названий этого реагента: DRISPAС, DRISPAС PLUS, DRISPAС PLUS REGULAR, DRISPAС PLUS SUPERLO.

**EZ MUD (ИЗИ МАД)** – белая жидкая анионная полимерная эмульсия (частично гидролизованный полиакриламид), легко растворимая в пресной или солоноватой воде. Может применяться для приготовления буровых растворов, не содержащих твердых частиц, с ис-

ключительными стабилизационными свойствами или для улучшения свойств растворов бентонитовых порошков с низким содержанием твердой фазы и в пенистых нагнетаемых агентах. Реагент используется для стабилизации водочувствительных пород, разбухающих, обваливающихся или разрушающихся в обычных буровых растворах. Он предотвращает образование сальника из налипшего шлама на коронке, а также снижает крутящий момент на вращение колонны бурильных труб и давление насоса. EZ MUD способствует быстрому оседанию шлама, предотвращает повторную циркуляцию шлама. Не токсичен, не подвержен брожению, желаемый результат достигается небольшим количеством продукта. Рекомендуемые добавки к пресной воде: для стабилизации водочувствительных пород – 2,5 л/м<sup>3</sup>; для прекращения вибрации труб, уменьшения крутящего момента и давления, а также увеличения стабильности скважины – 3,75 л/м<sup>3</sup>. Этот реагент выпускается также в виде сухого белого порошка под маркой EZ MUD DP, упакованного в полиэтиленовые мешки по 25 кг.

Фирмой DDF (Desert Drilling Fluids) реагент EZ MUD выпускается под маркой INTERVIS.

**DEXTRID (ДЕКСТРИД)** – продукт фирмы BAROID или **IDAFLO (АЙДЕФЛОУ)** продукт фирмы DDF – органический полисахаридный реагент для снижения водоотдачи раствора и коллоидального контроля, обладающий свойствами, повышающими скорость бурения. Представляет собой желтый нетоксичный порошок. Реагент оказывает увлажняющее и обволакивающее действие на минеральные поверхности, заключая частицы в полимерные капсулы и задерживая проникновение воды.

Преимущества этого реагента:

– ингибирует набухание и дисперсию в глинистых сланцах, снижая до минимума выбуренную твердую фазу;



- обеспечивает низкую вязкость для улучшения процесса выноса бурового шлама из скважины;
- быстрое удаление твердой фазы из буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и эффект минимальной вязкости в растворах с высоким содержанием твердой фазы;
- флокулирующая способность помогает в удалении коллоидальной выбуренной твердой фазы;
- обеспечивает низкую водоотдачу раствора;
- устойчив к обычным солям, минеральным загрязняющим веществам, большинству добавок и широкому диапазону pH;
- обеспечивает защиту от бактериального разложения.

Добавляют реагент следующим образом: для растворов с низким содержанием твердой фазы – 1,4–14 кг/м<sup>3</sup>; для обволакивания шлама – 5,7– 22,8 кг/м<sup>3</sup>; для флокуляции буровой твердой фазы в пресной воде – 0,28–1,4 кг/м<sup>3</sup>; для приготовления соленого (в растворе 3% KCl или 10% NaCl) полимерного раствора – 8,6–17,1 кг/м<sup>3</sup>.

**CONDET (КОНДЕТ) (BAROID) или DRILLING DETERGENT (ДРИЛЛИНГ ДЕТЕРГЕНТ) (DDF)** – вязкое вещество и увлажняющий агент для использования в буровых растворах на основе воды. Применяется для предотвращения образования сальников из шлама на коронках, бурильных трубах, стенках скважины и т.п., а также способствует осаждению шлама на поверхности. Реагент увеличивает скорость бурения за счет уменьшения крутящего момента и торможения, снижает поверхностное натяжение. Не токсичен, не подвержен брожению, легко смешивается. Добавляют реагент для следующих целей в концентрациях: очистки коронки и осаждения шлама на поверхности – 2–5 л/м<sup>3</sup>; для уменьшения налипаемости – 5–10 л/м<sup>3</sup>.

## РЕАГЕНТЫ “M-I DRILLING FLUIDS”

**CAUSTI LIG (КАУСТИ ЛИГ)** – реагент уникальный по своей способности регулировать реологию и водоотдачу, расширять предел допустимых температур, эмульгировать нефть, уменьшать флокуляцию и стабилизировать буровые растворы на водной основе. Он находит применение в системах на пресной морской воде, с лигносульфонатом и полимерным материалом. Обеспечивает образование низкопроницаемой тонкой корки на стенках скважины, сопровождаемое понижением водоотдачи. Также этот реагент является превосходным эмульгатором для эмульсий типа «нефть в воде» и вторичным дефлокулянтom.

**SPERSENE (СПЕРСЕН)** – реагент, контролирующий водоотдачу бурового раствора. Представляет собой химически видоизмененный лигносульфонат и разработанный для использования во всех системах буровых растворов на водной основе. SPERSENE эффективен в широком щелочном диапазоне pH, хорошо растворим в пресной или соленой воде. В достаточных концентрациях он ингибирует гидратацию активных частиц разбуренных глин и привносит высокотемпературную стабилизацию в буровые растворы. SPERSENE не подвержен неблагоприятному воздействию обычного загрязнения при бурении скважин.

**RESINEX (РЕЗИНЕКС)** – растворимая в воде термостойкая синтетическая смола. Она отличается от всех других материалов, используемых в буровых растворах. Этот реагент обеспечивает контроль водоотдачи и стабилизацию реологических свойств бурового раствора в широком диапазоне температур и в присутствии загрязняющих примесей. RESINEX можно использовать практически в любом из буровых растворов на водной основе. Он особенно эффективен в растворах с высокой плотностью, где контроль водоотдачи может быть обеспе-

чен без повышения вязкости раствора. RESINEX существенно уменьшает высокотемпературное гелеобразование и способствует формированию тонкой, малопроницаемой глинистой корки на стенках скважины. Такая корка уменьшает крутящий момент и сопротивление раствора, что в свою очередь снижает вероятность прихвата бурового инструмента.

**XP-20** – химически модифицированная лигнитовая смесь, обычно используемая вместе с лигносульфонатами для достижения более высокой эффективности применения за счет взаимного усиления действия каждого из реагентов. Это превосходный высокотемпературный стабилизатор реологических свойств раствора. В достаточных концентрациях обладает стабилизирующим воздействием на чувствительные к воде формации глинистых сланцев.

**XP-20N** – специально приготовленный хромлигнитовый продукт, разработанный для использования во всех буровых растворах на водной основе в качестве разжижителя, ингибитора сланцев и реагента для понижения водоотдачи. Это прекрасная добавка для регулирования водоотдачи в условиях высоких температур и давления, а также эффективный стабилизатор реологических свойств буровых растворов, подвергающихся воздействию высоких температур.

**SP-101** – реагент на основе полиакрилата натрия, является эффективным регулятором водоотдачи в растворах на водной основе с низким содержанием растворимого кальция. Специально адаптирован для буровых растворов с низким содержанием твердой фазы. Реагент имеет  $pH = 9,5$  в 15% водном растворе и термоустойчив в диапазоне температур до  $204^{\circ}C$ .

**POLYPAC (ПОЛИПАК)** – полианионный полимер целлюлозы. Его можно использовать в водных буровых растворах, где соленость

изменяется в широких пределах: от слабоминерализованного до насыщенного солями раствора. POLYPAC не подвержен быстрой бактериологической деградации.

**POLY-SAL (ПОЛИ-САЛ)** – химически модифицированный полисахарид, разработанный для высокоминерализованных сред в качестве регулятора водоотдачи и загустителя. Это не ферментативный полимер и он не требует специальных добавок или консервантов.

**MY-LO-JEL (МИ-ЛО-ДЖЕЛ)** – предварительно желатинированный крахмал, разработанный для надежного контроля водоотдачи в буровых растворах с низким содержанием твердой фазы, а также для кальциевых буровых растворов и растворов на соленой воде. Он особенно эффективен в насыщенных солью растворах, не подвергается неблагоприятному воздействию загрязнения, обычно встречаемого при бурении скважин.

**SHALE-CHEC (ШЕЙЛ-ЧЕК)** – добавка, используемая для повышения эффективности всех буровых растворов на водной основе. Особенно эффективна при бурении вязких глинистых сланцев, т.к. уменьшает налипание разбуренных частиц на долото, подавляет разбухание сланцев и стабилизирует реологические свойства растворов. При этом улучшается качество глинистой корки на стенках скважины.

**THERMPAC UL (ТЕРМПАК УЛ)** – карбоксиметилловое комплексное соединение, разработанное для регулирования водоотдачи с минимальным увеличением вязкости раствора. Может использоваться от слабоминерализованных до насыщенных буровых растворов. Не подвергается бактериальной деградации.

## 2.4. Понижители вязкости

**СУЛЬФИТ – СПИРТОВАЯ БАРДА (ССБ) или сульфит-дрожжевая бражка (СДБ)** – это отход целлюлозно-бумажной промышленности, представляет собой смесь кальциевых, натриевых и аммонийных солей сульфоновых кислот. Это густая темно-коричневая жидкость с характерным запахом, выпускается также в виде порошка от светлого до темно-коричневого цвета. Жидкая ССБ содержит 50% сухих веществ и имеет плотность 1,26–1,28 г/см<sup>3</sup> и рН= 5,6–6. ССБ предназначена для разжижения буровых растворов (снижения условной вязкости и напряжения сдвига), загустевших как от поступления в них разбураиваемых преимущественно глинистых пород, так и от коагулирующего воздействия электролитов.

Разжижающее действие ССБ проявляется в щелочных средах, лишь при высоком рН раствора (> 10) можно применять ССБ без щелочи, если добавки невелики. В сочетании с крахмалом ССБ используется для стабилизации соленасыщенных растворов. Преимуществом ССБ является сохранение растворимости при реакциях с поливалентными катионами. Это свойство позволяет применять ССБ для регулирования свойств известковых и кальциевых глинистых растворов.

Оптимальные добавки реагента составляют 1–3%, а для хлор-кальциевых растворов 5–6% от объема раствора. В концентрированных растворах NaCl, CaCl<sub>2</sub> и MgCl<sub>2</sub> она высаливается, образуя вязкую массу. ССБ обладает повышенной термостойкостью и не подвергается деструкции при t до 190–200° С.

Недостатками ССБ являются: трудность транспортирования, хранения и применения ее в жидком виде, особенно в зимнее время, невысокая эффективность и способность вспенивать растворы при добавках 3–5%.

**ФЕРРОХРОМЛИГНОСУЛЬФОНАТ (ФХЛС)** – продукт взаимодействия лигносульфонатов (ССБ или СДБ) с солями железа и хрома.

Представляет собой порошок темно-коричневого цвета, хорошо растворимый в воде. ФХЛС предназначен для разжижения буровых растворов, загустевших от действия глины, различных солей и температуры, а также для сжижения фильтрации пресных и среднеминерализованных (10–15% NaCl) растворов. Рекомендуется для обработки пресных, на морской воде, известковых, гипсовых и загрязненных ангидритами, цементом, минерализованными водами или солью, растворов при температуре до 170–190° С.

ФХЛС применяют в виде 30–40% водного раствора или в виде сухого порошка. Одновременно в раствор вводят каустическую соду для поддержания рН= 8,5–9,5. Реагент меньше, чем ССБ и КССБ склонен к пенообразованию, но в случае необходимости используют пеногасители. При работе с порошком ФХЛС необходимо надевать респиратор и очки, а с водными растворами следует пользоваться защитными очками и резиновыми перчатками.

**НИТРОЛИГНИН** – продукт нитрования и окисления гидролизованного лигнина азотной кислотой. Он представляет собой порошок светлого-коричневого цвета, растворимый в щелочах, влажностью не более 50–60% при содержании 8–12% карбоксильных групп. Нитролигнин эффективно разжижает как пресные, так и минерализованные растворы, загустевшие в результате поступления в них глины. Оптимальное действие его проявляется при рН=9–10. Добавки составляют: для пресных растворов – 0,2–0,3%; для минерализованных – 0,5–0,6% (в расчете на сухое вещество).

Для обработки буровых растворов нитролигнин применяется в виде водно-щелочных растворов 5–10% концентрации.

При работе с нитролигнином необходимо соблюдать такие же меры предосторожности, как при работе с УЦР.

**ОКЗИЛ** – это продукт окисления кальциевых лигносульфонатов (ССБ, СДБ) хромпиком в кислой среде. Представляет собой темно-коричневую жидкость и является реагентом комбинированного действия. Окзил разжижает буровые растворы, загустевшие от глинистых пород, различных электролитов и температуры. В пресных и маломинерализованных растворах окзил снижает фильтрацию. Он рекомендуется для обработки пресных, приготовленных на морской воде, известковых, гипсовых, хлоркальциевых и соленасыщенных растворов при 190° С. Особенно эффективен он в растворах, содержащих глины, гипсы и ангидриты. Наибольшую активность окзил проявляет при pH=9–10. Он применяется в виде 5–10% растворов вместе со щелочью. При pH > 10 окзил применяют без добавок щелочи. Оптимальные добавки его при использовании как разжижителя составляют 0,2–0,5% (в расчете на сухое вещество). При работе с оксидом необходимо соблюдать меры предосторожности, как при работе с кислотами, так и с соединениями хрома.

**ПОЛИФЕНОЛЬНЫЙ ЛЕСОХИМИЧЕСКИЙ РЕАГЕНТ (ПФЛХ)** – продукт формальдегидной конденсации фенолов. Он представляет собой твердое вещество темно-коричневого цвета, выпускаемое в виде гранул или порошка, растворимых в воде и растворах щелочей.

ПФЛХ предназначен для разжижения неминерализованных и слабоминерализованных и известковых буровых растворов, загустевших при попадании глины в буровой раствор. Добавки его составляют 0,2–0,3%. При введении 0,5–0,6% (в расчете на сухое вещество) он снижает водоотдачу пресных растворов. ПФЛХ используется в виде

водных или водно-щелочных растворов 5–10% концентрации. Эффективность реагента проявляется при  $\text{pH}=9\text{--}10$ .

При наличии в растворе солей поливалентных металлов реагент выпадает в осадок. Он хорошо сочетается со всеми реагентами-стабилизаторами, а также хроматами и бихроматами натрия. При использовании с ПФЛХ надо соблюдать такие же меры предосторожности, как и при работе с УЦР и нитролигнином.

**ФОСФОНОВЫЕ КИСЛОТЫ - НТФ и ОЭДФ** – нитрилотриметиленфосфоновая и оксиэтилидендифосфоновая кислоты – это сложные органические соединения, имеющие несколько функциональных групп. Иначе эти кислоты называют комплексонами. Они представляют собой малотоксичный порошок белого цвета, без запаха, хорошо растворимый в воде, кислотах и щелочах. Являются активными разжижителями буровых растворов, оптимальные добавки их составляют 0,001–0,03 %. Применяются они в виде 10% водного раствора. Термостойкость реагентов до 180–200<sup>0</sup> С. При работе с комплексонами следует соблюдать меры предосторожности, обусловленные наличием фосфорных соединений и кислот.

**ДУБИЛЬНЫЕ ЭКСТРАКТЫ: квебрахо** получают путем экстракции растворами щелочи измельченного южно-американского дерева квебрахо. Он содержит 20–28% таниновых веществ. Экстракт упаривается до остаточной влажности 14–16%. В таком состоянии он представляет собой твердую или порошкообразную массу, содержащую 60–80% таниновых веществ. Квебрахо растворяется в щелочной среде. Он является понизителем вязкости пресных или слабоминерализованных глинистых растворов (до 3% NaCl). Применяется для улучшения свойств глинистой корки в известковых буровых растворах



и в растворах с высокими и низкими значениями рН. Обычно применяют не чистый квебрахо, а смесь его с 10–40% бурого угля.

Каштановый, дубовый и другие экстракты из танинсодержащих растений используют в качестве понизителей вязкости и по своей активности они не уступают квебрахо и нитролигнину. Так же как и квебрахо, они извлекаются из дикорастущих растений путем жидкостной экстракции щелочной водой при повышенной температуре (от 60 до 120° С). Для обработки глинистых растворов применяются реагенты 3–4% концентрации.

В различных странах используют австралийский эвкалипт, мангровое дерево, латеху (индийская акация), вику, австралийскую акацию и мираболан.

## 2.5. ВЕЩЕСТВА СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

В эту группу в основном входят поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также некоторые вещества узкоцелевого назначения.

Поверхностно-активными называют вещества, способные адсорбироваться на поверхности раздела фаз и понижать их поверхностную энергию (натяжение). Адсорбционный слой ПАВ имеет предельно малую величину (мономолекулярный слой). Поэтому даже очень небольшие добавки ПАВ могут резко изменить условия молекулярного воздействия на поверхности раздела. Для ПАВ характерно наличие в их молекуле двух различных по природе групп: полярной (гидрофильной), растворимой в воде, и углеводородного радикала (гидрофобного), не растворимого в воде, но растворимого в углеводородных жидкостях. Ориентация молекул ПАВ в поверхностном слое происходит вследствие обращения их полярной части к воде, а углеводородного радикала – к менее полярной фазе, например, к твердой, воздуху и т.д. Для проявления поверхностно-активных свойств ПАВ должны быть растворены в воде.

По составу и химическим свойствам ПАВ подразделяются на 2 класса: ионогенные и неионогенные. Первые в свою очередь делятся на анионоактивные и катионоактивные. В бурении в основном применяются неионогенные и анионоактивные вещества. Их основное назначение сводится к следующему.

– Уменьшение вредного влияния фильтратов буровых растворов на проницаемость призабойной зоны продуктивных пластов, т.е. поддержание естественной проницаемости продуктивных коллекторов. Это значит, что ПАВ должны эффективно снижать поверхностное натяжение фильтрата, растворяться в пресной и пластовой водах, иметь сравнительно небольшую гидрофильную часть, а также не вызывать ухудшения свойств буровых растворов. Этим требованиям соответствуют неионогенные ПАВ (ОП–7, ОП–10, азоляты, УФЭ).

– Понижение прочности горных пород при бурении. ПАВ избирательно действуют на твердость горных пород и очень важно подобрать соответствующее ПАВ для эффективного понижения твердости. При этом вследствие адсорбционных явлений уменьшается абразивное действие бурового раствора и снижается износ породоразрушающего инструмента. Вещества, способные снижать одновременно поверхностное натяжение и коэффициент трения, называются поверхностно-активными антифрикционными добавками.

– Эмульгирование промывочной жидкости. Задача эмульгаторов – диспергирование эмульгируемой фазы и создание вокруг глобул механически прочного барьера, препятствующего их слипанию. Это способствует снижению водоотдачи, повышению смазочных свойств бурового раствора. В качестве эмульгаторов используются широко распространенные композиции из ПАВ и других продуктов переработки нефти – кожевенная паста, мылонафт, эмульсолы, сульфатное мыло и др.

– Повышение смазочных и противозносных свойств бурового раствора. Смазочные добавки к буровым растворам создают на бурильной колонне, стенках скважины и в призабойной зоне прочные и непрерывно возобновляющиеся адсорбционные слои, уменьшающие трение колонны о стенки, улучшающие отделение породы породоразрушающим инструментом и повышающие его стойкость. Сюда относятся большинство эмульгаторов, смазочная добавка СМАД-1, смазки “PROMAFOR”, “DDF”.

– Аэрация промывочных жидкостей. Применение ПАВ для этой цели позволяет получить стабильные растворы, насыщенные высокодиспергированными пузырьками воздуха. Среди таких реагентов используются ОП-7, ОП-10, азолыты и др.

– Дегазация промывочных жидкостей. Добавки ПАВ-пеногасителей позволяют успешно бороться с естественным насыщением промывочных жидкостей дисперсной газовой фазой при помощи физико-химических методов. Для пеногашения используются пеногасители различного происхождения: мылосток, Т-66, полиметилсилоксан и др.

## 2.6. СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ (ЛУБРИКАНТЫ)

**СМАД – 1** – смесь окисленного петролатума с дизельным топливом в соотношении 1 : 1. Активными компонентами СМАД-1 являются карбоновые, окси- и эфиры кислоты. Он представляет собой вязкую жидкость плотностью 0,9 г/см<sup>3</sup>. СМАД-1 применяется при бурении с промывкой водой, пресными и минерализованными растворами. Эта добавка несовместима с высококальциевыми и известково-глинистыми растворами, так как она образует с кальцием и магнием нерастворимые мыла. СМАД-1 является также структурообразователем в буровых растворах, насыщенных солью и обработанных защитными коллоидами, оптимальная концентрация ее в буровом растворе составляет

0,5–1% для неутяжеленных растворов, а для утяжеленных 1,5–2% (в расчете на активный компонент). Оптимальное содержание в растворах на нефтяной основе 1–5%.

В буровой раствор СМАД-1 вводят равномерно через желобную систему и приемы буровых насосов. При бурении с промывкой водой или неутяжеленным буровым раствором первичная обработка ведется из расчета 2% продукта, а в процессе бурения добавки составляют 5 кг на 1 м углубки, для утяжеленных растворов соответственно 4% и 25 кг на 1 м углубки. При высоком содержании глины реагент СМАД-1 вызывает некоторое загустевание раствора, которое устраняется обычными методами. При утяжелении раствора флотационным баритом добавка СМАД-1 в нефтеэмульсионные растворы может вызвать гидрофобную флокуляцию утяжелителя, предотвратить которую можно предварительной обработкой реагентами УЩР, КМЦ, гипаном.

СМАД-1 – горючая жидкость с температурой вспышки не ниже 65° С. При хранении и применении ее запрещается пользоваться открытым огнем. Все работы с ней необходимо проводить в спецодежде.

**СМЕСЬ ГУДРОНОВ СГ** – представляет собой густую маслянистую жидкость – отход масложировой промышленности. Реагент можно добавлять к воде, обычным и утяжеленным растворам, обработанным и не обработанным химическими реагентами, при pH = 9–10. Добавки СГ составляют до 3%, расход на 1 м углубки – 7–25 кг.

**ГРАФИТ** – кристаллический порошок серебристого цвета. Его получают путем флотационного обогащения руд естественного графита и доменных шлаков. Добавки графита составляют до 1% от объема раствора. Смазочные свойства его невелики, но значительно улучшаются в комбинации с нефтью, СМАД-1 и другими добавками.

**НЕФТЬ** – представляет собой смесь органических веществ, в которых растворены различные твердые углеводороды и смолистые вещества. В зависимости от их содержания нефть делится на легкие и тяжелые. Для добавок к буровым растворам рекомендуются нефти плотностью 0,83–0,89 г/см<sup>3</sup>, обладающие высокой поверхностной активностью.

При введении 10–20% нефти в раствор улучшается процесс бурения: снижается коэффициент трения между трубами и фильтрационной коркой, уменьшается опасность прихватов, повышается эффективность работы долота, снижаются гидравлические сопротивления. Смазочные свойства нефти усиливаются добавками графита (1–2%).

#### **СМАЗКИ «М-1 DF»**

**Е.Р.ЛУБЕ (И.П.ЛУБ)** – лубрикант, который эффективно снижает коэффициент трения глинистой корки и уменьшает возможность дифференциального прихвата труб. Не требует специальных мер предосторожности при обращении.

**D-D (Ди-Ди)** – жидкая смесь поверхностно-активных реагентов специального состава, которая при добавлении в любой тип водного бурового раствора уменьшает поверхностное натяжение и улучшает смачивающее действие. Плотность ее составляет 0,99 кг/л. Используется для снижения поверхностного натяжения буровых растворов и как вторичный эмульгатор. Применяется при бурении в вязких глинах для контроля твердой фазы и уменьшения налипания на долото. Ее уменьшающие поверхностное натяжение свойства содействуют удалению частиц песка при бурении шурфов под кондуктор. Повышает скорость бурения и уменьшает вибрацию бурильных труб и сопротивления раствора. Устойчива к воздействию солевых примесей.

**LUB-106 (ЛУБ-106)** – органическая смесь биодеградирующих лубрикантов. Обладает превосходными гидродинамическими, граничными и высококомпрессионными смазочными характеристиками. При этом не оказывает негативного воздействия на свойства бурового раствора. Концентрации смеси ЛУБ-106 от 0,1 до 0,5% веса вполне достаточны для большинства условий бурения. Эту смесь следует добавлять в хорошо размешиваемую среду для получения однородного раствора.

**LUB-167** – эффективный лубрикант, который можно использовать в любом буровом растворе на водной основе. Состав этого смазочного материала позволяет использовать его там, где нельзя применять более токсичные материалы. Во всех системах буровых растворов на водной основе при применении ЛУБ-167 отмечается снижение крутящего момента и сопротивления раствора.

**PIPE-LAX (ПАЙП-ЛАКС)** – ПАВ, представляет собой химический концентрат органических соединений. Он смешивается с нефтью при приготовлении эффективного пропитывающего раствора (жидкостной ванны) для освобождения дифференциально прихваченной трубы. Плотность его составляет 0,95 кг/л. Добавление, как минимум, 1 галлона (3,8 л) ПАЙП-ЛАКС в каждую баррель (159 л) загружаемой в скважину нефти повышает эффективность применения нефти вследствие увеличения ее способности проникать в глинистую корку. ПАЙП-ЛАКС уменьшает скорость пропитывания загружаемой нефти и увеличивает шансы на извлечение прихваченной трубы без дорогостоящих ловильных работ. Он не флуоресцирует и может использоваться во всех типах буровых растворов на водной основе, а также в нефтяных растворах.

**СМАЗКА ENVIRO-TORQ (ЕНВАЙРО-ТОРГ, DDF)** – это экологически безопасная смазка широкого применения для использования в буровых растворах на водной основе. Представляет собой темно-вязкую жидкость с  $\text{pH}=5,2$ . Она предназначена для применения, как при низких, так и при высоких давлениях. Реагент легко диспергирует во всех типах буровых растворов, устойчив при солевых заражениях. Эффективно снижает коэффициент трения, т.е. улучшает смазывающую способность жидкости при низких нагрузках. Он эффективен также в качестве граничной смазки при экстремальных давлениях (например, в глубоких или искривленных скважинах).

В условиях низкой нагрузки или давления смазка ENVIRO-TORQ увлажняет и покрывает породу и металлические детали инструмента. При низком давлении реагент снижает момент вращения, уменьшает образование сальника на коронке из налипшего шлама. При правильной дозировке может использоваться для освобождения прихваченной колонны.

## 2.7. ЭМУЛЬГАТОРЫ

В эмульсионных буровых растворах основным эмульгатором является твердая фаза, особенно глинистая. Часто это позволяет получать эмульсионные растворы без химической обработки и введения специальных эмульгаторов. Однако такие эмульсии грубодисперсные, а в минерализованных средах, где затруднена пептизация, без химической обработки они не всегда образуются.

Практически все химические реагенты в той мере, в которой они пептизируют или стабилизируют глинистую фазу, являются активными эмульгаторами. Но для еще большего усиления эмульгирования и повышения дисперсности эмульсий требуются специальные эмульгаторы. Ими являются мыла жирных, нафтенных и сульфонафтенных кислот, различные анионогенные и неионогенные ПАВ.

**УФЭ - 8** – продукт конденсации технических угольных фенолов с оксидом этилена, это неионогенное ПАВ. Представляет собой густую жидкость темно-коричневого цвета плотностью  $1,12 \text{ г/см}^3$ , хорошо растворимую в воде. УФЭ-8 предназначена для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть – вода – порода с целью сохранения нефтепроницаемости призабойной зоны пласта при вскрытии продуктивных коллекторов растворами на водной основе. Добавляют реагент в количестве 1–1,5% от объема раствора. Вводят его в конце желобной системы или во всасывающую линию насосов. Дополнительные обработки ведут при снижении концентрации ПАВ до 0,4–0,5%.

Контроль над содержанием ПАВ в буровом растворе осуществляется путем сравнения величины поверхностного натяжения филтраты раствора с величиной поверхностного натяжения водных растворов этого ПАВ известной концентрации на границе с керосином. Реагент не токсичен и поэтому не требует особых мер предосторожности, хранят его в закрытых емкостях.

**СУЛЬФОНОЛ НП-1** – ионогенное ПАВ с  $\text{pH} = 7,5\text{--}8,5$ , изготовляется в виде порошка, гранул, пасты или вязкой жидкости, растворим в воде. В минерализованных водах образует хлопьевидные осадки, при добавке 0,18% снижает поверхностное натяжение воды на границе с керосином. Применяется сульфонол для обработки буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости, как эмульгатор нефти в растворах, а также как гидрофобизатор твердой фазы в растворах на нефтяной основе. Добавки 0,01–0,03% (на активное вещество) сульфонола снижают коэффициент трения скольжения металла о породу. Не рекомендуется использование сульфонола в качестве эмульгатора в нефтеэмульсионных буровых



растворах, утяжеленных флотационными баритовыми утяжелителями, т.к. в этом случае он приводит к гидрофобизации утяжелителя и его флокуляции. В целях лучшего эмульгирования сульфенол предварительно растворяют в нефти (0,3% от объема нефти). Нефтяной раствор эмульгатора вводят в буровой раствор через всасывающую линию насосов. Во избежание вспенивания запрещается добавлять сульфенол непосредственно в циркуляционную систему.

**ДИСОЛВАНЫ 4400, 4411-65, 4422, 4433** – ионогенные ПАВ (Германия), представляют собой блоксополимеры на основе оксидов этилена и пропилена, хорошо растворимые в воде. Обычно дисолван поставляется в виде 65% раствора в растворителе, состоящем из смеси метилового спирта и воды в соотношении 3:1, имеет вид светлой прозрачной жидкости плотностью 0,95–0,97 г/см<sup>3</sup>. В товарном виде он легко смешивается с нефтью. Разбавленные водные растворы (0,5–3%) не реагируют с солями, слабыми щелочами и кислотами. Для эмульгирования нефти в буровые нефтэмульсионные растворы вводят 0,1–0,5% дисолвана.

Дисолваны слабо токсичны, пожароопасны, поэтому при работе с ними необходимо соблюдать правила противопожарной безопасности.

### **ЭМУЛЬГАТОРЫ «M-1 DF»**

**HOLECOAT (ХОУЛКОУТ)** – мелко размолотый твердый битумный материал, обработанный ПАВ для обеспечения диспергирования в водной среде. Материал разработан для применения в буровых растворах на водной основе, не содержащих нефти. Повышает устойчивость стенок скважины, уменьшает вибрацию бурильных труб, что ведет к минимизации прихвата труб.

**SALINEX (САЛИНЕКС)** – химический эмульгатор, специально разработанный для применения в растворах на морской воде и в солевых буровых растворах. САЛИНЕКС работает в присутствии солей и активных соединений кальция и магния. Снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз и на смачиваемых нефтью металлических поверхностях для уменьшения сопротивления и крутящего момента раствора, для минимизации налипания частиц твердой фазы на долото и предотвращения прихвата труб в стволе скважины.

## **2.8. ПЕНООБРАЗОВАТЕЛИ**

Применяются для получения аэрированных промывочных жидкостей и пен. Они повышают механическую скорость бурения, стойкость породоразрушающего инструмента, немного снижают коэффициент трения.

**ОП-10** – неионогенное ПАВ – продукт конденсации монодиалкилфенолов, алкилированных полибутиленом с оксидом этилена. В зависимости от массы оксида этилена различают ОП-4, ОП-7, ОП-10, ОП-20, ОП-4 – маслорастворимый, ОП-7 масло- и водорастворимый, ОП-10 и выше водорастворимые жидкости.

ОП-10 представляет собой вязкую маслообразную жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цветов с плотностью 1,02–1,05 г/см<sup>3</sup>, хорошо растворяется как в пресной, так и в пластовой воде. Добавки ее составляют 1%. Обладает слабощелочной или слабокислой реакцией, 0,1% раствор имеет рН=6–8. Применяется для обработки буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости, а также, как добавка, улучшающая эмульгирование нефти в буровых растворах, особенно в утяжеленных.

Реагент ОП-10 имеет высокую температуру вспышки, с воздухом не образует взрывоопасных смесей, токсичными свойствами не обладает, при работе с ним не требуется особых мер предосторожности.

**ПРОГРЕСС** – неионогенное ПАВ. Представляет собой жидкость, хорошо растворимую в воде. Применяется в пресных и слабоминерализованных водах. Оптимальная концентрация реагента составляет 0,1–0,5%.

### **ПЕНООБРАЗОВАТЕЛИ «PROMAFOR»**

Пенообразователи «PROMAFOR» используются для бурения с очисткой забоя воздухом. Представляют собой жидкости. Обладают следующими преимуществами:

- использование низких концентраций – при концентрациях пенообразователей 3,0–7,0 л/м<sup>3</sup> воды можно достичь высоких вспенивающих свойств;
- легко смешиваются;
- укрепляет стенки скважины в глинах, мергелях и слабо затвердевающих породах;
- отлично очищают и удаляют частички бурового шлама;
- уменьшают затвердевание инструментов внутри скважины;
- не токсичны, не загрязняющие, биоразрушаемые продукты (исключая FORAMOUSSE );
- используются как для пресной, так и для соленой воды.

Пенообразующие агенты «PROMAFOR» – POLYMOUSSE, MOUSSE M 60 и FORAMOUSSE совместимы почти со всеми видами полимеров для буровых растворов и другими пенообразующими агентами. Пропускная способность увеличивается от POLYMOUSSE к FORAMOUSSE. FORAMOUSSE – лучший из пенообразующих агентов, но его очень высокая концентрация требует добавления раствори-

телей, чтобы поддержать жидкую форму продукта. Поэтому FORAMOUSSE токсичен и огнеопасен. Этот продукт используют, когда другие пенообразующие агенты не дают хороших результатов.

## **2.9. ПЕНОГАСИТЕЛИ**

Основными причинами вспенивания буровых растворов являются:

– физико-химическое взаимодействие буровых растворов с различными солями, содержащимися в частичках выбуренных пород или пластовых водах, а также при их обработке пенообразующими реагентами;

– поступление газа в раствор при разбуривании газовых и газодонефтяных пластов, а также наличие в растворе ПАВ и химических реагентов, способствующих стабилизации пузырьков газовой фазы;

– введение пенообразующих реагентов;

– негерметичность отдельных элементов обвязки насосов.

Дегазацию буровых растворов проводят различными методами:

1) механическими, улучшающими условия выделения газовых пузырьков, но имеющими существенный недостаток в том, что наряду с дегазацией происходит аэрация растворов;

2) физико-химическими, основанными на снижении поверхностного натяжения на границе раздела жидкость – газ, твердое тело – газ или же на вытеснении стабилизатора газовых пузырьков более активными ПАВ, но с менее прочными защитными слоями. Несмотря на большое количество ПАВ, ни один из них не обладает универсальностью и высокой термостойкостью;

3) применением вакуумных дегазаторов, эффективно удаляющих газовую фазу в растворах с низкими реологическими характеристиками. Однако, при использовании растворов с высокой вязкостью и

плотностью производительность и эффективность этих агрегатов снижается;

4) совместным применением вакуумных дегазаторов и некоторых ПАВ для более полного удаления газовой фазы из раствора.

**СУСПЕНЗИЯ РЕЗИНЫ (РС)** – представляет собой смесь резиновой крошки в дизельном топливе при соотношении 1:10. Для лучшего набухания резины необходимо выдержать резиновую крошку в дизельном топливе больше суток. Добавка 0,1–0,2% РС (в пересчете на резину) в буровой раствор обеспечивает почти полную дегазацию малоглинистых растворов, обработанных 2% КССБ. Содержание воздуха в растворе при этом уменьшается с 13 до 1,0–1,3%.

Рекомендуется применять РС для гашения пены хлоркальциевых растворов в концентрации 0,5%. С увеличением минерализации эффективность РС повышается.

**СУСПЕНЗИЯ ПОЛИЭТИЛЕНА (ПЭС)** – представляет собой смесь полиэтилена негранулированного тонкодисперсного в дизельном топливе при соотношении 1 : 10. Готовится ПЭС так же, как и РС. Эффективность ПЭС выше, чем РС. Добавка ПЭС составляет 0,7–1,5%. Так же, как и РС ПЭС в основном применяется для пеногашения хлоркальциевых растворов, обработанных КССБ.

**ПОЛИМЕТИЛСИЛОКСАН (ПМС)** – представляет собой кремнийорганическую жидкость, не растворимую в воде и обладающую высокой гидрофобностью. Для равномерного распределения ПМС в буровом растворе готовят эмульсию на основе ПМС, а затем ее вводят в буровой раствор. Оптимальное содержание ПМС в растворе составляет 0,005–0,01%. Реагент обладает термостойкостью до 200<sup>0</sup> С.

Применяются различные виды ПМС: ПМС-200А, ПМС-300, ПМС-1000А, ПМС-7000, ПМС-8000, ПМС-9000, ПМС-15000. Эти реа-

генты отличаются в основном вязкостью. На основе ПМС-1000А выпускается тонкодисперсная эмульсия СЭ-6, добавки которой составляют 0,07–0,1%.

При высоких содержаниях солей натрия и кальция эффективность ПМС резко падает.

**СОАПСТОК** – является отходом маслозаводов, производящих рафинирование растительных масел. Хлопковый соапсток в отличие от подсолнечного и касторового достаточно устойчив. Соапсток представляет собой пастообразное маслянистое вещество, применяется в виде 10%-ного водного раствора в качестве пеногасителя в пресных и минерализованных растворах, содержащих лигносульфонаты, ПАВ.

**Т-66** – представляет собой смесь диоксановых спиртов и их производных. Это легко подвижная жидкость с характерным запахом, растворимая в воде и органических растворителях, является активным пеногасителем и структурообразователем минерализованных буровых растворов. Т-66 обладает смазочным действием и способствует снижению фильтрации, нейтрализует сероводород с образованием нерастворимых углеродистых соединений и тританов, являющихся ингибиторами сероводородной коррозии. Реагент можно добавлять как непосредственно в циркулирующий раствор, так и в водные растворы реагентов, вызывающих вспенивание. Оптимальные добавки Т-66 составляют 3–5%. При обработке раствора реагентами, вызывающими вспенивание, Т-66 необходимо вводить в жидкую ССБ или КССБ в соотношении 2 : 1. На активность реагента существенно влияет щелочность бурового раствора. Оптимальными значениями являются  $pH = 7,8-8,2$ .

При работе с реагентом Т-66 необходимо пользоваться защитными очками, спецодеждой и перчатками. Реагент малотоксичен.

**СИНТЕТИЧЕСКИЕ ЖИРНЫЕ КИСЛОТЫ (СЖК)** – являются отходами нефтеперерабатывающих заводов (с длиной углеродной цепи  $C_4 - C_{20}$  и более). Хороший эффект был достигнут с СЖК фракции  $C_{10} - C_{16}$ . Добавляют эти фракции в количестве 0,02–0,05%. Полное гашение пены обеспечивается при  $pH=7,48-8,40$ . С увеличением щелочности резко повышается пенообразование за счет адсорбции пеногасителя на глинистых частицах, а также возрастает пептизация. В этом случае добавки до 0,25% СЖК обеспечивают гашение пены при повышенном содержании щелочности. При высокой минерализации (больше 2%  $CaCl_2$  и 20%  $NaCl$ ) эффективность фракции  $C_{10} - C_{16}$  снижается, т.к. при этом резко падает  $pH$  среды. Для наиболее эффективного применения СЖК фракции  $C_{10} - C_{16}$  в высокоминерализованных растворах необходимо  $pH$  раствора перед обработкой поддерживать в пределах 7,5–8,5.

В суспензиях с КССБ эффективно действуют СЖК фракции  $C_{20}$  и выше. Они также являются универсальными смазочными и противозносными добавками.

## 2.10. ПЛАСТИФИЦИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ

Пластифицирующие (гидрофобные) добавки – кремнийорганические вещества комплексного действия: они гидрофобизируют и коагулируют горные породы, снижают гидравлические сопротивления, повышают текучесть бурового раствора за счет гидрофобизирующего действия на твердую фазу. Добавки вводятся равномерно, небольшими дозами.

**ГКЖ-10 и ГКЖ-11** – это этилсиликонаты натрия, желтоватые или однородные светло-коричневые жидкости. Применяются в виде

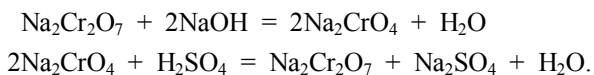
30% водно-спиртовых растворов как гидрофобизирующие добавки, предотвращающие диспергирование, гидратацию и переход глин в буровой раствор. Они обеспечивают хорошие реологические свойства при бурении в отложениях глин. Вместе с реагентами, вызывающими вспенивание раствора, например с ССБ, КССБ они исключают пенообразование. ГКЖ-10, 11 являются термостойкими до 200<sup>0</sup> С. Их применение ограничивается содержанием CaCl<sub>2</sub> до 1% и NaCl до 10%. Эти реагенты не токсичны, биологически безвредны, но из-за высокой щелочности требуют соблюдения мер предосторожности, предусмотренные при работе со щелочами.

**АМСР-3** – алюмометилсиликонат натрия представляет собой прозрачную жидкость с содержанием 5–6% кремния, 1,7–3,1% алюминия и рН= 6–10. Оптимальные добавки этого реагента составляют 1,2%.

**ПЕТРОСИЛ 2М** – кремнийорганический комплексный водорастворимый реагент, обладающий большим стабилизирующим действием на водные и неводные растворы с широким диапазоном рН и температуры. Оптимальные добавки реагента составляют 0,2–0,3%.

## **2.11. ТЕРМОСТАБИЛИЗИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ**

**ХРОМАТЫ И БИХРОМАТЫ ЩЕЛОЧНЫХ МЕТАЛЛОВ** – это натриевые или калиевые соли хромовой H<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub> или бихромовой H<sub>2</sub>Cr<sub>2</sub>O<sub>7</sub> кислоты. Хроматы представляют собой порошки желтого цвета, а бихроматы – оранжевого цвета. В зависимости от рН раствора хроматы переходят в бихроматы и наоборот по следующей схеме:





Поэтому в буровых растворах, имеющих щелочную среду, присутствует только ион хромата независимо от того, хроматы или бихроматы введены в раствор. Добавка бихроматов приводит к снижению рН раствора.

Реагенты используются как защитные реагенты при высоких забойных температурах. Хроматные реагенты хорошо совместимы со всеми реагентами и растворами различной рецептуры (пресными, минерализованными, известковыми, гипсовыми, эмульсионными и др.). Хроматы и бихроматы эффективно действуют при небольших добавках – 0,05–0,2%.

Улучшающий эффект начинает проявляться при 70–80<sup>0</sup> С, но наиболее эффективны они при температуре выше 100<sup>0</sup> С. Действие хроматов устойчиво и длительно. Однако, эти реагенты токсичны, поэтому при работе с ними пользуются респираторами, резиновыми сапогами, перчатками и фартуками из водонепроницаемой ткани.

## 2.12. УТЯЖЕЛИТЕЛИ

При бурении скважин с целью сохранения устойчивости стенок скважин, предотвращения течения солей в условиях высоких температур, а также предупреждения проникновения в скважину пластовых флюидов и регулирования гидростатического давления необходимо увеличить плотность бурового раствора.

Увеличить плотность бурового раствора можно тремя путями:

- 1) повышением плотности жидкой фазы;
- 2) увеличением концентрации дисперсной фазы (глины, выбуренной породы) при одновременном уменьшении ее активности с целью сохранения требуемого уровня структурообразования;
- 3) вводом инертного вещества – утяжелителя, плотность которого превышает плотность структурообразующей дисперсной фазы.

Увеличения плотности жидкой фазы достигают растворением в ней таких солей, как хлористый натрий  $\text{NaCl}$ , хлористый кальций  $\text{CaCl}_2$ , хлористый калий  $\text{KCl}$ , карбонат и нитрат бария  $\text{BaCO}_3$ ,  $\text{Ba}(\text{NO}_3)_2$ . Величина плотности определяется плотностью соответствующего рассола. Так, например, рассол  $\text{NaCl}$  при температуре  $25^\circ \text{C}$  имеет плотность  $1,2 \text{ г/см}^3$ . Растворы  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{NaNO}_3$  имеют плотность  $1,38\text{--}1,44 \text{ г/см}^3$ . Однако применение таких растворов ограничено из-за несовместимости с материалами и реагентами, используемыми для приготовления буровых растворов для получения требуемых структурно-реологических и фильтрационных свойств.

Использование малоколлоидальных глин вместо бентонита позволяет увеличить плотность буровых растворов до  $1,3\text{--}1,4 \text{ г/см}^3$ . При этом рост твердой фазы отрицательно сказывается на технико-экономических показателях бурения. Практикой бурения показано, что уменьшение концентрации твердой фазы в растворе облегчает управление его свойствами и увеличивает скорость бурения [9].

Введение утяжелителя в буровой раствор является наиболее рациональным способом увеличения плотности.

Как следует из практики бурения, даже при небольшом утяжелении выгоднее добавлять немного утяжелителя высокой плотности, чем большое количество низкосортного утяжелителя малой плотности. Применение малоколлоидальных глин тоже приводит к высокому содержанию твердой фазы в растворе, что отрицательно сказывается на скорости бурения, регулируемости свойств раствора и расходе химических реагентов.

Одним из основных показателей качества утяжелителя является его утяжеляющая способность, которая характеризуется максимально достижимой плотностью бурового раствора при определенном содержании твердой фазы и сохранении им оптимальных структурно-механических и реологических свойств. Утяжеляющая способность

материала зависит от его плотности, дисперсности, гидрофильности, химического и минералогического составов. Утяжелители крупного помола вызывают ухудшение седиментационной устойчивости буровых растворов и усиление абразивного износа бурового оборудования. Однако с повышением степени дисперсности увеличивается адсорбционная и структурообразующая способность утяжелителя. При этом сам утяжелитель выступает в роли активного компонента, увеличивающего вязкость и структурно-реологические свойства бурового раствора. При разжижении растворов плотность их снижается, что приводит к уменьшению утяжеляющей способности материала (рис. 13). Поэтому дисперсность утяжелителей регламентируется как по содержанию фракций крупных размеров, так и фракций коллоидных и близких к ним размеров.

На утяжеляющую способность утяжелителей влияет содержание водорастворимых солей, при определенной концентрации которых может произойти коагуляция бурового раствора, повысится водоотдача и резко ухудшатся структурно-реологические свойства.

На рис. 13 показано влияние плотности утяжеляющего материала на его содержание в утяжеленных растворах. Например, для получения плотности бурового раствора  $2,28 \text{ г/см}^3$  объемная доля утяжелителя плотностью  $4,2 \text{ г/см}^3$  должна составить 39,5% по сравнению с 30% при использовании утяжелителя плотностью  $5,2 \text{ г/см}^3$ .

В зависимости от основы минерала утяжелители подразделяются на: карбонатные, баритовые, железистые и свинцовые.

## КАРБОНАТНЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ

**МЕРГЕЛЬ** – осадочная горная порода, состоящая из кальцита (40–60%) и глинистого материала. Плотность его  $2,65 \text{ г/см}^3$ , применяется редко.

**ИЗВЕСТНЯК** – осадочная горная порода, состоящая в основном из кальцита и кремнезема. Плотность его  $2,7 \text{ г/см}^3$ .

**ДОЛОМИТ** ( $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ ) – минерал. Плотность его  $2,8\text{--}2,9 \text{ г/см}^3$ , твердость по шкале Мооса  $3,5\text{--}4$ .

**СИДЕРИТ** ( $\text{FeCO}_3$ ) – минерал. Плотность его  $3,8\text{--}3,9 \text{ г/см}^3$ , твердость по шкале Мооса  $3,5\text{--}4$ .

Все перечисленные карбонатные соединения обладают невысокой гидрофильностью и вследствие инертности могут быть введены в раствор в большом количестве, но при этом получается высокое содержание твердой фазы, что отрицательно сказывается на эффективности бурения, регулируемости параметров раствора и приводит к перерасходу реагентов.

**3.7**

**4.2**

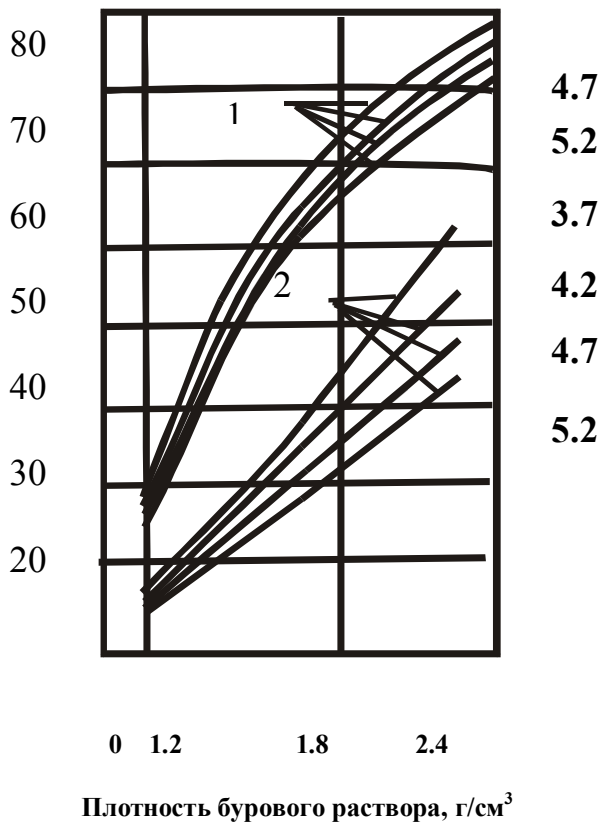


Рис. 13. Зависимость плотности бурового раствора от содержания утяжеляющего материала в растворе (цифры у кривых определяют плотность утяжелителя в г/см<sup>3</sup>):  
 1 – массовая доля, %; 2 – объемная доля, %

Так как карбонаты растворимы в кислой среде, то их рекомендуют использовать для повышения плотности растворов при вскрытии продуктивных пластов. Это дает возможность с помощью кислотных

обработок частично устранить вредное влияние кольматации продуктивного пласта твердой фазой бурового раствора.

## **БАРИТОВЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ**

**БАРИТ ( $\text{CaSO}_4$ )** – минерал белого цвета, в чистом виде имеет плотность  $4,48 \text{ г/см}^3$  и твердость по шкале Мооса 3–3,5. В природе в зависимости от количества и характера примесей бывает серого, красного и желтого цветов и имеет плотность  $4,3\text{--}4,7 \text{ г/см}^3$ .

В бурении используют преимущественно флотационные баритовые концентраты производства обогатительных фабрик цветной металлургии и в небольшом количестве баритовые руды. Качество концентратов ниже, чем жильного барита или барита, получаемого при гравитационном обогащении чисто баритовых руд. Это объясняется тем, что во флотационном барите содержатся вредные примеси флото-реагентов, ухудшающие смачивание его в буровом растворе и вспенивающие раствор, а также водорастворимые соли, тонкодисперсные и глинистые частицы.

Утяжелители, полученные путем гравитационного обогащения баритовых руд, имеют ряд преимуществ перед баритом, полученным флотационным методом:

- отсутствие флотореагентов на поверхности утяжелителя;
- возможность обеспечения оптимального гранулометрического состава в соответствии с требованиями бурения;
- возможность сушки гравитационных концентратов при более мягких режимах в отличие от флотоконцентратов, где образуется большое количество коагулирующих солей, возникающих вследствие разложения нетермостойких примесей в процессе интенсивной сушки флотоконцентратов.

Следует отметить также гидрофобизацию поверхности барита анионоактивными ПАВ, например, сульфонолом, который используется для снижения поверхностного натяжения фильтратов растворов и эмульгирования нефти, а также смазочной добавкой на основе окисленного петролатума (СМАД), пеногасителей типа касторового сапостока и других веществ. Гидрофобизация утяжелителя обуславливает его нефтесмачиваемость, приводящее к образованию крупных флокул из смоченных нефтью частиц барита и выпадению утяжелителя из раствора. Нефтесмачиваемость баритовых утяжелителей и, как следствие, их флокуляция зависят от физико-химических свойств нефти, вводимой в буровой раствор. Для уменьшения флокуляции следует применять легкие нефти вязкостью не более  $15 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с. Это следует также учитывать и при установке нефтяных ванн в случае прихватов бурильной колонны. Устранить флокуляцию баритовых утяжелителей и нефтесмачиваемость можно путем обработки реагентами, обладающими эффективными гидролизующими свойствами такими, как УЩР, КМЦ, гипан, метас, полифосфаты и др.

### ЖЕЛЕЗИСТЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ

**ГЕМАТИТ (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)** – один из главных минералов железных руд вишнево-красного цвета, имеет плотность 5,3 г/см<sup>3</sup> и твердость по шкале Мооса 5–6. Природные руды, содержащие гематит в количестве 54–60%, имеют цвет от черного до серо-стального и плотность 4,15–4,4 г/см<sup>3</sup>. Гематит имеет высокую абразивность. Применение его ограничено.

**МАГНЕТИТ (FeO Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)** – представляет собой двойной оксид железа. Цвет магнетита черный со слабым металлическим блеском. Он мало отличается от гематита по твердости и плотности, но обладает

магнитными свойствами. Плотность магнетита в зависимости от месторождений составляет 4,20–4,60 г/см<sup>3</sup>.

## **СВИНЦОВЫЕ УТЯЖЕЛИТЕЛИ**

**СУЛЬФИД СВИНЦА (PbS)** – галенит или свинцовый блеск имеет плотность 7,4–7,6 г/см<sup>3</sup>, твердость по шкале Мооса 2–3. Галенит применяется как утяжелитель для получения буровых растворов с высокими значениями плотности (более 3 г/см<sup>3</sup>).

В США на основе этого минерала производят утяжелитель «галена» плотностью 6,8 г/см<sup>3</sup>, с помощью которого могут быть созданы сверхтяжелые и пакерующие жидкости плотностью до 3,84 г/см<sup>3</sup> [9].

## **УТЯЖЕЛИТЕЛИ «M-IDF»**

**LO-WATE (ЛО-ВЕЙТ)** – Это высокой степени очистки и специального помола порошок известняка, который на 98% растворяется в растворе HCl при температуре 43,3° С.

LO-WATE используется для увеличения плотности буровых растворов на водной основе до 1,6 г/см<sup>3</sup> и для нефтяных буровых растворов до 1,4 г/см<sup>3</sup> в тех случаях, когда нарушение эксплуатационных качеств продуктивного пласта твердой фазой бурового раствора может быть исправлено кислотной обработкой.

**M-I-BAR (ЭМ-АЙ-БАР)** – химически инертный и неабразивный утяжелитель бурового раствора, который соответствует и даже превосходит спецификацию Американского нефтяного института АНИ.

M-I-BAR можно использовать для увеличения плотности всех видов буровых растворов до 2,2 г/см<sup>3</sup>. Будучи химически инертным, он



не взаимодействует с другими добавками или загрязняющими примесями, которые могут оказаться в растворе в процессе бурения.

**FER-OX (ФЕР-ОКС)** – утяжелитель с большим удельным весом, некоррозийный и экологически безопасный. Его можно смешивать с баритом или использовать вместо барита в пресной и соленой воде, в растворах на нефтяной основе. Его плотность составляет  $5 \text{ г/см}^3$ , что выше спецификаций АНИ для барита.

### **2.13. НАПОЛНИТЕЛИ (ЗАКУПОРИВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ)**

Наполнители применяются для предупреждения или устранения поглощений промывочной жидкости.

В химическом отношении эти реагенты инертны. Так как при их использовании увеличивается количество твердой фазы в растворе, то это приводит к увеличению вязкости бурового раствора. Кроме того, некоторые наполнители впитывают воду, уменьшая, таким образом, объем дисперсионной среды, что также приводит к росту вязкости и СНС.

В качестве наполнителей чаще всего применяются отходы некоторых производств. В частности, отходы резинотехнических изделий (резиновая крошка), отходы пищевой промышленности (подсолнечная лузга, шелуха семян, скорлупа орехов), кожевенного производства, текстильные волокна, слюда, целлофан и др. Часть этих отходов идет без предварительной обработки, а некоторые подвергаются дополнительному измельчению.

Реже применяются минеральные наполнители: вермикулит, измельченный перлит, гранулированный известняк.

За рубежом для борьбы с поглощениями промывочной жидкости используются специально подготовленные инертные наполнители,

добавляемые в буровой раствор: GROUND PAPER, MAGMA FIBER, MULTI SEAL, BAROFIBRE COARSE, KWIK-SEAL и др.

**GROUND PAPER (ГРАУНД ПЕЙПЕ)** – представляет собой обработанное органическое волокно в виде измельченной бумаги для легкого добавления в буровой раствор. Обладает следующими преимуществами:

- быстро диспергирует;
- быстро изолирует в растворах на водной основе с низким содержанием твердой фазы;
- легко добавляется через обычное миксерное оборудование;
- не всплывает и не отделяется из водных растворов;
- экологически чистый реагент.

Рекомендуемая дозировка:

- при просачивании – 3–5% по объему;
- при умеренной потере – 5–1% по объему;
- при серьезной потере – 15–25% по объему.

Необходимо тщательное перемешивание, чтобы не было комков.

**MAGMA FIBER (МАГМА ФАЙБЕР)** – магма – волокно бежевого, серого или коричневого цвета, без запаха. Обладает следующими преимуществами.

- Очень эффективен для прекращения потери циркуляции. Применим как при обычном бурении, так и при бурении с обратной циркуляцией.
- Легко удаляется из раствора в процессе очистки, в крайнем случае может быть полностью окислено.
- Бактериально устойчиво, не сбразживается.
- Нетоксичный реагент.

Рекомендуемые добавки – 1–23 кг на 380 литров. При перемешивании необходимо разбивать комки. При работе пользоваться перчатками и одеждой с длинными рукавами.

**MULTI SEAL (МАЛТИ СИЛ)** – специально составленный из хлопьев и волокон материал для борьбы с потерей циркуляции.

Обладает следующими достоинствами:

- уменьшает просачивание и потерю промывочной жидкости;
- легко смешивается в пресной и соленой воде;
- не токсичный, не опасный реагент.

Подается сразу в воронку или предварительно перемешивается в специальной емкости.

**FLAKE (ФЛЕЙК)** – обработанный целлофан, используется для контроля буровых растворов на водной основе, а также рекомендуется использовать в нефтяных растворах.

**CEDAR FIBER (СЕДАР ФИБЕР)** – измельченное древесное (кедровое) волокно, которое используется для контроля поглощения растворов на водной основе. Не рекомендуется использовать в нефтяных буровых растворах.

**DIASEAL–M (ДИАСИЛ-М)** – продукт, разработанный для ликвидации сильного поглощения бурового раствора. Может использоваться как в растворах на водной основе, так и на неводной основе, а также добавлением утяжелителей для получения заданной плотности.

**KWIK SEAL (КВИК СИЛ)** – представляет собой смесь различных волокнистых материалов с частицами различных размеров. Применяется в растворах на водной основе, не рекомендуется применять в

нефтяных растворах. Выпускается трех сортов: мелкий, средний и крупный.

**МІСА (МІКА)** – обработанная слюда, используемая при регулировании поглощений в системах буровых растворов на водной и нефтяной основах. Выпускаются два сорта: мелкий и крупный. Мелкий сорт добавляется в раствор в качестве превентивной меры против небольшого поглощения. Мелкие частицы этого сорта проходят через крупные ячейки вибросита и не удаляются из циркуляционной системы.

**NUT PLUG (НАТ ПЛАГ)** – измельченная ореховая скорлупа трех сортов: мелкого, среднего и крупного. Используется при регулировании поглощения в системах растворов на водной и неводной основах. Мелкий сорт часто добавляется в качестве превентивной меры против небольших утечек раствора.

**VEN FIBER (ВЕН ФИБЕР)** – микроколлоидный, поверхностно-обработанный материал на основе целлюлозы, разработанный для предотвращения утечек стандартного бурового раствора на нефтяной основе. Это диспергирующий в жидкой среде материал, состоящий из удлиненных волокнистых твердых частиц разного диаметра. VEN FIBER способствует суспензированию шлама и увеличению несущей способности раствора, благодаря небольшим размерам и волокнистой форме частиц.

## **2.14. ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ**

Основное назначение ингибиторов коррозии – подавлять или замедлять коррозионные процессы, приводящие к разрушению металлического оборудования. В качестве ингибиторов коррозии используют

следующие неорганические вещества: известь, каустическую соду, хромат натрия, карбонат цинка, соли аминокислот и др. Из органических соединений используются: ингибитор ДС, фенолы эстонских сланцев ФЭС, ингибитор И-1-Д.

В последнее время на отечественном рынке появилось большое количество импортных реагентов – ингибиторов коррозии, например, фирмы «M.I. Drilling Fluids».

**ИНГИБИТОР ДС** – предназначен для защиты от коррозии стальных и легкосплавных бурильных труб. Он представляет собой темно-коричневую легкоподвижную маслянистую жидкость плотностью  $0,93-1,10 \text{ г/см}^3$  и вязкостью  $(5-9) 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$ . Температура его вспышки  $100-128^{\circ} \text{C}$ , а застывания  $25-30^{\circ} \text{C}$ . Защитное действие ингибитора ДС основано на торможении как катодного, так и анодного процесса растворения металлов за счет образования на их поверхности хемосорбционной пленки. Оптимальная концентрация его составляет 1–2%.

**ФЕНОЛЫ ЭСТОНСКИХ СЛАНЦЕВ ФЭС** – получают при переработке природных сланцев. Они представляют собой вязкую жидкость, содержащую 20% сухого вещества и растворяющуюся в щелочи. Их применяют в виде реагента, состоящего из фенола, каустической соды и воды в соотношении  $0,1 : 0,03 : 1,5$ . Такой реагент повышает термостойкость растворов. Оптимальная концентрация ФЭС 2%.

**ИНГИБИТОР И-1-Д** – производное пиридиновых оснований. Представляет собой густую жидкость со специфическим запахом, обладает хорошей защитной способностью по отношению к стальным бурильным трубам. Оптимальная добавка составляет 0,5%.

## **ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ «M.I.DF»**

**CONQOR 202 (КОНКОР)** – представляет собой жидкость, специально разработанную для защиты колонных бурильных труб, является стабильным ингибитором коррозии пленочного типа. Плотность его составляет  $0,92 \text{ кг/м}^3$ . КОНКОР диспергирует в воде и нефти. Он эффективно действует в густой аэрированной пене, в аэрированных или обычных буровых растворах. Его можно нанести толстым слоем или разбрызгать на поверхности труб или использовать для обработки водяных пробок в скважине.

**CONQOR 303-A** – ингибитор коррозии аминного типа, растворим в воде. Разработан для защиты трубного оборудования на нефтепромыслах. Уменьшает коррозию насосно-компрессорных и обсадных труб в скважине при применении соляных растворов при заканчивании скважин и (или) дополнительной обработке, а также в пакерных соляных растворах. Данный ингибитор предназначен для применения, в первую очередь, в прозрачных соляных растворах  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{CaBr}_2$ . Выпускается в жидком виде и имеет плотность  $1,03 \text{ кг/м}^3$ .

**CONQOR 404** – модифицированный органический ингибитор коррозии, представляет собой жидкую смесь однородных компонентов. КОНКОР 404 предназначен для всех буровых растворов на водной основе. Основное назначение – защита стального трубного оборудования.

**SI-1000** – органический ингибитор коррозии фосфатного типа. Разработан для защиты трубного оборудования от внутритрубных отложений. Его можно добавлять в системы растворов на пресной и соленой воде для предотвращения образования твердого осадка щелоч-

ноземельных металлов. Выпускается в жидком виде и имеет плотность 1,209 кг/м<sup>3</sup>.

**UNISTEAM (ЮНИСТИМ)** – жидкий стабильный ингибитор коррозии пленочного типа, разработанный специально для уменьшения эрозии и коррозии металлических поверхностей в геотермальной среде. Его можно использовать при бурении с продувкой простым и увлажненным воздухом или с промывкой аэрированным раствором. При определенных условиях может использоваться в буровых растворах для геотермальных скважин. При бурении с продувкой применение ЮНИСТИМа зависит от количества производимого пара. Заданная концентрация обычно смешивается с 1,9 м<sup>3</sup> воды и подается в скважину со скоростью 3,8 л/мин.

### **3. РАЗНОВИДНОСТИ БУРОВЫХ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ**

#### **3.1 МАЛОГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ**

Этот вид буровых растворов занимает промежуточное положение между обычными глинистыми растворами и водой. По-другому их называют растворами с малым содержанием твердой фазы. Эффективность их определяется улучшением буримости при условии, что это не вызовет каких-либо осложнений нормальной проводки скважин. Предпосылкой применения растворов с малым содержанием твердой фазы и соответственно малым удельным весом является попытка преодолеть угнетающее действие гидростатического давления на забой.

При рассмотрении влияния гидростатического давления на буримость пород следует, что происходит ухудшение буримости в связи с упрочнением пород. Особенно возрастает это влияние у пластичных пород (глины, глинистые сланцы), поэтому необходимо значительно увеличивать осевые нагрузки, соответствующие применяемым при в крепких породах. Однако даже при равном удельном весе и небольшой вязкости растворов, обеспечивающей хорошую очистку забоя, увеличение содержания твердой фазы неминуемо снижает скорость бурения. Это может быть связано со снижением эффективности динамических импульсов долота из-за буферного действия глинистой прослойки между ним и породой, меньшей турбулизацией потока в призабойной зоне, а также с зависимостью забойной фильтрации и соответственно буримости от концентрации твердой фазы, ее дисперсности и гидрофильности [10].



Опыт показал, что уменьшение концентрации твердой фазы ниже 15 % уже начинает давать эффект, который особенно усиливается при содержании ее менее 7 %. Однако требования достаточной вязкости, удельного веса и умеренной водоотдачи находятся в противоречии с необходимостью снижения содержания твердой фазы. Оптимум лежит между 3 и 5 %, но не может превышать 7 %.

Растворы с малым содержанием твердой фазы начали применять в США в начале 60-х годов. В советской практике также накоплен большой опыт успешного применения малоглинистых растворов. Для их создания вначале применяли бентонит и КМЦ в соотношении 20:1. Такие растворы имеют плотность меньше 1.08 г/см<sup>3</sup>. Они обладают рядом преимуществ перед глинистыми растворами с нормальной концентрацией глины:

- Повышают механическую скорость бурения;
- Увеличивают износостойкость долота;
- Снижают вероятность прихватов и сальникообразования;
- Снижают абразивную способность;
- Снижают гидравлические сопротивления

Эти преимущества обусловлены одним важным фактором – низкой концентрацией твердой фазы. В то же время наличие определенного количества глинистых минералов обуславливают сохранение глинизирующей и удерживающей способности, которыми обладают обычные глинистые растворы.

Малоглинистые растворы наиболее эффективны в твердых, плохо переходящих в раствор породах, где механические скорости не превышают

8–9 м/ч. Ограничения в применении вызывают их небольшие плотности, отсутствие систем тонкой очистки, наличие в разрезе коллоидальных глин, не подвергающихся флокуляции или пластичных глин, легко переходящих в раствор.

Ниже приведены рецептуры распространенных малоглинистых растворов (в %).

1. Бентонитовый глинопорошок	–	3–5
УЦР	–	< 5
ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ <sub>8</sub> )	–	< 0.5
Нефть	–	< 10

Методика приготовления такого раствора заключается в следующем. Глинопорошок гидратируется в пресной воде, вводится УЦР, затем ПАВ и после перемешивания добавляется нефть и разбавляется водой до необходимой вязкости.

2. Бентонитовый глинопорошок	–	5
Гидролизованный ПАА или	–	10
ПАА	–	8

Растворы этого типа обладают низким поверхностным натяжением и хорошими смазочными свойствами.

3. Глинопорошок	–	2.5
КМЦ	–	1.5 – 3.0
Нефть	–	< 10
4. Глинопорошок	–	2 – 3.5
Реагент РС-2 (метас)	–	0.3 – 0.5

Особенностью этих растворов является низкая водоотдача, которая увеличивается незначительно при повышении минерализации. При

возрастании вязкости от поступления солей кальция добавляется кальцинированная сода в виде 5–15 % -ной концентрации или раствор добавляется водой.

5. Глинопорошок в виде пасты	–	< 5
Насыщенный раствор солей	–	NaCl, KCl, MgCl <sub>2</sub> , CaCl <sub>2</sub>
ГПАА (в виде 2 %-ного раствора)	–	< 0.5
ПАВ ( ОП-10 и др.)	–	< 0.5
Нефть	–	< 10

В США для приготовления малоглинистых растворов использовались различные полимерные основы - производные целлюлозы, акриловые полимеры, модифицированный крахмальный полимер. Применение растворов с пониженной плотностью на основе органического полимера позволило, например, в районе Западного Техаса сократить время бурения интервала 3350—4800 м с 60–90 до 44 суток [11].

Добавление биополимерных реагентов еще более улучшает растворы такого типа [12,13]. Например, реагент Кельзан-ХС - продукт микробиологического синтеза из класса разветвленных полимеров увеличивает вязкость воды в большей степени, чем любой другой. Особенностью реологических свойств растворов на основе биополимеров является псевдопластичный характер течения. Эти растворы имеют низкую вязкость при высоких скоростях сдвига и высокую вязкость при низких значениях скорости сдвига. Полимер вызывает наименьшее загрязнение пласта, даже если перед этим производилась кислотная обработка. Расщепление полимера такими веществами, как гипохлорит или соляная кислота, позволяет успешно использовать

растворы на его основе при заканчивании скважин и их ремонте. Буровые растворы с этим полимером устойчивы к кальциевой агрессии.

### **3.2. НЕДИСПЕРГИРУЮЩИЕ ПОЛИМЕРНЫЕ РАСТВОРЫ**

В настоящее время их применяют при проводке 90 % скважин, проектируемых до глубины 3000 м. При промывке недиспергирующими растворами с небольшим содержанием твердой фазы износостойкость долота увеличивалась до 96%, механическая скорость – до 35% и время работы долота – до 46%.

Особенностью этих систем является наличие в них специального реагента-флокулянта (полимера). Его функция состоит в том, чтобы не только не допустить диспергирования выбуренной породы, но и способствовать ее флокуляции без воздействия на структурообразующий компонент бурового раствора – бентонитовую глину. Для приготовления полимерного недиспергирующего бурового раствора обычно применяют полимерные флокулянты, вводимые в бентонитовый раствор. К числу таких веществ относятся сополимеры винилацетата и малеинового ангидрита (например, Бен-экс) и частично гидролизованный полиакриламид (например, РНРА-1). Изменяя степень гидролиза и относительную молекулярную массу этих веществ, получают реагенты, по-разному действующие на бентонитовые растворы.

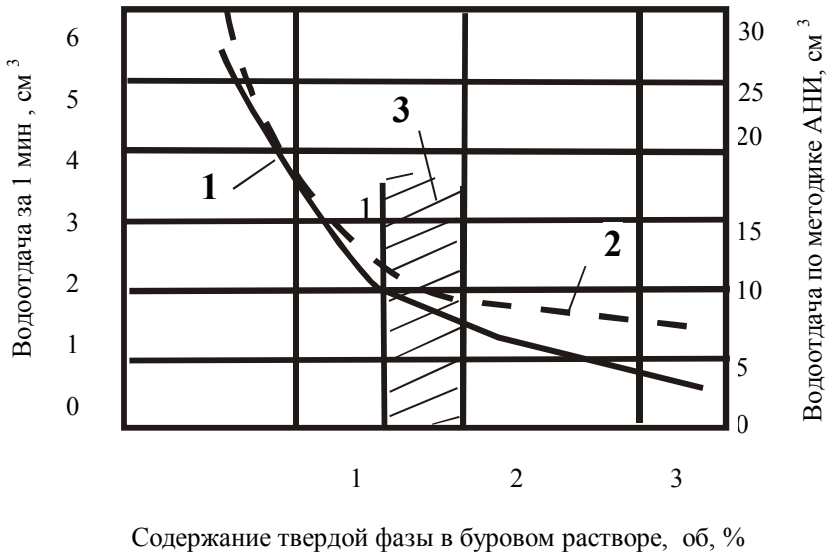
Полимерные добавки двойного действия типа Бен-экс и РНРА-1 повышают вязкость бентонитового раствора, но флокулируют частицы

выбуренной породы. Бен-экс, в частности, не препятствует набуханию бентонита, но увеличивает выход из него раствора. Однако, реагент эффективен в растворах, содержащих менее 2000–3000 мг-экв хлорида, менее 280 мг-экв кальция, термостойкость его 100–120<sup>0</sup> С. Ввод реагента производится после вибросита. Необходимо отметить, что использование таких реагентов исключает возможность добавления химических разжижителей.

Флокулянты селективного действия (РНРА-2) вызывают флокуляцию частиц выбуренной породы, но не влияют на свойства бентонитового раствора. Если реагенты двойного действия повышают предельное напряжение сдвига раствора в 20–40 раз, а вязкость в 10–40 раз, то введение флокулянта селективного действия практически не вызывает изменения вязкости.

Для регулирования водоотдачи следует применять реагенты типа гипана. Полиакрилат натрия обволакивает частицы твердой фазы и нейтрализует заряд частиц бентонита, уменьшая тем самым водоотдачу раствора без повышения его вязкости. На рис. 14 показано изменение водоотдачи бурового раствора, твердая фаза которого состоит только из бентонита. При содержании бентонита менее 1.5 % не обеспечивается вынос выбуренной породы, а при содержании его более 2 % раствор обладает настолько малой водоотдачей, что ухудшаются условия разрушения породы.

Недиспергирующий буровой раствор считается качественным, если отношение содержания частиц выбуренной породы в твердой фазе к эквивалентному содержанию в ней бентонита составляет примерно 1:1 (В/Б = 1:1). Содержание глинистого компонента твердой фазы в такой системе должно составлять не более 4 об. % (В/Б < 2).



1 – водоотдача за 1 мин; 2 – водоотдача по методике АНИ;  
3 – переходная зона

Рис. 14. Зависимость водоотдачи бурового раствора от содержания твердой фазы.

Недиспергирующие растворы также используются для предотвращения гидратации и осыпания сланцевых глин. При этом рН раствора

можно поддерживать на нейтральном уровне или несколько выше, так как для оказания влияния на регулирование водоотдачи диспергатора, который исключен из системы, не требуется каустической соды. Гидростатическое давление легко поддерживается минимальным, так как содержание твердой фазы ограничено. Полиакрилат натрия, используемый для регулирования водоотдачи, обеспечивает высокую начальную и низкую общую водоотдачу.

Полимерные глинистые растворы обладают хорошими смазочными свойствами, имеют пониженные гидравлические сопротивления, низкое поверхностное натяжение фильтрата (до  $2.4 \cdot 10^{-2}$  Н/м), что благоприятно сказывается на буримости горных пород. Для усиления этих свойств в полимерные растворы вводят до 1 % ПАВ. При использовании гидролизированных полимерных реагентов дополнительно вводят 0.3 – 0.8 % кальцинированной соды.

В высоковязкие глинистые растворы с целью снижения вязкости и статического напряжения сдвига при термическом загустевании вводят до 1 % кремнийорганических полимерных жидкостей ГКЖ – 10, ГКЖ – 11, ГКП – 10. Такие полимерные буровые растворы называют кремнийорганическими буровыми растворами.

Очень часто глинистые полимерные растворы используют с добавками солей – ингибиторов Na, K, Mg, Al, Fe и силиката натрия, а также их комбинаций. Такие комбинированные растворы в названии содержат наименование основных активных компонентов, например, полимерный алюмосиликатный глинистый раствор или полимерный магнийсиликатный глинистый раствор, алюмоакриловый глинистый раствор и др. При небольшой плотности и хороших реологических и фильтрационных характеристиках комбинированные полимерные рас-

творы обладают высоким ингибирующим эффектом и селективным действием. При этом сохраняются и другие свойства полимерных растворов.

Как было отмечено, что механическая скорость бурения при использовании полимерных глинистых растворов возрастает ( в ряде случаев почти в 2 раза), абразивный износ сменных деталей буровых насосов и турбобуров снижается в 2 – 3 раза, гидравлические потери в циркуляционной системе снижаются на 15 – 20 %, расход глины и реагентов уменьшается в 3 – 4 раза.

### **3.3. ИНГИБИРОВАННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ**

Такие растворы применяются при бурении неустойчивых, самодиспергирующихся пород и основная их цель – обеспечение устойчивости стенок скважин. Цель ингибирования – снижение гидрофильности твердой фазы и способности ее к пептизации. При ингибировании возрастает глиноемкость растворов. Ингибирование осуществляется путем строго дозируемой коагуляции, при которой структурообразование должно быть приостановлено на определенном уровне, а пептизация и размокание сильно ограничены.

При введении в буровой раствор ингибирующего компонента происходит физико-химическое взаимодействие глины и электролита, сущность которого заключается в следующем. На поверхности глины усиливается адсорбция ионов  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ba}^{+2}$ ,  $\text{NH}_4^+$  и ими замещаются вакантные участки в кристаллической решетке породы. При катионном обмене активируются ранее пассивные участки глин или поверхности глинистых частиц. В результате появления на глине замещенных



экспонированных участков ослабляются анизотропия и анизометрия частиц. Все это приводит к тому, что повышается заряд глинистых частиц и возникают контактная и жидкостная коагуляция глинистых частиц. При этом гидрофильность глины поддерживается на таком уровне, чтобы обеспечить агрегативную и кинетическую устойчивость системы бурового раствора. Такие системы снижают чувствительность глинистых дисперсий к воздействию электролитов, пластовых вод, содержанию твердой фазы. Как было уже отмечено при этом повышается глиноемкость системы. Адсорбция на глинах ионов  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{K}^{+}$ ,  $\text{Ba}^{+2}$  снижает набухание глин, повышает устойчивость к увлажнению.

В настоящее время известно и широко используются большое количество разновидностей ингибирующих буровых растворов – хлоркальциевых, калиевых, известковых, гипсовых, алюминатных, силикатных, растворов с регулируемой осмотической активностью и другие.

### **3.3.1 ХЛОРКАЛЬЦИЕВЫЕ РАСТВОРЫ**

Это такие растворы, которые содержат в качестве основного компонента

хлористый кальций (содержание кальция от 800 до 5000 мг/л) и помимо ингибирования обладают способностью упрочнять неустойчивые глинистые породы. Взаимодействие ионов кальция с горными породами следует рассматривать как управляемый коагуляционный процесс с образованием конденсационно-коагуляционных и кристаллизационных структур, упрочняющих структуру глины при ее увлажнении [10].

Однако несмотря на высокий ингибирующий эффект в глинах при промывке скважин хлоркальциевыми растворами водоотдача их долж-

на быть ограничена до 6–12 см<sup>3</sup>/30 мин по прибору ВМ-6. Увеличение водоотдачи приводит к появлению в скважине обвалов и осыпей в глинистых сланцах вследствие объемного увлажнения массива пород, а также к потере устойчивости системы. Поэтому для стабилизации применяют такие защитные реагенты, как КССБ, КМЦ, крахмал, а также реагенты– понизители вязкости.

Обработка суспензий хлористым кальцием в первую очередь приводит к ионообменным процессам с вытеснением из обменного комплекса ранее сорбированных катионов. На рис. 15 приведена изотерма поглощения ионов кальция натриевым бентонитом, полученная путем обработки его смесями растворов с разными соотношениями хлористого натрия и хлористого кальция, но с одинаковой ионной силой, в данном случае равной 0.02 [14]. Было показано, что обмен и вытеснение ионов протекают в строгом соответствии с законом действия масс, вследствие чего их можно рассматривать как химические процессы. Как видно из рисунка, с ростом концентрации кальция в равновесном растворе увеличивается его адсорбция. Незначительность искривления изотермы свидетельствует о сравнительно небольшой разнице энергий поглощения кальция.

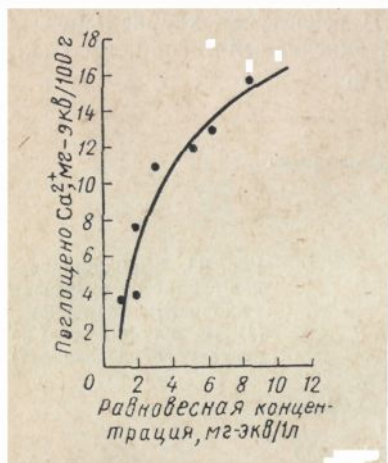


Рис. 15. Изотерма поглощения ионов кальция бентонитом.

В составе хлоркальциевого раствора обязательно должна быть известь, повышающая рН и ускоряющая ионный обмен. Оптимальная щелочность хлоркальциевых растворов соответствует рН= 10–12. Известь в составе раствора обуславливает конденсационно – кристаллизационное структурообразование. Причиной этого являются хемосорбционные процессы между ней и глиной, приводящие к образованию гидравлически активных гидросиликатов и алюминатов. В хлоркальциевых растворах удельный вес этих процессов усиливается вследствие реагирования извести с хлористым кальцием с образованием более растворимой и гидролитически неустойчивым хлороксидом кальция, являющимся источником извести при последующем взаимодействии с глиной.

Оводнение снижает упрочняющий эффект, ослабляя контакты между отдельными агрегатами и изменяя характер структур. Вместо прочных конденсационно – кристаллизационных структур, превращающих неустойчивую породу в монолит, образуются значительно менее прочные коагуляционные структуры. Поэтому, несмотря на упрочняющую функцию жидкой фазы, требования к водоотдаче хлоркальциевых глинистых растворов могут быть снижены лишь до известного предела. В промысловых условиях было показано, что при чрезмерных водоотдачах вновь начинается осыпание аргиллитов.

Несмотря на значительный ингибирующий эффект, главным преимуществом хлоркальциевых буровых растворов является упрочнение неустойчивых пород, теряющих прочность при контакте с жидкой фазой обычных растворов. Образцы осыпавших сланцев самодиспергируются в пресных средах, в фильтрате известковых растворов выдерживают нагрузку до 100 г, а в фильтрате хлоркальциевых растворов, устойчивы при нагрузке более 1000 г.

Одним из недостатков хлоркальциевых растворов является их низкая термостойкость, которая составляет не более 120–125<sup>0</sup>С. При забойных температурах выше 120<sup>0</sup>С резко возрастает водоотдача и снижается кинетическая и агрегативная устойчивость системы.

Оптимальное содержание компонентов в хлоркальциевом растворе определяется экспериментальным путем и зависит от состава пород и условий бурения.

### **3.3.2 КАЛИЕВЫЕ РАСТВОРЫ**

Являются наиболее перспективными для бурения в неустойчивых глинах. Впервые такие растворы начали применяться в США [12, 15]. Эффективность калиевого раствора в укреплении глины определяется относительно небольшим размером гидратированного иона калия (по сравнению с многовалентными ионами Са и Mg), который внедряется в кислородную сетку глинистых минералов, предотвращая их гидратацию и разбухание. При этом он прочно связывает соседние поверхности глины и препятствует тем самым процессу осмотической гидратации. Адсорбция анионного полимера также препятствует поглощению воды.

Вследствие того, что калиевые растворы при попадании в них частичек выбуренной породы сильно загустевают, в них добавляют известь. Содержание ионов калия в растворе поддерживается добавками КСl и КОН. Оптимальная концентрация КСl составляет 6–8 %, при этом содержание ионов калия составляет 30 г/л. Приготовление калиевого раствора несложно, но требует постоянного контроля за содержанием КСl и КОН в растворе. Реологические свойства таких растворов зависят от содержания твердой фазы, концентрации защитного полимера, рН раствора и т.д. Концентрацию твердой фазы в калиевых растворах регулируют путем ее удаления из системы раствора механической очисткой или, когда это возможно, разбавлением водой до необходимой плотности.

Механизм действия полимера до конца не изучен. Установлено, что наиболее эффективной добавкой при низких концентрациях является 20–40 % гидролизованного полиакриламида с высокой относительной молекулярной массой [15]. Предполагается, что адсорбция полимера при положительно заряженных краях (ребрах) частиц глины

происходит тем скорее, чем они полнее агрегатированы по граням. Степень гидролиза регулирует распределение отрицательных зарядов в полимере, влияя, в свою очередь, на его способность адсорбироваться на ребрах в присутствии близко расположенных отрицательных зарядов. Адсорбция полимера увеличивается в присутствии хлористого калия при концентрациях выше 2 %. Это, по-видимому, отражает происходящий сдвиг сил притяжения, имеющихся в системе от контактов полимер – полимер к контактам полимер – глина.

Калиевый раствор можно приготовить из пресного, известкового, гипсового и других растворов. Для получения калиевого раствора из пресного последний обрабатывают водным раствором лигносульфоната (ССБ, КССБ-4, ФХЛС) до получения вязкости 25–30 с, вводят 5–10 кг/м<sup>3</sup> полимерного реагента и лишь после этого добавляют КСl. Показатель рН поддерживается в пределах 9–9.5 добавками КОН. При переходе от промывки гуматным раствором на калиевый раствор сначала известкуют, а затем переходят на калиевый.

Модификация калиевых систем позволила создать растворы, наиболее полно сохраняющие устойчивость сланцев при температурах до 232<sup>0</sup>С. Такие системы под названием «К-плюс» были разработаны фирмой «Бароид» и использованы в Канаде и США. В дальнейшем именно калиевые системы стали широко использоваться не только в Америке, но и в Европе и Азии. Их использовали также при бурении в районах вечной мерзлоты. В ряде случаев они заменили растворы на нефтяной основе.

Примеси (цемент, соль или гипс) вредны для калиевых буровых растворов. Для устранения их влияния раствор обрабатывают бикарбонатом и карбонатом калия.

Калиевые растворы можно с успехом применять при низких температурах. Лабораторные исследования показали, что понижение температуры до  $-1^{\circ}\text{C}$  не влияет на их реологические свойства. Раствор, содержащий  $28 \text{ кг/м}^3 \text{ KCl}$ , имеет теоретическую температуру замерзания  $-1^{\circ}\text{C}$ , а при содержании  $112 \text{ кг/м}^3$  – минус  $3^{\circ}\text{C}$ . Однако, практикой установлено, что калиевые растворы еще можно прокачать при температурах на  $3 - 4^{\circ}\text{C}$  ниже теоретических.

### 3.3.3 ИЗВЕСТКОВЫЕ РАСТВОРЫ

Наиболее эффективны при бурении в глинистых легко переходящих в раствор породах. В их состав, кроме глины, воды и извести входят каустическая сода и реагенты – понизители вязкости и водоотдачи.

При введении в глинистый раствор извести кальций, обладающий двумя свободными валентностями, может присоединиться обеими валентностями к одной частице либо к двум, связывая их между собой. Так образуются цепочки, состоящие из глинистых частиц, соединенных между собой катионами кальция. При этом вязкость раствора повышается и раствор становится густым. При перемешивании цепочки рвутся, образуя короткие цепочки и агрегаты частиц, более крупные по сравнению с частицами до введения извести. Для предотвращения возникновения длинных цепочек в глинистый раствор вводят химические реагенты, устойчивые к действию кальция такие, как ССБ и КССБ.

Введение извести и щелочи повышает рН суспензий до 11 – 12. Рост ионной силы растворов приводит к сжатию адсорбционных слоев и перераспределению коагуляционных ионов, скапливающихся вблизи поверхности. Химически это эквивалентно образованию на поверхности частиц менее растворимых или менее диссоциированных соединений и снижению электрокинетического потенциала. Повышение ионной силы растворов – один из важных факторов ингибирования, который действует в том же направлении, что и замещения на кальций, также вызывающие изменения структуры адсорбционных слоев. Подобно извести, щелочь значительно увеличивает ионную силу растворов, сжатие диффузных слоев и перераспределение в них коагулирующих ионов. Большое влияние оказывает щелочь и на поведение реагентов – стабилизаторов. Так, действие УЩР в присутствии извести падает из-за образования нерастворимых гуматов кальция. Присутствие щелочи, пептизирующей образующиеся гуматы кальция, сдерживает этот процесс. Пептизируют щелочь и лигносульфонаты, усиливая действие ССБ. В то же время щелочная среда улучшает условия стабилизации, обуславливая оптимальные конформации молекул полимеров и активизируя поверхность глинистых частиц.

Помимо извести кальцинировать глинистый раствор можно, добавляя цемент. В этом случае используется образующийся при затворении гидрат оксида кальция. Такой метод удобен при отсутствии извести или неудовлетворительном ее качестве, но эффект ингибирования при этом ниже, так как не известна фактическая добавка известкующего компонента и увеличилось количества высокодисперсной фазы т вызываемая ею контактная коагуляция. Это усугубляется загущающим



действием продуктов гидратации цемента – гидравлически активными гидросиликатами и гидроалюминатами.

Известковые растворы обычно готовят в процессе циркуляции бурового раствора в желобной системе буровых установок. Предпочтительно введение реагентов в следующем порядке: ССБ, каустическая сода, известь. Конкретная рецептура известковых растворов определяется на месте работ. Например, для некоторых районов Ставрополя оптимальной оказалась следующая рецептура раствора: 3 – 5 % ССБ плотностью 1.20 – 1.25 г/см<sup>3</sup>, 1.5 – 2 % каустической соды плотностью 1.3 – 1.4 г/см<sup>3</sup>, 2 – 2.5 % известкового молока плотностью 1.25 г/см<sup>3</sup>.

Известковые растворы нельзя обрабатывать кальцинированной содой, фосфатами, т.к. при этом образуются нерастворимые кальциевые соли, осаждающиеся из системы раствора.

Одним из недостатков известковых растворов является их высокая коррозионная активность, особенно при использовании легкосплавных бурильных труб. К положительным моментам применения таких растворов следует отнести их высокую устойчивость к накоплению в растворе твердой фазы, выбуренной породы, утяжелителя и разбуриваемого цемента. Они менее чувствительны к воздействию пластовых вод, содержащих электролиты, повышают устойчивость стенок скважины, сложенных глинами.

### 3.3.4 ГИПСОВЫЕ РАСТВОРЫ

Гипсовые растворы получили свое название по основному реагенту – гипсу  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , входящему в состав раствора. Добавки 1.5 – 3 % гипса в буровой раствор позволяют получить концентрацию ионов

кальция в растворе до 700 – 1200 мг/л. Гипсовые глинистые растворы относятся к числу саморегулирующихся ингибированных систем.

Гипсовые буровые растворы устойчивы к проявлению минерализованных пластовых вод как сульфатного, так и кальциевого типа. Эти системы буровых растворов успешно применяются во многих районах при вскрытии неустойчивых глинистых отложений. Преимущество гипсовых глинистых растворов по сравнению с известковыми и хлор-кальциевыми состоит в том, что они более устойчивы к действию полиэлектролитов и высокой температуры, обладают повышенной глиноемкостью, просты в приготовлении и легко обрабатываются.

На практике гипс часто заменяют алебастром  $\text{CaSO}_4 \cdot 0.5 \text{H}_2\text{O}$ . Гипс, алебастр и ангидрит отличаются от остальных кальциевых ингибиторов анионами  $\text{SO}_4^{2-}$ , вводимыми вместе с кальцием в глинистый раствор. Сульфат ионы обладают более высоким коагулирующим действием, чем гидрат ионы. Поэтому для защиты глинистых частиц от коагуляции при ингибировании гипсом требуются более эффективные понизители водоотдачи, чем при ингибировании известью. Опыт применения гипсовых растворов показал, что более эффективно снижают водоотдачу гипсовых растворов такие химические реагенты, которые содержат сульфогруппы и не выпадают в осадок при взаимодействии с кальцием. Такими реагентами являются ФХЛС, ХЛС, КССБ и сунил.

При первичной химической обработке для перевода в гипсовые растворы сначала разбавляют раствор до вязкости 25 – 30 с водой, а затем вводят от 0.3 до 1.5 – 2.0 % гипса; 0.8 – 1.0 % ФХЛС; 0.01 – 0.02 % NaOH и 0.07 – 0.1 % стеарата алюминия (пеногасителя).

Также для снижения водоотдачи растворов обрабатывают КССБ совместно с КМЦ и модифицированным крахмалом. Количество добавки этих реагентов подбирают в лаборатории в соответствии с требованиями проводки скважины и оно не должно превышать 1 – 1.5 % из расчета на сухое вещество.

Для снижения коэффициента трения, а также расхода КМЦ, крахмала, необходимых для понижения водоотдачи раствора в этот же глинистый раствор добавляют 2 –3 % дизельного топлива или 5 – 10 % нефти.

В гипсовых глинистых растворах поддерживают низкий pH (8.5 – 10), причем с увеличением температуры снижают pH до 8.5 – 9.0. Гипсовые растворы, единственные из кальциевых растворов, применяют при высоких температурах (до 200<sup>0</sup>С). По мере нагревания способность лигносульфонатов к разжижению гипсовых растворов, в том числе эмульгированных, падает скорее, чем способность к снижению водоотдачи [16].

Благодаря тому, что в гипсовых глинистых растворах содержится небольшое количество свободных катионов кальция, для поддержания низкой водоотдачи можно использовать понизители вязкости, обладающие способностью снижать водоотдачу, например, сунил.

Следует отметить, что в последние годы в связи с ужесточением экологических требований применение некоторых реагентов, содержащих ионы тяжелых металлов (например, ионы хрома, железа и др.), ограничено. Поэтому вместо этих реагентов специально составляют системы буровых растворов, удовлетворяющих экологическим требованиям и горно-геологическим условиям проводки скважин.

### **3.3.5 АЛЮМИНАТНЫЕ РАСТВОРЫ**

В качестве ингибирующей добавки в таких растворах применяют соли алюминия. Они имеют очень высокую степень ингибирования и требуют меньшего расхода стабилизатора, чем другие ингибированные жидкости. Аллюминатные растворы готовят с низким содержанием глинистой фазы. Это объясняется следующим. Образующийся в растворе гидроксид алюминия, адсорбируясь на выбуренной породе, препятствует ее переходу в раствор. Попадая в трещины и поры, гидроксид закупоривает их, снижая обводнение пластов и укрепляет стенки скважины. Но при образовании гидроксида вокруг него создается гидратная оболочка, которая снижает силу положительного заряда. Если глина увлажнена, вокруг ее частиц также образуется мощный гидратный барьер. Отрицательно заряженные глинистые частицы в таких случаях лишены возможности притягивать гидратированный положительно заряженный гидроксид алюминия. Они не дегидратируются и не коагулируют. Таким образом, аллюминатные растворы могут быть использованы только при разбурировании аргиллитов и мало увлажненных (10 % влаги) высококоллоидальных глин.

Гидроксид алюминия хорошо сочетается с полимерными реагентами, которые предотвращают гидратацию и диспергирование глин. При такой совместной обработке повышается устойчивость ствола скважины и уменьшается загрязнение раствора выбуренной породой. При этом термостойкость достигает 200<sup>0</sup>С и выше.

Известна следующая рецептура аллюминатного раствора: 2 – 3 % аллюмината натрия или 1 – 1.5 % гипсоглинозамистого цемента, 7 – 13 % ССБ или 7 – 10 % оксила, 3 – 4 % ФХЛС, смазывающая добавка (5 – 7 % нефти или 1.5 – 2 % смад – 1). При этом раствор имеет рН – 9 –

9.5, который может регулироваться добавками каустической соды. Параметры такого раствора в процессе бурения поддерживаются в следующих пределах : плотность  $1.17 - 1.15 \text{ г/см}^3$ , условная вязкость  $17 - 28 \text{ с}$ , водоотдача  $5 - 10 \text{ см}^3$ , статическое напряжение сдвига  $0.2 - 1.4 \text{ Па}$ .

Алюминатные растворы готовят в перемешивающих устройствах либо в скважинах в процессе бурения. В первом случае в состав алюминатного раствора необходимо вводить пеногаситель. Обладая крепящими свойствами, будучи нечувствительными к загрязнению цементом, алюминатные растворы при обогащении их выбуренной породой сохраняют низкие структурно-механические свойства даже при глиноемкости до  $700 \text{ кг/м}^3$ .

### 3.3.5 СИЛИКАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород. Крепящее действие силикатных растворов обусловлено обменом катионов натрия жидкого стекла с катионами кальция глинистых пород. Освободившиеся при этом катионы кальция соединяются с анионами силиката жидкого стекла, образуя нерастворимое в воде соединение силикат кальция  $\text{CaSiO}_3$ , которое и является цементирующим веществом.

Добавка электролитов в силикатные буровые растворы была вызвана необходимостью образования нерастворимых поликремневых солей, которые могли бы образовывать на поверхности глин конденсационно – кристаллизационные структуры, обладающие гидравлической активностью и вяжущими свойствами. Однако, К.Бекер и А.Гаррисон [17] показали, что только в концентрированных растворах

жидкого стекла образцы глин сохраняют устойчивость, не меняя своих геометрических форм. Применение же концентрированных растворов жидкого стекла для промывки скважин нереально, дорого и приводит к загустеванию раствора при обогащении его выбуренной глинистой породой. По этой причине в бурении применяют силикатные растворы с соотношением метасиликата натрия и водного раствора соли 2 : 1, которые обеспечивают вязкость 30 – 35 с и нулевое статическое напряжение сдвига при плотности раствора 1.4 – 1.44 г/см<sup>3</sup>. Повышение статического напряжения сдвига обеспечивается добавками в раствор бентонита.

При высокой щелочности раствора ( $\text{pH} > 9$ ) и при наличии в растворе нефтепродуктов силикатизация раствора ухудшается. Также силикатные растворы не пригодны при разбуривании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Приготовление силикатных растворов предусматривает соблюдение концентрации жидкого стекла, поскольку ингибирующее действие силикатный раствор приобретает при концентрации свыше 4 %. Оптимальное значение составляет 5–10 %.

Для улучшения смазочных свойств силикатных растворов в них добавляют 1–2 % СМАД-1, соапстока или другой смазки.

Следует отметить, что как в странах СНГ, так и за рубежом силикатные растворы не нашли широкого применения. Это вызвано тем, что при бурении скважин с промывкой такими растворами резко снижалась проходка на долото. Было установлено, что свойства таких растворов трудно регулировались, требовались большие затраты материалов, растворы обладали низкой термостойкостью и снижали проходку

на долото. В связи с этим были применены малосиликатные буровые растворы, которые незначительно улучшили износостойкость долота и устойчивость стенок скважин [17].

### 3.3.7. РАСТВОРЫ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ОСМОТИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТЬЮ

Растворы с регулируемой осмотической активностью относятся к типу ингибирующих растворов. Осмотические явления существенно влияют на характер взаимодействия растворов с пластом и тем самым обуславливают возникновение различных осложнений [18]. В системе скважина – пласт основное значение имеет концентрационный осмос. Переток жидкости в этой системе обусловлен разностью концентраций солей в буровом растворе и в пластовом флюиде, разделенных полупроницаемой перегородкой – мембраной, образованной глинистой коркой.

Полупроницаемая перегородка беспрепятственно пропускает растворитель (воду), задерживая растворенное вещество. Стремление молекул растворителя к проникновению через перегородку в объем жидкости с большей концентрацией количественно характеризуется величиной осмотического давления и определяется формулой Вант-Гоффа:

$$\pi = i \Delta C R T,$$

где  $\pi$  – осмотическое давление, мПа;  $i$  – изотонический коэффициент Вант-Гоффа, показывающий во сколько раз увеличивается число (численная концентрация) осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации молекул электролита;  $\Delta C$  – разность концентраций растворов, разделенных перегородкой, моль/м<sup>3</sup>;  $R$  – универ-

сальная газовая постоянная (Дж/моль К);  $T$  – температура растворов, К.

Осмотическое давление может быть оценено величиной гидростатического давления, препятствующего проникновению растворителя под действием осмотического давления через перегородку. Величина осмотического давления в скважине за счет минерализации раствора может быть сопоставима со значением перепада давления, создаваемого весом столба раствора.

Раствор смеси солей имеет осмотическое давление, равное сумме осмотических давлений растворенных компонентов. Следует отметить, что увеличение этих давлений в дисперсных системах вследствие наличия дисперсной фазы мало из-за влияния концентрации. Его величина зависит от природы и размера частиц. Осмотическое давление растворов высокомолекулярных веществ возрастает быстрее, чем увеличивается концентрация. Это объясняется тем, что возрастает число сегментов, на которые условно можно разделить гибкую макромолекулу.

Глинистая корка – несовершенная мембрана. В ней могут быть каналы различного диаметра. В широких каналах будет осуществляться обычный переток, характеристики которого связаны с вязкостью протекающей жидкости и ее расходом. Капилляры в соответствии со своим просветом могут быть полупроницаемыми для осмотически активных частиц различного размера. Таким образом, можно предположить много возможных случаев сложных перетоков, а также изменение величин и градиентов перепада давления между скважиной и пластом.



Положительное влияние на устойчивость стенок скважин будет оказывать раствор, позволяющий предотвратить осмотические перетоки из скважины в пласт или обеспечивающий осушение глинистых пород за счет таких перетоков в скважину.

Эффективность действия осмотически активного ингибирующего раствора будет тем выше, чем:

1) меньше перепад давления между скважиной и пластом за счет плотности раствора, в связи с чем бурение «на равновесии» предпочтительнее;

2) ближе по своим свойствам полупроницаемая перегородка к совершенной, способной препятствовать проникновению ионов солей, обуславливающих в основном активность жидкой фазы, что во многом зависит от качества глинопорошка и свойств реагентов — понизителей водоотдачи;

3) меньше эрозионное воздействие на корку восходящего потока раствора;

4) меньше свободной воды в системе.

Несмотря на то, что механизм осмотических явлений в скважине еще недостаточно изучен, имеется положительный опыт направленного изменения свойств растворов с целью регулирования их осмотической активности. Специально подобранные соли и их концентрация в дисперсионной среде, а также наличие полимеров, улучшающих полупроницаемость фильтрационной корки позволяют не только предотвратить осмотический переток жидкой фазы бурового раствора к сланцам, но и вызвать их осушение при необходимости.

Ряд американских фирм предлагают различные составы осмотических полимерных жидкостей, в которых используются известные ма-

териалы для получения раствора с управляемым осмотическим перепадом. Конкретная рецептура раствора устанавливается исходя из геологических условий бурения. Реагенты – диспергаторы с такой системой несовместимы.

### **3.3.8. ДРУГИЕ ВИДЫ ИНГИБИРОВАННЫХ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ**

Одной из разновидностей ингибированных систем являются сульфит-солевые растворы, содержащие 20 – 40 % ССБ и 20 – 25 % поваренной соли с добавками 5 – 10 % глинопорошка. В таких растворах образуются коллоидно – дисперсные лигносульфонаты, обеспечивающие необходимую вязкость и водоотдачу. Для придания структурно – механических свойств в растворы добавляют 5 – 6 % бентонитового глинопорошка. Промысловый опыт применения таких растворов показал, что они не обеспечивают устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми породами. Опыт их применения в Казахстане, Азербайджане, Туркмении, на Украине и на Нижнем Поволжье показал, что при промывке скважин сульфит – солевыми буровыми растворами резко снижается проходка на долото, замедляются сроки схватывания цементных растворов, затрудняются условия проведения электрометрических работ, требуются большие расходы материалов на их приготовление [10]. Эти недостатки ограничили применение сульфит – солевых растворов в практике промывки скважин.

Другой разновидностью ингибированных систем являются барьерные растворы, содержащие 3 – 5 % оксида бария, являющегося ингибирующим компонентом. Барьерные буровые растворы обладают высо-

кой термостойкостью и могут быть применены при забойных температурах до 180<sup>0</sup> С. Применение таких буровых растворов сдерживается дефицитностью и токсичностью оксида бария, а также трудностью регулирования их реологических и фильтрационных свойств.

### **3.4 АЭРИРОВАННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ**

Глинистые растворы, насыщенные воздухом, применяются для борьбы с поглощениями в неустойчивых породах, для увеличения механической скорости и проходки на долото, а также для повышения качества вскрытия продуктивных пластов. Аэрированные растворы имеют пониженную плотность, водоотдачу, повышенные статическое напряжение сдвига и вязкость, обладают высокой очистной способностью.

Получить аэрированный глинистый раствор можно следующими путями:

- а) механическим – насыщением исходного раствора воздухом или каким – либо другим газообразным агентом с помощью компрессорных установок (в качестве диспергатора воздуха используют аэратор, размещенный на нагнетательной линии буровых насосов);
- б) эжекционным, аэрирующим жидкость путем засасывания воздуха из атмосферы или же подачей его в эжектор от компрессора низкого давления;
- в) химическим – обработкой раствора пенообразующими ПАВ. При химической аэрации растворы более устойчивы, вязкость и предельное статическое напряжение сдвига их хорошо регулируется, они обладают хорошими коркообразующими и глинизирующими свойствами по сравнению с растворами, полученными другими путями;

г) комбинированным, сочетающим механические и химические способы аэрации системы бурового раствора.

Введение пузырьков воздуха в буровой раствор и их рассредоточение в нем вызывает в многофазной системе псевдооживление твердой фазы. Псевдооживление системы аэрированного бурового раствора зависит от содержания воздушных пузырьков, их дисперсности, фильности глины, химического и механического диспергирования компонентов. В результате псевдооживления бурового раствора и увеличения концентрации твердой фазы и ее дисперсности не вызывает роста гидравлического сопротивления при течении в трубах и затрубном пространстве. Несмотря на повышенную кажущуюся вязкость, аэрированные растворы обладают повышенной текучестью и подвижностью [19].

Чем выше дисперсность воздушных пузырьков в буровом растворе и их концентрация в единице объема, тем сильнее сказывается псевдооживляющий эффект системы. При этом твердая фаза бурового раствора и насыщающая ее выбуренная порода равномерно распределяются по объему, рассредоточиваясь между воздушными пузырьками. Такое равномерное распределение твердой фазы в дисперсии и разделение ее отдельных частиц и агрегатов газовойдушными пузырьками способствует снижению внутреннего трения в системе, повышая ее текучесть в динамических условиях и структурирование в статических. Считается, что аэрированные глинистые растворы обеспечивают в скважине сравнительно равномерное температурное поле как самой жидкости, так и на стенках скважины, что снижает термические напряжения в породах, повышая их устойчивость.

Однако, несмотря на ряд преимуществ азрированных растворов, они имеют недостатки: усложнение технологической схемы буровой и увеличение ее энергоемкости в связи с установкой компрессоров; необходимость работ по обвязке и герметизации устья; трудность регулирования свойств и показателей азрированных растворов; нецелесообразность азрирования растворов при необходимости их утяжеления; повышение коррозионного износа вследствие окислительного действия воздушной фазы, которая усиливается в минерализованных средах.

### **3.5 ЭМУЛЬСИОННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ**

Применяются в основном при бурении мощных толщ глинистых и глинисто-карбонатных пород, склонных к образованию сальников на бурильных трубах. Эмульсионные растворы создают на поверхности разбуриваемой породы, породоразрушающего инструмента и бурильных труб тонкую пленку, улучшающую условия бурения, предупреждающую износ инструмента, уменьшающую трение труб о стенки скважины.

Эмульсионные глинистые растворы относятся к эмульсиям 1 рода (масло в воде). Эмульгаторами нефти в буровом растворе являются как реагенты, так и сама глинистая фаза. По П.А.Ребиндеру, из различных факторов стабилизации эмульсий первое место принадлежит механическому фактору – прочности поверхностных слоев глобул [20]. Особое значение имеют поэтому твердые эмульгаторы – высокодисперсные глинистые частицы, сосредоточивающиеся на поверхностях раздела. Создаваемые ими структурированные адсорбционные слои обладают большой прочностью. Если глинистые частички стабилизированы, то глобулы, защищенные ими, еще надежнее предохранены от аг-

регирования. Наряду с функцией эмульгатора, глинистый компонент в присутствии нефтяной фазы образует сопряженные суспензионно – эмульсионные структуры. Глобулы с покрывающими их глинистыми частичками становятся звеньями структурных цепей и соединяющими их узлами, что приводит к большей жесткости и прочности структурного каркаса. По этой причине эмульсионные растворы с малым содержанием твердой фазы сохраняют приемлемые структурно – механические свойства. Однако такое интенсифицирование структурообразования снижает глиноемкость растворов. Загущающее действие может оказать и увеличение добавки нефти, оптимум которой, влияющей на буримость, лежит в пределах 10 – 15 %. Такое загущение обычно устраняется разбавлением, но более эффективно введение понизителей вязкости или УЩР. С другой стороны УЩР, усиливая пептизацию глины и диспергирование нефтяных глобул, также в некоторых случаях может вызывать загущение. Преобладание того иного эффекта зависит от условий. Так, если исключить влияние разбавления путем поддержания постоянной концентрации глины, возрастающие добавки УЩР приведут к загущению системы.

Как показывает практика бурения скважин с промывкой эмульсионными буровыми растворами с содержанием в них 20–30 % глинистого материала образуются устойчивые эмульсии. На стабильность и кинетическую устойчивость эмульсионных растворов существенное влияние оказывают состав и тип вводимой в раствор нефти. Из практики известно, что для получения устойчивых эмульсионных растворов лучше применять нефть парафинового типа плотностью 0.8–0.845 г/см<sup>3</sup> [15]. Нефти асфальтенового типа с плотностью выше 0.845 г/см<sup>3</sup>

дают менее устойчивые эмульсии. Легкие нефти и дистилляты также образуют прочные эмульсии, но их применение ограничено из-за высокой пожароопасности и больших расходов на приготовление эмульсионного раствора. Опыт применения эмульсионных систем буровых растворов показывает, что практически любые системы глинистых растворов на водной основе можно перевести в эмульсионные. Но в некоторых случаях необходимо учесть, что в глинистом растворе могут содержаться электролиты, которые затрудняют регулирование структурно-механических и фильтрационных свойств системы. Это связано с тем, что при разбурировании пропластков хемогенных отложений или в результате притока в скважину высокоминерализованных пластовых вод, эмульгирование их нефтью становится невозможным.

Обычно содержание нефти в эмульсионном растворе составляет 10–15 %. Стабильность эмульсионных систем определяется по отстою нефти и дисперсности компонентов. Чем выше дисперсность компонентов эмульсионного раствора, тем лучше свойства раствора. При достаточной концентрации и коллоидности глинистой фазы удается получить эмульсии без химической обработки и добавки эмульгаторов. Но такие эмульсии грубодисперсны и недостаточно устойчивы. Химически обработанные эмульсии, наоборот, стабильны, т.к. добавки реагентов (УЩР, ССБ, КМЦ, крахмал и др.) усиливают роль глины как эмульгатора и, кроме того, некоторые из них (каустик, кальцинированная сода и др.) повышают дисперсность компонентов. О стабильности полученного эмульсионного раствора судят по его поверхности: допускается только легкий отстой нефтепродукта в виде образования очень тонкой пленки. Стабильными являются растворы, полученные путем ввода в глинистый раствор с малой водоотдачей. При бурении

необходимо поддерживать заданное количество нефти, т.к. с течением времени концентрация ее уменьшается вследствие потерь со шламом и керном, образования фильтрационных корок и т.д. В среднем суточные потери нефти составляют 0.5–1.0 %.

По сравнению с обычными глинистыми растворами эмульсионные обладают рядом преимуществ: улучшается качество бурового раствора и его свойства, улучшается работа забойных двигателей, буровых долот, повышается буримость горных пород, повышаются технико-экономические показатели бурения, улучшаются условия вскрытия, опробования и освоения пластов, содержащих нефть и газ и др.

Смачивание олеофильных металлических поверхностей нефтью и образование на них жидкостных прослоек, уменьшающих перепад давления, прижимающий трубы к стенкам, способствует важной функции эмульсионных растворов – профилактике затяжек и прихватов. Образование подобных прослоек на выбуриваемой породе облегчает очистку забоя и соответственно буримость.

Эмульсионные растворы улучшают и состояние ствола. Д.Вейхетр описывает опыт применения эмульсионных растворов в США на 31 скважине, объем которых увеличился лишь на 6 – 11 % или не изменился по сравнению с номинальным, тогда как на обычных растворах он увеличивается на 32 – 56 % и более [21]. Полагают, что это обусловлено общим улучшением качества растворов, их водоотдачи, реологических и других свойств. По другим данным, наличие нефтяного компонента, наоборот, может вызывать осыпи, так как облегчается скольжение глинистых сланцев по плоскостям напластования.



Эмульсионные растворы хорошо совместимы с различными видами химической обработки и модифицируют существующие типы буровых растворов, придавая им новые свойства. К числу эмульсионных должны быть отнесены и растворы со смазочными добавками, обладающие большой эффективностью и позволяющие в 5 – 8 раз сократить расходы нефтяного компонента, а также растворы с малым содержанием твердой фазы, улучшающие буримость твердых пород, где обычно эмульсионные рецептуры не дают большого эффекта.

К недостаткам эмульсионных растворов относится некоторое ухудшающее влияние их на прочность резиновых частей бурового оборудования, с которыми соприкасается эмульсия, и трудность оценки нефтеносности керна, отобранного при использовании эмульсионных растворов. При больших добавках нефти (15–20 %) снижается плотность раствора. Однако эти трудности практически полностью устранимы: керны экстрагируют и отмывают в специальных растворителях, резиновые детали бурового оборудования изготавливают из маслoneфтестойкой резины, а для повышения плотности раствора его утяжеляют баритом.

### **Библиографический список**

1. *Резниченко И.Н.* Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. М., Недра, 1982.
2. *Полинг Л.* Природа химической связи. М., изд. ИЛ, 1947.
3. Baroid Drilling Fluids Products. PROPERTIES AND PERFORMANCE OF DRILLING MUD. Baroid Drilling Fluids, Inc. P.O. Box 1675, Houston, Texas 77251. Copyright 1989.
4. Drilling Fluid Eng. manual., Magcobax, Division oilfield Products Group, Dresser Ind. Inc., Houston, Texas, 1977
5. *Овчаренко Ф.Д.* Гидрофильность глин и глинистых минералов. Киев., изд-во АН УССР, 1961.
6. *Грим Р.* Минералогия и практическое использование глин. М., Мир, 1967.
7. *Рибиндер П.А.* Избранные труды. М., Наука, 1978-1979. Т.1 и 2.
8. BASIC DRILLING FLUIDS. A Seminar, Presented BY DESERT DRILLING FLUIDS, INC. For TONTO DRILLING SERVICES, INC. Winnemucca, Nevada. February 17, 1995.
9. *Резниченко И.Н., Булатов А.И., Рябоконь С.А., Шандин С.Н.*  
Утяжеление буровых и тампонажных растворов. М., Недра, 1978.
10. *Кустер Э.Г.* Химическая обработка буровых растворов. М., Недра, 1972.
11. *Gray G.R.* New muds designed to improve drilling rate, hole stability. – World Oil, 1973, Vol. 179, № 5, P. 84-86.
12. Baroid Mud Technology: Hand-book Houston, Texas, 1975.
13. Drilling fluids file. – World Oil, 1974, Vol. 178, №1, P. 50-89.

14. Кустер Э.Г., Губарева Т.П. Кальциевые глинистые растворы. В кн.: Глинистые растворы в бурении. Труды ВНИИБТ, вып. 8. М., Гостоптехиздат, 1963.
15. Химические реагенты для обработки буровых растворов /Шандин С.Н., Рябченко В.И. и др. – Сер. «Бурение». М., ВНИИОЭНГ, 1977.
16. Kelly J., Jr. How lignosulfonate muds behave at high temperatures. Oil and Gas, 1964, vol. 62, № 40, p. 112 – 119.
17. Darley H.C. Designing fast drilling fluids. – Journal of Petroleum Technology, 1965, № 4, P. 465 – 470.
18. Гамзатов С.М. Влияние осмотических явлений на кавернообразование. – Бурение, 1974, № 8, с. 16 – 18.
19. Псевдооживление. Под ред. проф. Гальперина Н.М., М., 1974.
20. Ребиндер П.А., Поспелова К.А. Современные представления об устойчивости и разрушений эмульсий и методы их исследования. Вступительная статья в кн. В.Клейтона «Эмульсии». М., Ин. лит-ра, 1950.
21. Weichert J.P., Van Dyke O.W. The Effect of Oil Emulsion Muds on Drilling. Petrol. Eng., 1950, vol. 22, № 12.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение -----	3
1. Общие сведения о буровых глинистых растворах -----	5
1.1. Глины, их строение и свойства -----	5
1.2. Физико-химические процессы в глинистых растворах ----	15
1.3. Свойства глинистых растворов -----	21
1.4. Приготовление глинистых растворов -----	24
2. Химические реагенты -----	35
2.1. Пептизаторы -----	38
2.2. Коагуляторы -----	41
2.3. Понижители водоотдачи -----	45
2.4. Понижители вязкости -----	66
2.5. Вещества специального назначения -----	71
2.6. Смазочные добавки (лубриканты) -----	73
2.7. Эмульгаторы -----	77
2.8. Пенообразователи -----	79
2.9. Пеногасители -----	81
2.10. Пластифицирующие добавки -----	85
2.11. Термостабилизирующие добавки -----	86
2.12. Утяжелители -----	86
2.13. Наполнители (закупоривающие материалы) -----	94
2.14. Ингибиторы коррозии -----	97
3. Разновидности буровых глинистых растворов -----	101
3.1. Малоглинистые растворы -----	101
3.2. Недиспергирующие полимерные растворы -----	105
3.3. Ингибированные глинистые растворы -----	109
3.3.1. Хлоркальциевые растворы -----	110
3.3.2. Калиевые растворы -----	113
3.3.3. Известковые растворы -----	115
3.3.4. Гипсовые растворы -----	118
3.3.5. Алюминатные растворы -----	120
3.3.6. Силикатные растворы -----	121
3.3.7. Растворы с регулируемой осмотической активностью	123
3.3.8. Другие виды ингибированных глинистых растворов	126
3.4. Аэрированные глинистые растворы -----	127
3.5. Эмульсионные глинистые растворы -----	129
Библиографический список-----	134

Учебное издание

Кудайкулова Гульжан Абдуллаевна

**БУРОВЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ**

Учебное пособие

Зав. РИО	З.А.Губайдулина
Редактор	Ж.А.Нурмаганбетова
Техн. редактор	Ж.К.Еланова
Компьютерный набор и верстка	Л.Т.Касжанова

Подписано в печать \_\_\_\_\_

Тираж 500 экз. Формат 60x84 1/16. Бумага типогр. № 1.

Объем 7.0 уч.-изд.л.

Заказ № \_\_\_\_\_ Цена договорная.