

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Н.М. Уляшева

ТЕХНОЛОГИЯ БУРОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Часть I

Учебное пособие

Ухта 2008

УДК 622.244.442

ББК 65.050.9 Я7

У 51

Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей [Текст]: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с., ил.

ISBN 978-5-88179-526-9

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению 130500 – Нефтегазовое дело (магистратура): программа «Технология буровых растворов», дисциплина «Технология буровых жидкостей».

Учебное пособие охватывает вопросы технологии буровых растворов, в том числе проблемы утяжеления и стабилизации.

Содержание учебного пособия соответствует примерной программе по дисциплине «Технология буровых жидкостей». В процессе подготовки учебного пособия к изданию использованы отечественные и зарубежные источники.

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета.

Рецензенты: Долгий И.Е. – д.т.н., профессор кафедры Строительства горных предприятий и подземных сооружений Санкт-Петербургского государственного горного института (технический университет);

Николаев Н.И. – профессор кафедры Технологии и техники бурения скважин, д.т.н.;

Злотников Г.П. – руководитель группы техники и технологии строительства скважин СС ГРП и СС ООО «Газпром переработка».

© Ухтинский государственный технический университет, 2008

© Уляшева Н.М., 2008

ISBN 978-5-88179-526-9

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ХИМИЯ ГЛИН	7
1.1 Минеральный состав глин.....	8
1.2 Свойства глинистых минералов	28
1.2.1 Ионный обмен.....	32
1.2.2 Необменные реакции замещения.....	33
1.2.3 Реакции присоединения.....	33
1.2.4 Гидратация, набухание и диспергирование глин.....	34
Библиографический список.....	49
2. ПОЛИМЕРНЫЕ РЕАГЕНТЫ	50
2.1 Строение органических полимеров и гибкость макромолекул.....	50
2.2 Свойства высокомолекулярных соединений.....	54
2.3 Стабилизация и флокуляция	63
2.4 Полимерные реагенты	70
Библиографический список.....	78
3. ТЕХНОЛОГИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ....	79
3.1 Пресные буровые растворы.....	79
3.1.1 Приготовление пресного бурового раствора.....	79
3.1.2 Технология управления свойствами пресного бурового раствора	83
3.2 Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы	89
3.2.1 Полимерные (недиспергирующие) буровые растворы.....	90
3.2.2 Безглинистые полимерные и полимер-солевые системы.....	94
3.2.3 Буровые растворы с органической твердой фазой.....	96
3.3 Буровые растворы на основе соленой воды	98
3.3.1 Минерализованные буровые растворы с диспергированной твердой фазой.....	98
3.3.2 Буровые растворы на основе морской и пластовой воды	100
3.4 Ингибирующие буровые растворы.....	101
3.4.1 Технология выбора состава ингибирующего бурового раствора	101
3.4.2 Составы ингибирующих буровых растворов	107
3.4.3 Технология приготовления ингибирующих буровых растворов	109
3.5 Мицеллярные буровые растворы.....	111

3.5.1 Неструктурированные буровые растворы	111
3.5.2 Технология стабилизированных систем	111
3.6 Буровые растворы с конденсированной твердой фазой.....	112
3.6.1 Технология гидрогелей	117
3.6.2 Технологические особенности солегелей	118
3.6.3 Регулирование технологических свойств	118
Библиографический список.....	119
4. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ЖИДКИХ	
УГЛЕВОДОРОДОВ	121
4.1 Безводные суспензии	121
4.2 Обратные эмульсии	124
4.2.1 Требования к выбору состава гидрофобных эмульсий	131
4.2.2 Приготовление и регулирование свойств гидрофобных эмульсий	135
Библиографический список	138
5. ГАЗООБРАЗНЫЕ АГЕНТЫ.....	139
5.1 Аэрированные растворы	139
5.2 Пены.....	141
5.3 Системы рабочих жидкостей «APHRONICS».....	144
5.3.1 Приготовление системы.....	145
5.3.2 Очистка от выбуренной породы	146
5.3.3 Область применения.....	146
Библиографический список.....	149
Приложения	160

ВВЕДЕНИЕ

Значительную роль при строительстве скважин играет технология буровых растворов. От выбора состава и свойств промывочного агента, правильности управления его качеством, технологической грамотности персонала зависит успешность буровых работ, которая заключается как в предупреждении геологических осложнений и аварийных ситуаций, так и в повышении показателей работы долот, получении достоверной геологической информации и сохранении продуктивных характеристик коллектора.

В настоящее время разработано и используется большое количество рецептур буровых растворов, отличающихся по виду дисперсионной среды и дисперсной фазы. Некоторые из них достаточно сложны в приготовлении и управлении свойствами, другие негативно воспринимают замену одних реагентов на другие (иногда того же класса). Это требует специальной подготовки специалистов по буровым растворам. Большинство же промывочных жидкостей имеют различия и по номенклатуре химических реагентов, зачастую отличающихся только по названию, что нередко вызывает определенные сложности для инженерного персонала буровых предприятий. С технологической точки зрения замена химических реагентов в известных рецептурах буровых растворов не требует введения дополнительных операций, если только эти вещества не ограничены какими-то специальными условиями (величина водородного показателя, уровень минерализации, ионный состав и так далее). Многообразие буровых растворов, химических реагентов и материалов, средств механической очистки требует серьезной подготовки специалистов в области буровых растворов.

Необходимость издания учебного пособия обусловлена отсутствием необходимой учебной и методической литературы по данной дисциплине, недостаточным уровнем научно-технической информации в области современного состояния «глинохозяинства», а также для повышения качества подготовки научно-технического персонала в области буровых жидкостей.

Учебное пособие посвящено химии глин, как одного из активных компонентов буровых растворов; полимерным реагентам и их применению, технологическим особенностям буровых жидкостей различного состава. Показаны основные факторы, влияющие на выбор рекомендуемого типа буровых жидкостей. Рассмотрены методы получения суспензий, эмульсий и пен, а также требования к их компонентному составу. Представлены методы расчетов при выборе составов и приготовлении ряда буровых растворов, принципы утяжеления буровых жидкостей, влияние на свойства утяжелителей вещественного и хими-

ческого состава вещества, содержания коллоидного компонента в буровых растворах, способы модификации. Рассмотрены системы буровых растворов и область их использования. Нестабилизированные и стабилизированные глинистые растворы, малоглинистые и безглинистые системы. Растворы с конденсированной твердой фазой и газообразные агенты. Буровые растворы на углеводородной основе: безводные системы и эмульсии. Технологические особенности применения, преимущества и недостатки.

Кроме того, учебное пособие содержит сведения о химических реагентах, используемых для приготовления буровых жидкостей.

1. ХИМИЯ ГЛИН

При использовании для промывки скважин суспензий необходимо помнить, что их основные технологические и коллоидно-химические свойства в значительной степени определяются составом дисперсной фазы, в качестве которой могут служить как минеральные, так и синтетические органические, неорганические и органо-минеральные соединения. Из минеральных веществ для приготовления буровых растворов используются такие, которые можно легко получить в высокодисперсном виде. Это прежде всего глинистые породы, глинопопорошки, а также карбонатный материал.

На физические свойства (форма частиц, измельчаемость) и химическую активность (коагуляция, структурообразование, стабилизация) дисперсной фазы значительное влияние оказывает пространственное расположение атомов, ионов, молекул в кристалле, в том числе вид химической связи, эффективные радиусы ионов, их поляризуемость [1]. В кристаллических веществах атомы, входящие в кристаллические решетки, рассматриваются как ионы, плотно упакованные в заряженные сферы с определенным ионным радиусом. Каждый такой ион взаимодействует не только с соседними, но и с другими, которые его окружают. В результате этого все ионы кристалла оказываются связанными в единую систему, в которой силы притяжения и отталкивания уравновешены. Таким образом, ионы в кристалле занимают наиболее устойчивую конфигурацию, соответствующую минимуму потенциальной энергии. Число окружающих ионов является координационным числом данного иона, и оно тем больше, чем меньше различие в размерах ионов. В таблице 1.1 [1] представлены различные типы координации ионов. В глинистых минералах присутствуют два типа с координационными числами 4 (тетраэдрическая форма) и 6 (октаэдрическая). Если представить тетраэдр $[\text{SiO}_4]^{4-}$, то его четыре вершины заняты анионами O^{2-} , а в центре его находится более мелкий катион кремния. Расстояние Si – O меняется в зависимости от структурного типа силиката в пределах $(1,55-1,72) \cdot 10^{-8}$ см. Центральная позиция в тетраэдрах (Si) иногда частично изоморфно замещается на Al. При этом возрастает расстояние Al – O до $1,77 \cdot 10^{-8}$ см. В октаэдрах вершины заняты кислородом (в глинистых минералах частично или полностью гидроксидом), а в центре находится катион алюминия (Al^{3+}), который может изоморфно замещаться на катионы магния Mg^{2+} , хрома Cr^{3+} , цинка Zn^{2+} или железа Fe^{2+} . Избыток отрицательных зарядов в тетраэдрическом оксианионе $[\text{SiO}_4]^{4-}$ или октаэдрической ячейке может быть нейтрализован присоединением каких-либо катионов или соединением нескольких тетраэдров.

Таблица 1.1 – Типы координации ионов

Отношение радиуса катиона к радиусу аниона	Координационное число	Состав элементарной ячейки	Вид решетки
$N^{5+}: O^{2-} - 0,15$ $C^{4+}: O^{2-} - 0,14$ $B^{3+}: O^{2-} - 0,17$	3	$[NO_3]^-$ $[CO_3]^{2-}$ $[BO_3]^{3-}$	Треугольник
$S^{6+}: O^{2-} - 0,26$ $P^{5+}: O^{2-} - 0,26$ $Si^{4+}: O^{2-} - 0,31$ $Al^{3+}: O^{2-} - 0,43$	4	$[SO_4]^{2-}$ $[PO_4]^{3-}$ $[SiO_4]^{4-}$ $[AlO_4]^{4-}$	Тетраэдр
$Al^{3+}: O^{2-} - 0,43$ $Mg^{2+}: O^{2-} - 0,57$ $Fe^{2+}: O^{2-} - 0,62$	6	$[AlO_6]^{9-}$ $[MgO_6]^{10-}$ $[FeO_6]^{10-}$	Октаэдр
$Na^+: O^{2-} - 0,75$ $Ca^{2+}: O^{2-} - 0,80$	8	$[NaO_8]^{15-}$ $[CaO_8]^{15-}$	Куб
$K^+: O^{2-} - 1,00$	12	$[KO_{12}]^{23-}$	Кубооктаэдр

1.1 Минеральный состав глин

Глинистый материал является одним из самых активных компонентов буровых растворов. Это относится как к глинопорошкам, так и к глинистым породам (особенно слаболитифицированным).

Глины представляют собой тонкообломочные смеси минералов, в основном кристаллического строения, которые образовались в результате физико-химического выветривания горных пород [2]. Основную часть составляют глинистые минералы. Кроме них присутствуют кварц, полевой шпат, кальцит, пирит и так далее. Наиболее важную роль, конечно, играют глинистые минералы, которые представляют собой высокодисперсные (максимальный размер глинистых частиц, по мнению геологов, не превышает 2 мкм) и относительно стабильные минеральные соединения группы водных алюмосиликатов слоистого или слоисто-ленточного строения. Высокая дисперсность, форма минералов, свойства базальных поверхностей микрокристаллов обуславливают их высокую физико-химическую активность.

Большинство глин по своему строению напоминают слюду, то есть представляют чешуйки, которые образуют пакет. Основу слоистого строения глинистых минералов составляют кремнекислородные тетраэдрические и алюмокислородногидроксильные октаэдрические сетки, неограниченно развитые в плоскости [1]. В глинистых минералах, в отличие от большинства разновидностей кремнезема, кремнекислородный каркас отсутствует, а вместо этого кремний и кислород располагаются слоями с ионами металла, лежащими между кремне-

кислородными слоями. При этом тетраэдрические сетки состоят из тетраэдров, связанных между собой через вершины своих оснований. Исследователи различают два расположения в кремнекислородных слоях: гексагональное и тетрагональное (Рисунок 1.1). Для большинства глинистых, слюдяных и асбестовых минералов характерно гексагональное расположение. Таким образом, основания тетраэдров образуют шестигранную решетку атомов кислорода неопределенной площади (Рисунок 1.2). Такое соединение тетраэдров осуществляется через мостиковые ионы кислорода «O^M». В слоистых силикатах в каждом тетраэдре три иона кислорода – мостиковые. Октаэдрические сетки образуют октаэдры, сочлененные боковыми ребрами (Рисунок 1.3). Если в октаэдрическом слое ионами Al³⁺ заняты не все центры октаэдров, а лишь 2/3 всех возможных замещений, то этот слой имеет диоктаэдрическое строение. Соединение октаэдров при таком строении происходит через два гидроксид-иона, причем каждый из них оказывается связанным с двумя ионами алюминия.

Если вместо ионов Al³⁺ в октаэдрических слоях будут находиться ионы Mg²⁺ или Fe²⁺, то они, благодаря меньшему заряду, способны занять все возможные центры в октаэдрах, и слой будет иметь триоктаэдрическое строение идентичное минералу бруситу Mg₃(OH)₆ (Рисунок 1.4).

Тетраэдрические и октаэдрические сетки соединяются между собой посредством кислорода у вершины тетраэдра, то есть он является общим и вытесняет два из трех первоначально присутствовавших гидроксидов. При этом тетраэдры обращены вершиной внутрь (пример на рисунке 1.5). При соединении тетраэдрического и октаэдрического образуется наиболее устойчивая структура, так как число положительных зарядов Si⁴⁺ и Al³⁺ в этой структуре равно числу отрицательных зарядов O²⁻ и OH.

Центры многогранников как в тетраэдрических, так и в октаэдрических слоях располагаются гексагонально, причем эти ячейки обоих слоев соизмеримы между собой. Соединяясь между собой в различных сочетаниях, тетраэдрические и октаэдрические подслои (единичный слой) образуют кристаллические решетки глинистых минералов. Соотношение между этими подслоями в единичном слое обозначают цифрами 1:1, 2:1, 2:2 (см. таблицу 1.2). Например, монтмориллонит относят к трехслойному минералу с сочетанием тетраэдрических и октаэдрических сеток 2:1. Необходимо отметить, что при слоистом строении элементарные слои с двух сторон ограничены параллельно расположенными базальными поверхностями. При трехслойном сочетании (Рисунок 1.5) на базальных поверхностях обнажена кислородная решетка, при двухслойном – кислородная и гидроксильная [3].

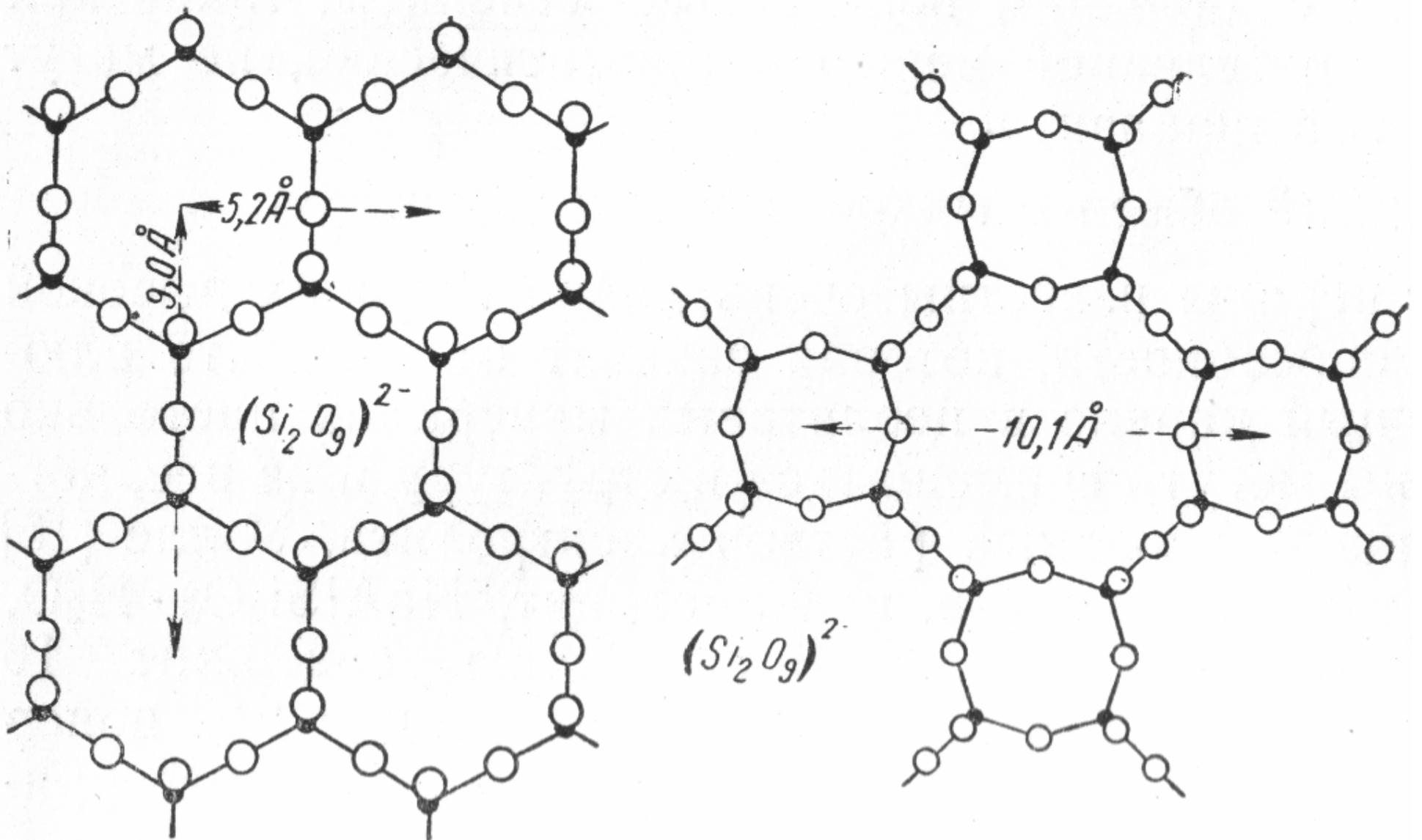
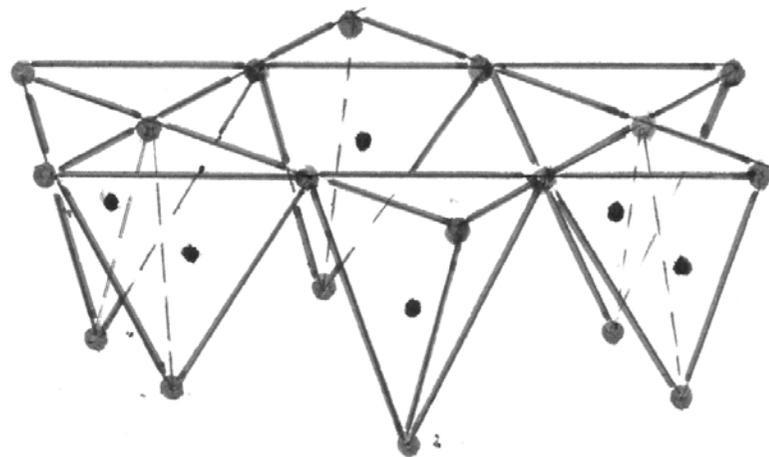


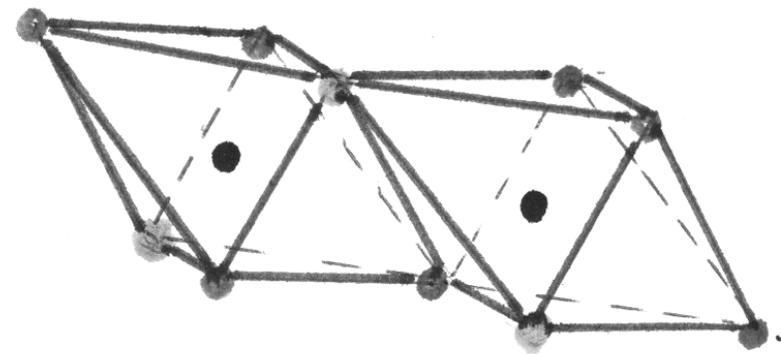
Рис. 1.1. Гексагональное и тетрагональное расположение в кремнекислородных слоях по Брэггу



II

• - Si

• - O



● - O

● - OH

● - Ae, Mg

Рис. 1.2. Тетраэдрический подслои

Рис. 1.3. Октаэдрический подслои

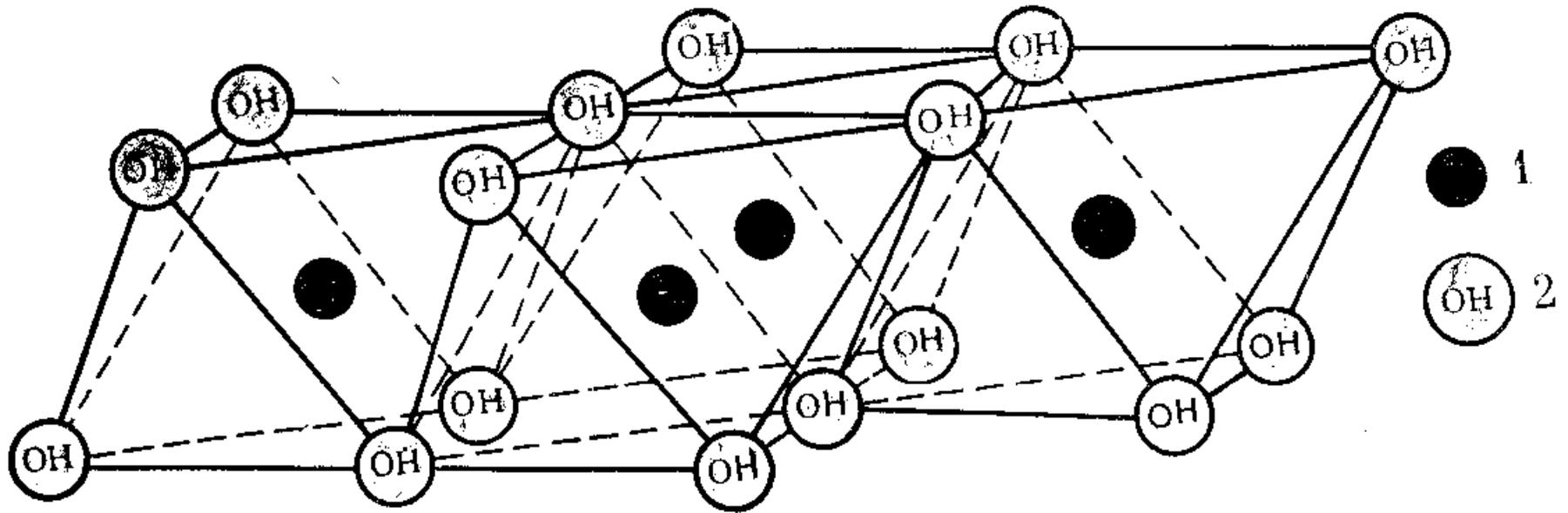


Рис. 1.4. Октаэдрический подслои в структуре брусита:
1 – атомы магния; 2 – гидроксил

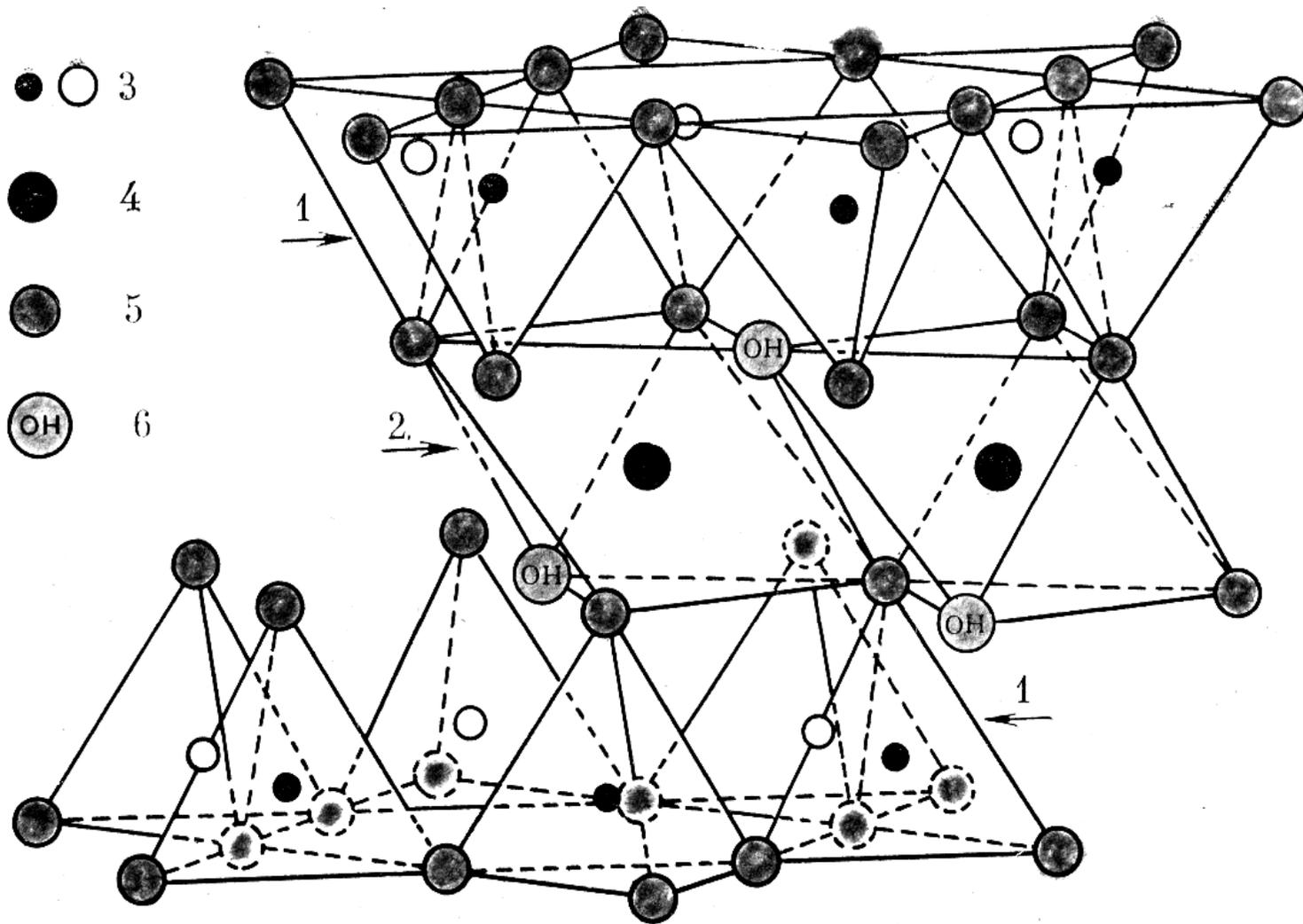


Рис. 1.5. Связь одного октаэдрического подслоя с двумя тетраэдрическими общими атомами кислорода: 1 – тетраэдрический подслой; 2 – октаэдрический подслой; 3 – атомы кремния; 4 – алюминий или магний; 5 – кислород; 6 – гидроксил

Таблица 1.2 – Классификация глинистых минералов

Строение вещества (кристалличность)	Подвижность кристаллической решетки при увлажнении	Тип структуры минерала	Тип структуры слоя	Минералогическая группа (X-заряд структурного слоя)	Подгруппы	Основные представители	
Кристаллическое	Жесткая	Слоистый	1:1	Каолинит, $X \approx 0$	диоктаэдрические	Каолинит, диккит, накрит, галлуазит	
			2:1	Гидрослюда, $X \approx 1,3$	диоктаэдрические триоктаэдрические	Гидроглауконит, гидромусковит (иллит) Триоктаэдрическая гидрослюда (ледикит)	
		Слоисто-ленточный	2:1:1	Хлорит, $X \approx 0$	диоктаэдрические	Судаит	
					триоктаэдрические	Пеннит, клинохлор, прохлорит	
			–	Палыгорскитсепиолит, $X \approx 0$	с лентами из сдвоенных цепочек	Палыгорскит (аттапульгит)	
		с лентами из строенных цепочек	Сепиолит				
		Раздвижная	Слоистый	2:1	Монтмориллонит – сапонит, $0,5 < X < 1$	диоктаэдрические	Монтмориллонит, нонтронит, бейделит
	триоктаэдрические					Сапонит, гекторит, сауконит	
	–			Вермикулит, $1 < X < 1,5$	диоктаэдрические	Диоктаэдрический вермикулит	
					триоктаэдрические	Триоктаэдрический вермикулит	
	Промежуточного типа	Неупорядоченное переслаивание типа 1:1, 2:2, 2:1:1	Смешанно-слойные	–	Гидратированная слюда, гидратированный хлорит, монтмориллонизированный каолинит, монтмориллонитизированная слюда		
	Аморфное	–	–		Аллофан	–	Аллофан

Единичные слои собраны в пакет и образуют кристаллическую решетку. Расстояние между некоторой плоскостью в одном слое и аналогичной плоскостью в другом слое называется межплоскостным, базовым или *c*-расстоянием (Рисунок 1.6). Это расстояние зависит от класса глинистых минералов. Например, для двухслойного каолинита оно – 0,72 нм, трехслойного иллита – 0,92 нм, слоисто-ленточного хлорита – 14,1 нм, монтмориллонита в среднем 15 нм.

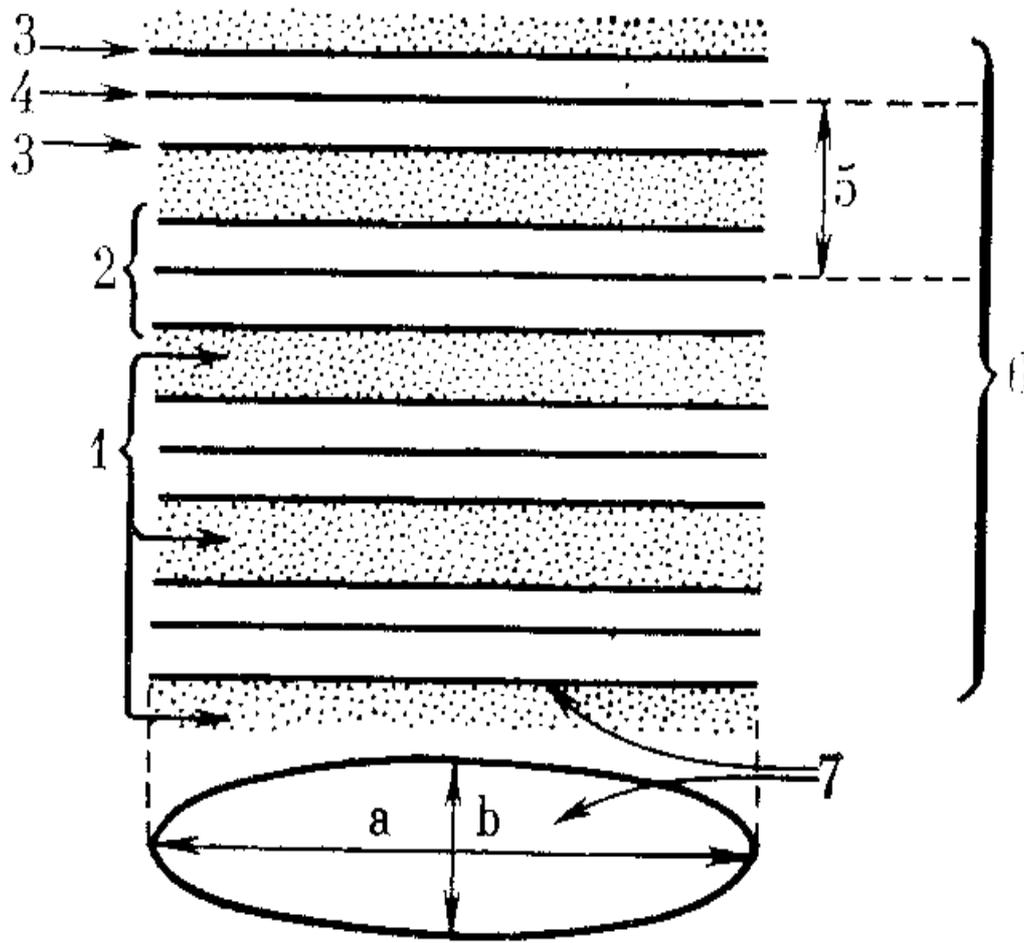


Рис. 1.6. Трехслойная разбухающая решетка глины:

- 1 – обменные катионы и кристаллизационная вода; 2 – единичный слой; 3 – тетраэдрический подслой;
- 4 – октаэдрический подслой; 5 – переменное *c*-расстояние; 6 – ребро кристалла; 7 – базальная поверхность

Кристалл не имеет определенных размеров по осям *a* и *b*, однако максимальный размер не превышает 2 мкм.

Подслои в единичном слое связаны между собой ковалентными связями, а слои в пакете – межмолекулярными, водородными и побочными связями между атомами, расположенными рядом. Поэтому кристаллическая решетка легко расщепляется вдоль базальных поверхностей с образованием мельчайших «чешуек». Важной особенностью глинистых минералов (исключение – двухслойные минералы), в отличие от слюд, является наличие электрического заряда на поверхности, возникающего в результате изоморфных замещений одних ионов в их структуре другими иной валентности. Например, замещение катиона Al^{3+} на Mg^{2+} приведет к дефициту заряда, что создает отрицательный заряд на поверхности кристалла. Этот заряд компенсируется адсорбцией катионов, называемых *обменными* за их способность вступать в реакции обмена с катионами других видов, растворенных в воде (например, как на рисунке 1.6).

В таблице 1.2 представлены различные виды глинистых минералов, которые различаются не только количеством тетраэдрических и октаэдрических сеток, но и характером изоморфных замещений. По распространенности в природе первое место занимает гидрослюда, а на втором месте – минералы группы монтмориллонитов (сметтиты). Рассмотрим основные глинистые минералы.

Монтмориллонит является основой бентонитовых глинопорошков и относится к наиболее активным компонентам. Монтмориллонит состоит из двух тетраэдрических сеток (Рисунки 1.5 и 1.7), между которыми располагается октаэдрический подслой [2]. Все вершины тетраэдров обращены к центру структурного слоя и совместно с гидроксидами октаэдрического подслоя образуют общий слой, в котором в вершинах, общих для подслоев, располагаются атомы кислорода, а в вершинах октаэдров, не связанных с тетраэдрами, – гидроксиды. Характерной особенностью структуры монтмориллонита является то, что кислородная поверхность одного слоя контактирует с аналогичной кислородной поверхностью соседнего слоя, что является предпосылкой для процессов набухания, так как молекулы воды и других полярных жидкостей могут проникать между структурными слоями монтмориллонита и еще более снижать взаимодействие между ними. В зависимости от количества воды, находящейся в межслоевом пространстве, с-расстояние может изменяться от $9,6 \cdot 10^{-8}$ до $140 \cdot 10^{-8}$ см (возможно до полного расслоения). В монтмориллоните преобладают замещения Al^{3+} на Mg^{2+} и Fe^{2+} в октаэдрическом подслое, но Al^{3+} может частично замещать Si^{4+} в тетраэдрах [4]. Дефицит заряда колеблется в широких пределах и зависит от степени замещения. Максимальное значение плотности отрицательных зарядов в решетке составляет около 0,66 элементарного заряда на струк-

турную ячейку (Рисунок 1.7). Возникающий отрицательный заряд компенсируется обменоспособными гидратированными катионами (обычно ионами натрия, кальция или магния), которые, располагаясь между структурными слоями, составляют вместе с молекулами воды межслоевой комплекс монтмориллонита и называются *обменными катионами*. Если замещения в тетраэдрическом подслое преобладают над замещениями в октаэдрических, то такой минерал называется бейделитом.

Нонтронит – это минерал, в октаэдрическом подслое которого имеется железо $[(\text{OH})_4 \cdot \text{Si}_{7,34} \cdot \text{Al}_{0,66} \cdot \text{Fe}_4^{3+} \text{O}_{20}] \rightarrow \text{Na}_{0,66}$.

Сапонит – это монтмориллонит магниевое типа, в нём имеются замещения в тетраэдрическом подслое $[(\text{OH})_4 \cdot (\text{Si}_{7,34} \cdot \text{Al}_{0,66}) \cdot \text{Mg}_6 \text{O}_{20}] \rightarrow \text{Na}_{0,66}$.

Гекторит – это чрезвычайно мелкозернистый, волокнистый монтмориллонит, в котором октаэдрический подслои заполнен магнием вместо алюминия, а в свою очередь, магний – частично заменен литием



Размеры частиц монтмориллонита определить достаточно трудно из-за его высокой набухаемости. Особенно, если обменные катионы представлены литием или натрием. На электронной микрофотографии (Рисунок 1.8) показаны частицы натриевого бентонита. Они представляют собой рыхлые хлопья, состоящие из отдельных слоев.

Гидрослюды относятся к трехслойным минералам такого же структурного типа, что и монтмориллонит, то есть элементарный слой состоит из двух тетраэдрических подслоев, между которыми располагается октаэдрическая сетка (см. рисунок 1.5). Отличие заключается в том, что в них преобладают изоморфные замещения кремния алюминием в тетраэдрическом подслое. Представителями этой группы минералов являются иллит (гидромусковит) и гидробиотит.

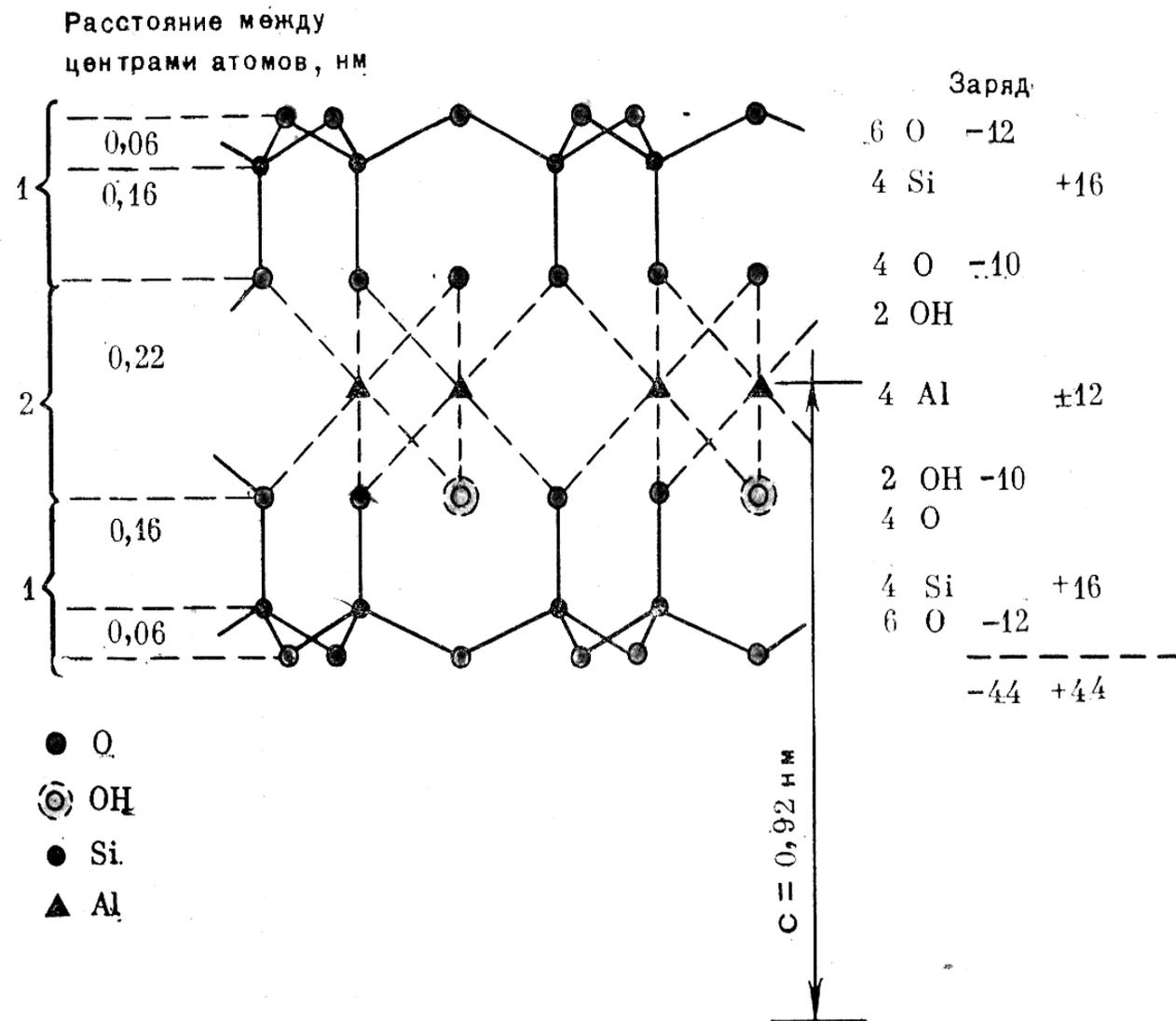


Рис. 1.7. Расположение атомов в элементарной ячейке трехслойного минерала (площадь поверхности элементарной ячейки $0,515 \times 0,89 \text{ нм}^2$; формула элементарной ячейки $[\text{Al}_2(\text{OH}_2(\text{Si}_2\text{O}_5)_2]_2$; молекулярная масса элементарной ячейки 720; для гидроксильной воды 5%):
 1 – тетраэдрический подслой; 2 – октаэдрический подслой



Рис. 1.8. Электронная микрофотография монтмориллонита (бентонита);
заметны закругленные края тонких слоев

Иллит – диоктаэдрическая слюда, в кристаллической решетке которой до 1/6 всех ионов кремния замещены алюминием. Дефицит заряда выше, чем у монтмориллонита, а уравнивающим катионом всегда является калий, который входит в межслоевое пространство и располагается там в углублениях гексагональных ячеек, которые образованы кислородными атомами оснований тетраэдров. Близкое расположение заряда к поверхностям структурного слоя (за счет тетраэдрической сетки) приводит к прочному ионному взаимодействию смежных слоев с калием, и вода не может проникать между слоями. Таким образом, калий обычно связан и не может вступать в обменные реакции. Тем не менее, на наружных поверхностях вполне возможен ионный обмен, вызывающий гидратацию минерала и некоторое увеличение объема, значительно меньшее по сравнению с монтмориллонитом. В природных условиях частицы иллита часто представляют собой обломки толщиной порядка $30 \cdot 10^{-8}$ см и диаметром от 0,1 до 0,3 мкм. В воде иллит может диспергировать. При этом РЭС составляет около 0,15 мкм.

Наиболее удивительным из слоистых глинистых минералов является вермикулит. Это слоистый минерал (Рисунок 1.9) наподобие талька или слюды, в которых изоморфные замещения частично уравнивают друг друга. Эти слои перемежаются со слоями из молекул воды толщиной около 2-х молекул ($5 \cdot 10^{-8}$ см) вместе с некоторым количеством ионообменных катионов. Катионообменная способность – от 100 до 500 мг-экв/100 г глины при pH 7.

Вермикулит может внезапно расширяться при нагревании, принимая форму растянутых мехов аккордеона. Расширившийся вермикулит имеет высокопористый объем и впитывает большие объемы воды, что позволяет использовать его в качестве изоляционного материала в ММП, а также для снижения плотности тампонажных материалов. Внезапное расширение при нагревании объясняют давлением паров, образующихся из свободной воды, находящейся вместе с катионами магния между слоями [4].

Каолиниты представляют собой двухслойные глинистые минералы, которые состоят из тетраэдрического и октаэдрического подслоев (Рисунок 1.10), связанных обычным способом. При этом гидроксилы на поверхности октаэдрической сетки располагаются против атомов кислорода на поверхности тетраэдрического подслоя следующего элементарного слоя (Рисунок 1.11). В результате между слоями существует сильная водородная связь, которая препятствует разбуханию решетки. Изоморфные замещения в кристаллической решетке практически отсутствуют, поэтому элементарный слой его кристаллической решетки является электронейтральным. Вследствие перечисленных причин внутренние поверхности элементарных слоев в каолинитах не могут взаимо-

действовать с жидкостями, а активность внешних базальных слоев также невысока, поэтому основной активной поверхностью у каолинита являются краевые участки кристаллов в местах разрыва связей Si-O-Si и OH-Al-OH.



Рис. 1.9. Электронная микрофотография расширенного извлеченного кислотой вермикулита; заметен пакет на ребре, показывающий слоистую структуру

В кристаллической решетке некоторых минералов группы каолинита слои могут разделяться молекулами воды, которые удерживаются водородными связями. К таким минералам относится галлуазит (Рисунок 1.12). Однако такое отличие приводит к изменению формы минерала, то есть для галлуазита характерно сворачивание слоев в трубки. Это связано с тем, что в кремнекислородном слое 6 атомов кислорода занимают $8,93 \cdot 10^{-8}$ см, а в октаэдрическом слое – $8,62 \cdot 10^{-8}$ см, что требует растяжение октаэдра, которое возможно только в отсутствии молекул воды.

Частицы каолинита имеют, как правило, гексагональную форму от 0,3 до 0,4 мкм в диаметре и толщиной в пределах 0,05-2 мкм (Рисунок 1.13), а галлуазит – в виде трубочек, при высушивании – в виде пластинок или лент. Внешний диаметр изменяется от 40 до 190 мкм, а внутренний – от 20 до 100 мкм (Рисунок 1.14).

Хлориты представляют собой группу глинистых минералов, для которых характерна структура брусита (Рисунок 1.4) и трехслойного пирофиллита (Рисунок 1.5). В слое брусита часть ионов магния замещена алюминием, в результате чего возникает положительный заряд, который уравнивается отрицательным на поверхности трехслойного, поэтому результирующий заряд очень мал. В свою очередь, отрицательный заряд возникает в результате изоморфных замещений кремния в тетраэдрах на алюминий.

Группа сепиолита-палыгорскита объединяет глинистые минералы слоисто-ленточной (цепочной) структуры. При этом алюмомагниево-силикатные слои состоят не из слоев, которые могут образовывать трубки, а слагаются из очень узких, тесно упакованных лент – пучков. Кремнекислородные тетраэдры соединены в них через вершины или грани с образованием плоских лент $[\text{Si}_4\text{O}_{11}]_2^{6-}$ и цепочек $[\text{SiO}_3]^{2-}$. Ленты соединяются друг с другом основанием тетраэдров так, что вершины их в каждой чередующейся ленте направлены в противоположные стороны (Рисунок 1.15). Это находит отражение во внешней форме кристаллов, которые имеют вытянутую форму. В плоскости, перпендикулярной к удлиненной оси, ленты через одну соединены атомами магния или алюминия в октаэдрической координации. Октаэдрический слой дополнен группами OH, расположенными в центральной части октаэдров, а также у их свободных концов. В результате присоединения к этим гидроксидам водорода образуется вода, прочно связанная с боковыми стенками каналов. В пределах цепочек и лент связь ковалентная, а между ними – ионная – за счет катионов. Это обуславливает прочность кристаллов в водных средах. В каналах с поперечным сечением $(6,4 \times 3,7) \cdot 10^{-8}$ см находится вода.

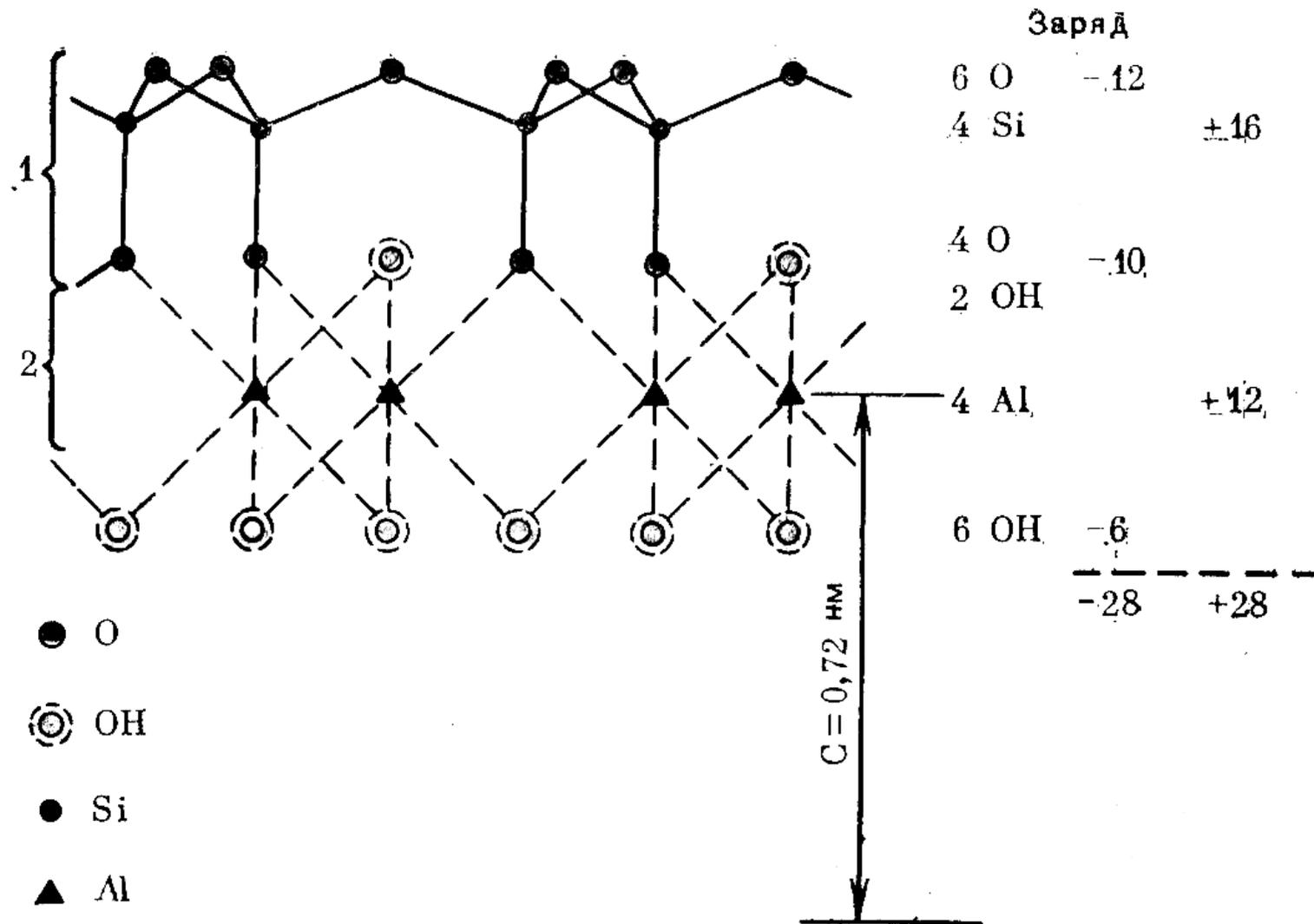


Рис. 1.10. Расположение атомов в элементарной ячейке двухслойного минерала (площадь поверхности) элементарной ячейки $0,515 \times 0,89 \text{ нм}^2$; формула элементарной ячейки $[\text{Al}_2(\text{OH})_4(\text{Si}_2\text{O}_5)]_2$; молекулярная масса элементарной ячейки 516); 1 – тетраэдрический подслой; 2 – октаэдрический подслой

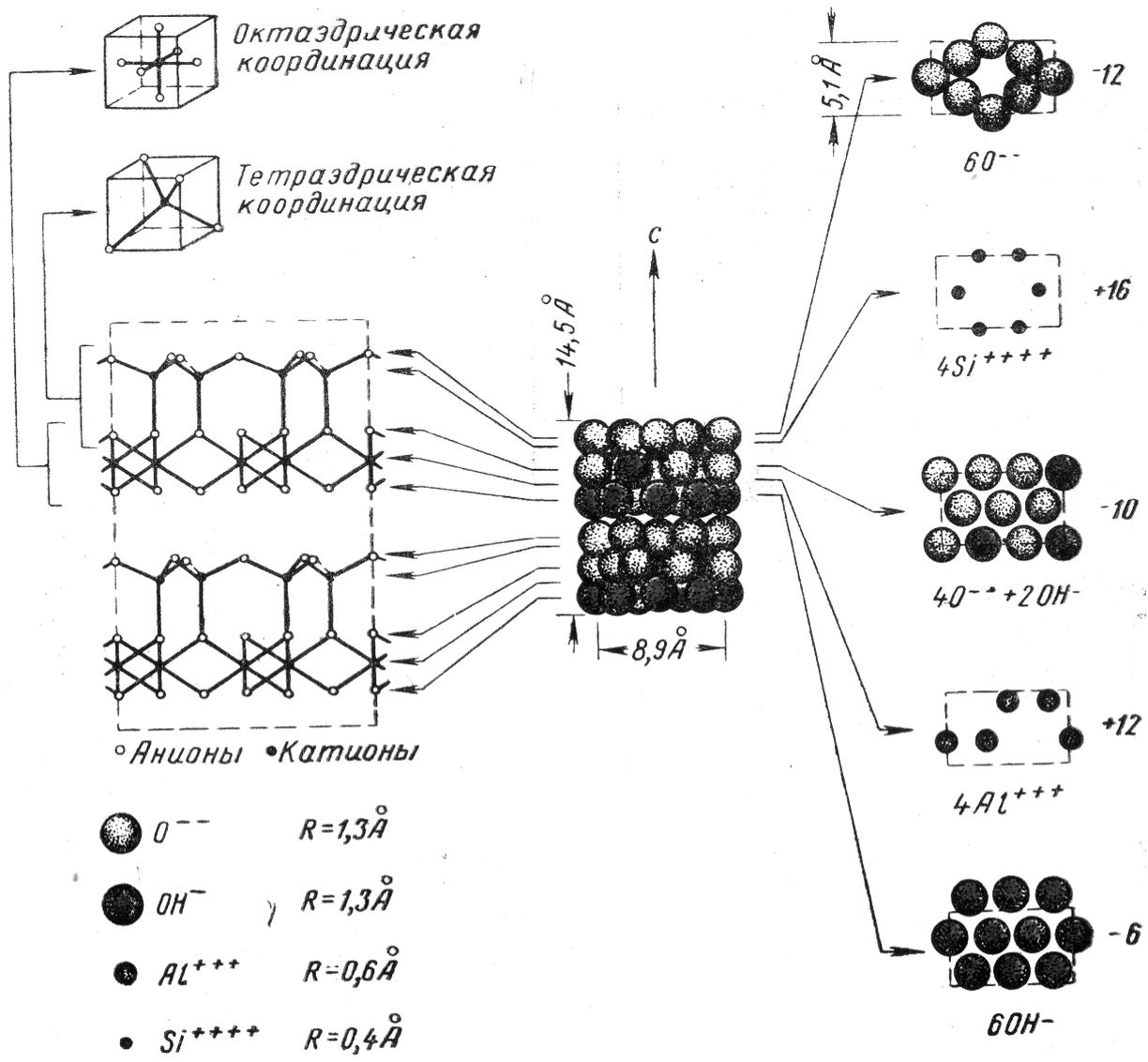


Рис. 1.11. Структура каолина (по Ф.Х. Нортону)

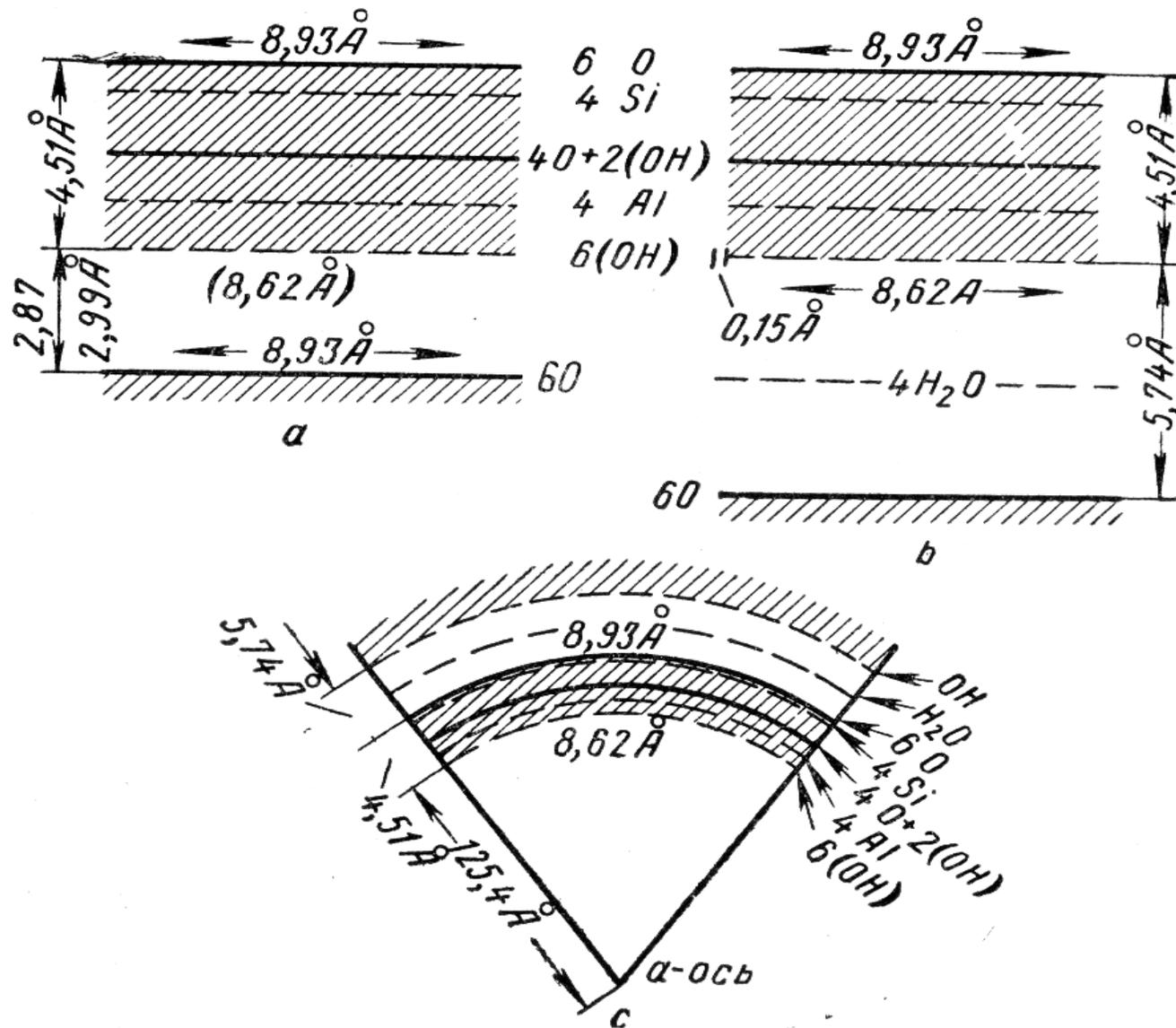


Рис. 1.12. Структура каолинита (а) и галлуазита (в, с)

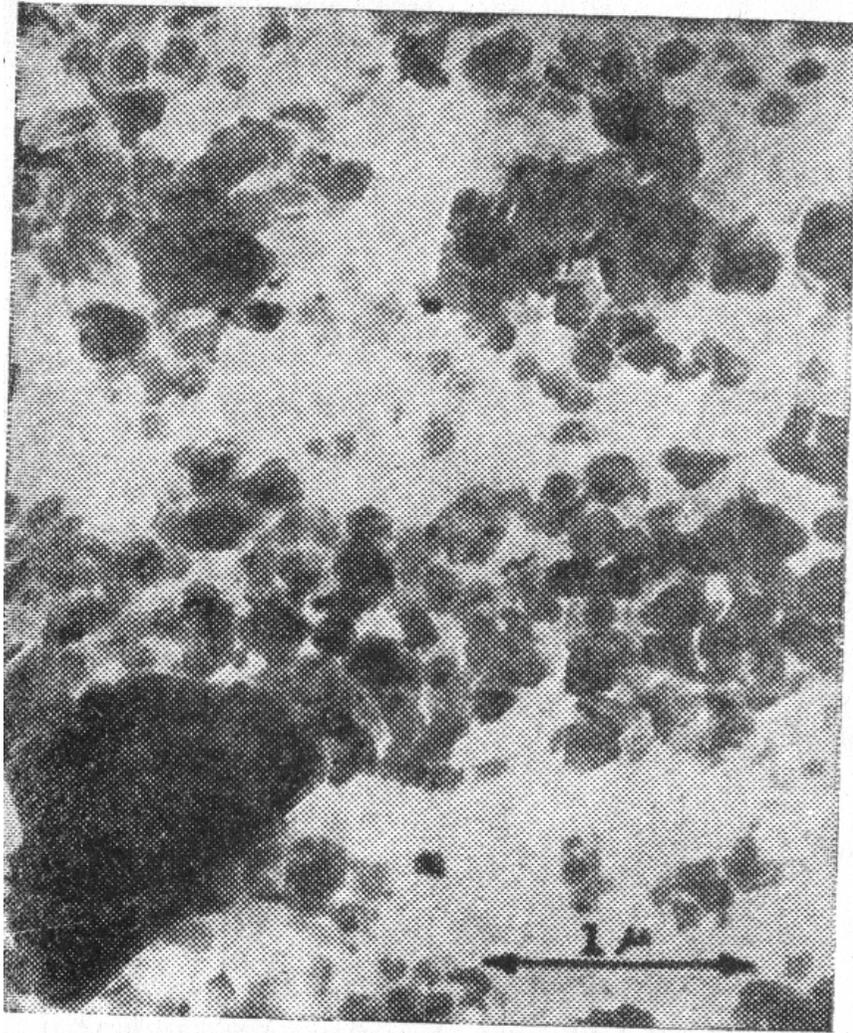


Рис. 1.13. Электронная микрофотография тонкоизмельченного каолина; заметно различие в размере кристаллов

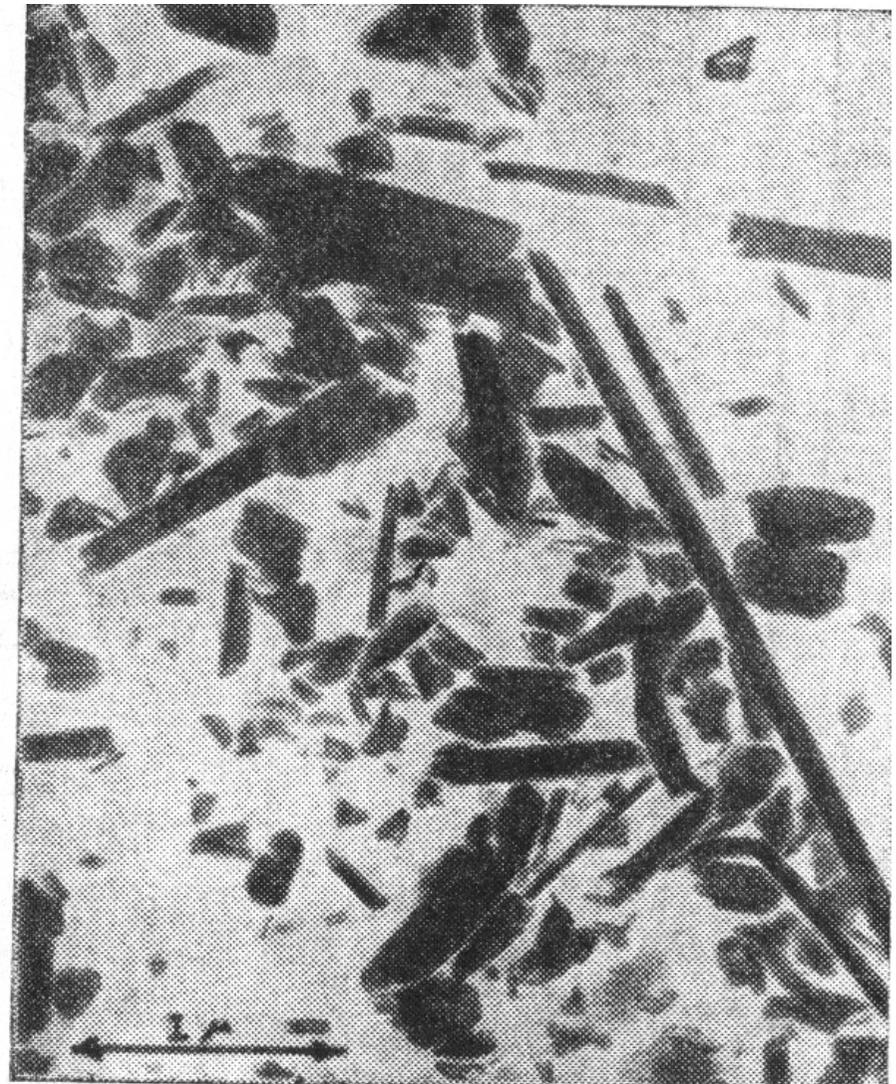


Рис. 1.14. Электронная микрофотография разновидности галлуазита, состоящего из пластинок или лент с закругленными краями

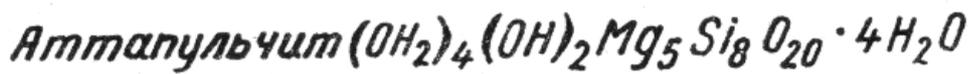
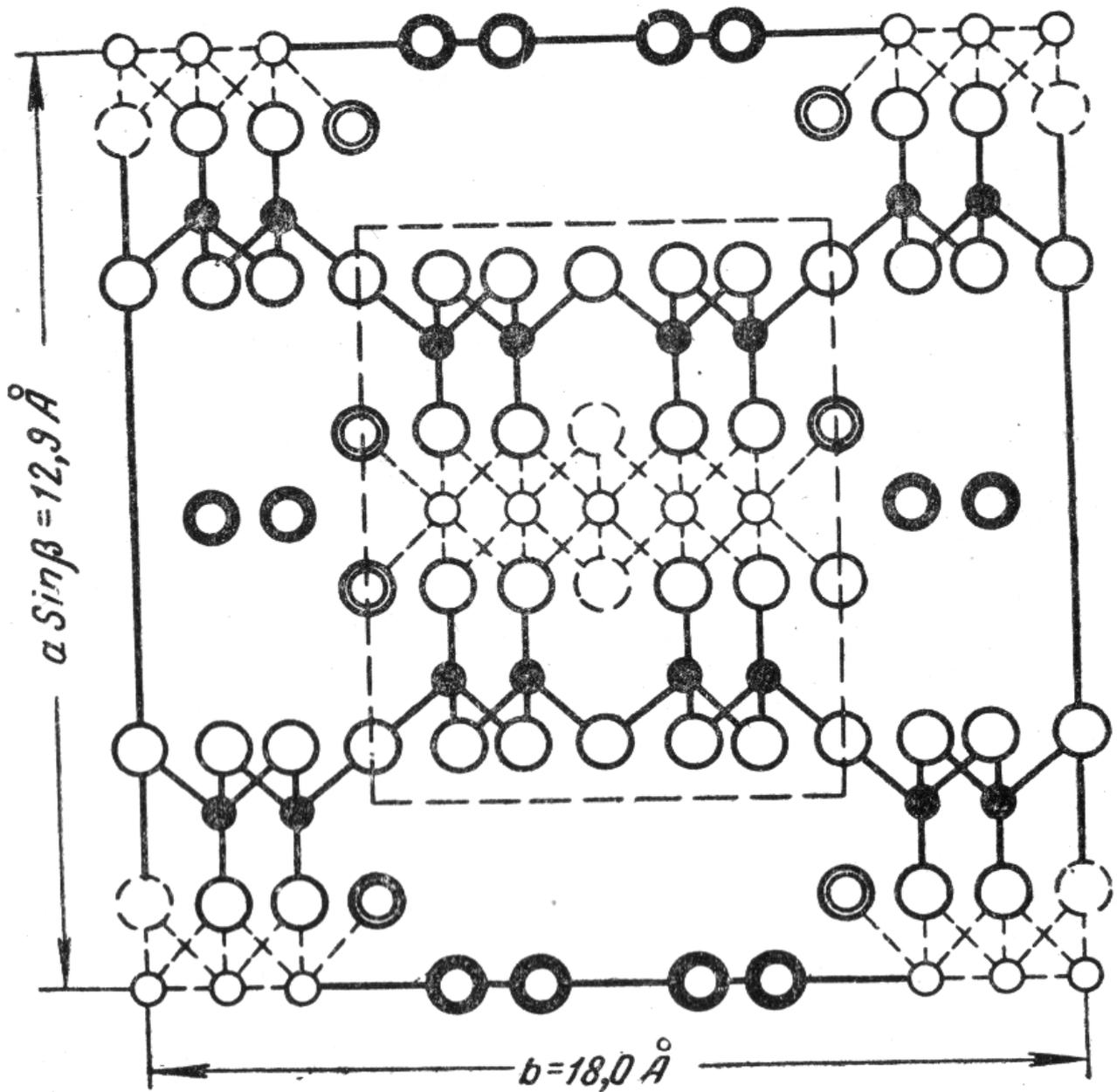


Рис. 1.15. Структура аттапульгита

Эти каналы являются наиболее активной частью минерала и связаны с электроотрицательной поверхностью оснований тетраэдров или с катионами, находящимися в октаэдрической координации. Кроме поверхностей внутренних каналов активными являются поверхности, на которых имеются разрывы кислородных мостиков (ребра и торцевые участки). Заряд компенсируется водородом, переводя кислород в гидроксид, способный к образованию водородной связи.

Сепиолит представлен идеальным составом магнезиевого силиката $(\text{H}_2\text{O})_4 \times (\text{OH})_2\text{Mg}_5\text{Si}_8\text{O}_{20} \times 4\text{H}_2\text{O}$. Он не проявляет видимой волокнистости, но представляет собой легкую мягкую массу (морская пенка).

Палыгорскит – алюмомагнезиевый силикат. Встречается в виде волокнистых сплетений, очень гибких и прочных («горная кожа», «чертова кожа») (Рисунок 1.16). Заметное количество магния в октаэдрах и часть кремния в тетраэдрах замещены алюминием и частично железом. Эти замещения компенсируются гидратированными катионами калия, магния и кальция.

Аттапульгит подобен палыгорскиту, но волокна его короткие – 0,5-1,0 мкм в длину (Рисунок 1.17). В структуре аттапульгита очень мало замещенных атомов, поэтому поверхностный заряд очень мал.

На рисунке 1.18 для сравнения показан магнезиевый силикат, относящийся к волокнистым минералам группы асбеста. Он по своей структуре напоминает галлуазит, то есть является трубчатым минералом.

1.2 Свойства глинистых минералов

Благодаря особенностям строения, химическому составу и дисперсности глинистые минералы обладают значительной активностью и способны взаимодействовать с компонентами буровых жидкостей (высокомолекулярными водорастворимыми соединениями и неорганическими электролитами).

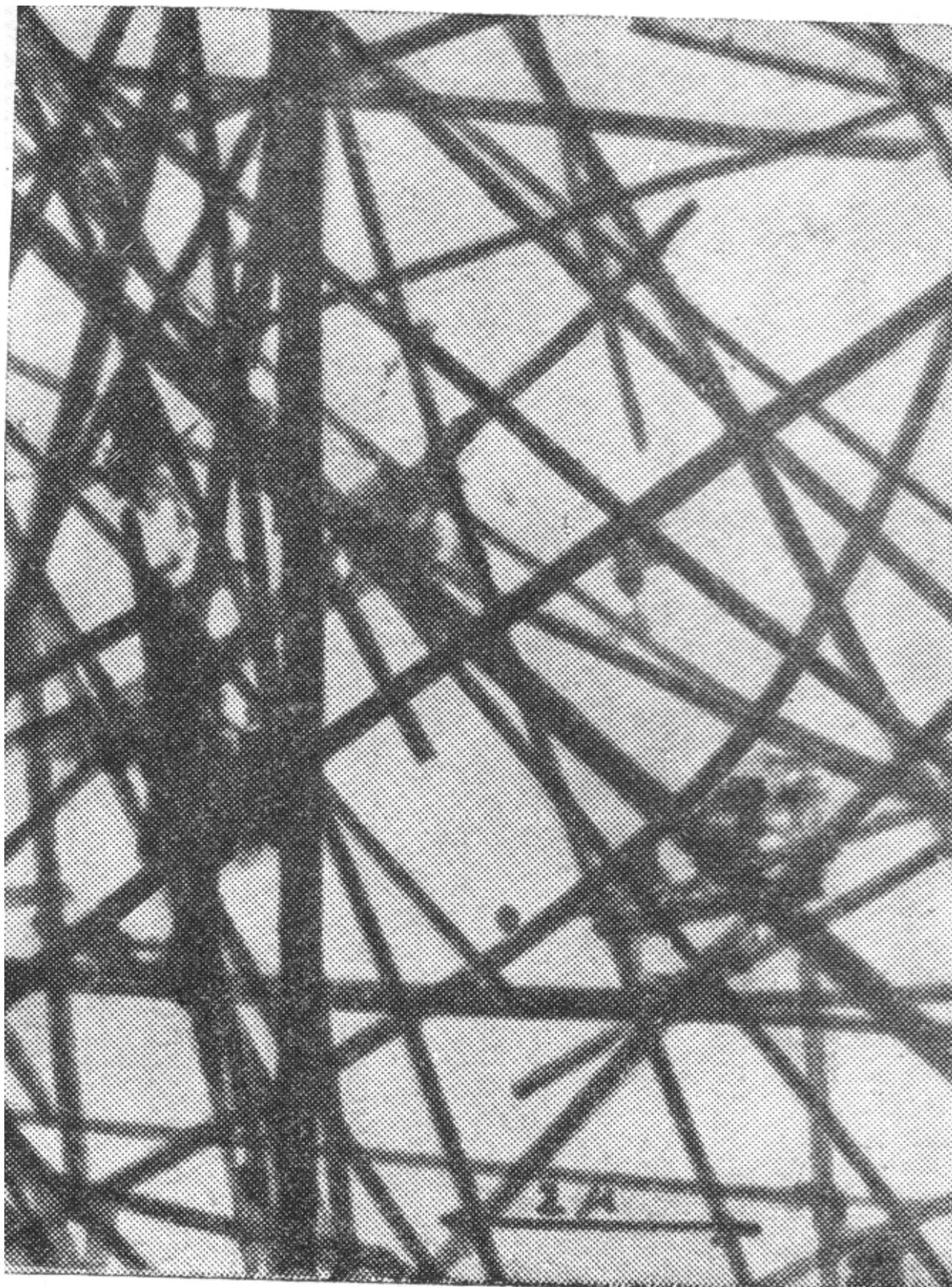


Рис. 1.16. Электронная микрофотография палыгорскита с Лемзурьерских островов, Аляска



Рис. 1.17. Электронная микрофотография аттапульгита

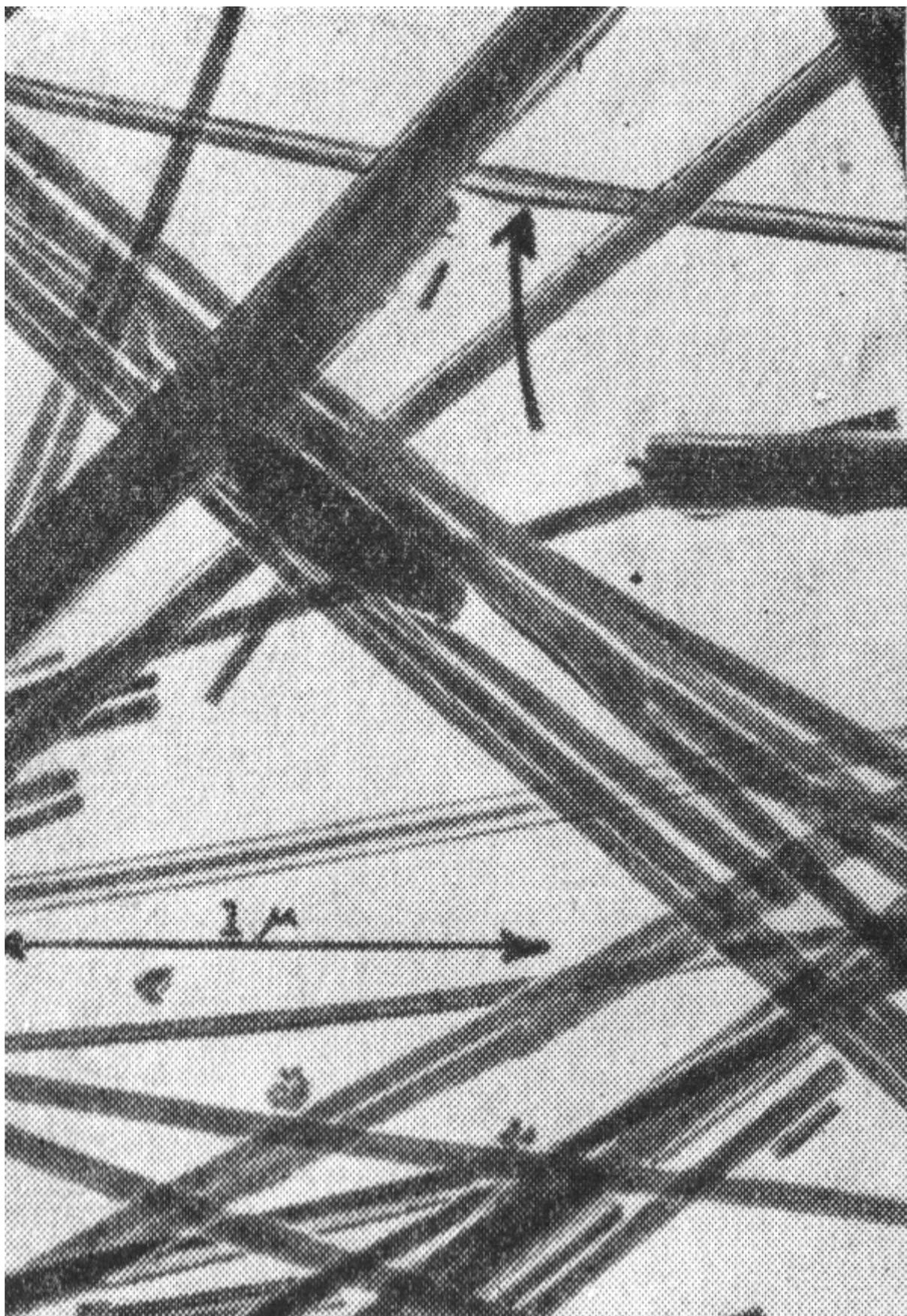


Рис. 1.18. Электронная микрофотография хризотила.
Заметна расколотая трубка по стрелке

Если остановиться только на химической стороне, то это взаимодействие обусловлено следующими факторами:

- 1) отрицательный заряд базальных поверхностей слоистых и внутренних каналов слоисто-ленточных минералов;
- 2) ненасыщенные валентные связи на краях и ребрах кристаллов;
- 3) активные гидроксильные группы.

В результате этого на поверхности глинистых частиц могут происходить:

- ионный обмен;
- необменные реакции замещения;
- реакции присоединения.

1.2.1 Ионный обмен

Изоморфные замещения в кристаллических решетках глинистых минералов, а также разрывы валентных связей в кристаллической структуре приводят к тому, что для компенсации избыточных зарядов на поверхностях адсорбируются ионы. Причем, на базальных поверхностях – катионы, а на ребрах кристаллов – катионы и анионы.

Значительная часть адсорбированных ионов может быть вытеснена с поверхности глинистых частиц и замещена другими, если в водной фазе содержится электролит, по своему ионному составу отличный от состава глинистых минералов [1, 3]. В соответствии с законом действия масс, ионообменная реакция зависит от относительной концентрации различных ионов в каждой фазе. Кроме того, способность ионов к замещению зависит от валентности. Предпочтительнее адсорбируется ион с более высокой валентностью. Исключение составляет ион водорода в катионном обмене, так как его ионообменная способность зависит от величины рН.

Наиболее важную роль в ионообменных реакциях играют катионы. *Количество адсорбированных катионов, выражаемое в мг-экв на 100 г сухой глины, участвующих в реакциях замещения, называется обменной емкостью или емкостью поглощения.* Величина обменной емкости зависит от свойств глинистого минерала, составляющего основу глинистой породы, и изменяется в широких пределах, например, монтмориллонит – 70-130; вермикуллит – 100-200 (по некоторым сведениям до 500); иллит и хлорит – 10-40; каолинит – 3-15; аттапульгит – 10-35.

Емкость обмена и вид катиона характеризуют коллоидную активность глин. Например, монтмориллонит, в составе обменных катионов которого пре-

валируют ионы натрия (натриевый монтмориллонит или натриевый бентонит), обладает высокой степенью набухания и образует вязкие суспензии при низкой концентрации глиноматериала.

Необходимо отметить, что катионный обмен имеет большое значение для технологии буровых растворов и предупреждения осложнений. Реакции катионного обмена происходят при химической обработке глинистых суспензий реагентами-электролитами и при растворении в буровом растворе хемогенных горных пород. При этом изменяются свойства глинистых частиц и, соответственно, свойства бурового раствора. Катионный обмен имеет место и на стенках скважины, оказывая влияние на устойчивость горных пород. Например, присутствие в водной фазе бурового раствора ионов кальция или калия приводит к снижению интенсивности набухания глинистых пород.

Анионообменная способность природных глин незначительна и обусловлена наличием на отдельных участках поверхности избыточных положительных зарядов. Исключение составляют каолинитовые глины, на поверхности которых возможен, в основном, анионный обмен.

1.2.2 Необменные реакции замещения

На поверхности глинистых минералов могут происходить реакции замещения гидроксид-ионов другими анионами, например, фтором, фосфат-ионом, боратами, арсенатами и другими. Важное практическое значение имеет замещение гидроксидов на органические амины, в результате которого гидрофильная глина превращается в органогидрофильную и может использоваться в качестве твердого структурообразователя в буровых растворах на углеводородной основе.

1.2.3 Реакции присоединения

Реакции присоединения происходят вследствие двух основных причин, к которым относятся:

- наличие на ребрах кристаллов ионов алюминия, магния, железа;
- концентрация на базальных поверхностях и, в определенных случаях, на ребрах кристаллов активных гидроксильных и кислородных групп.

В первом случае происходит присоединение в результате ионного взаимодействия. Предположительно, что по такому принципу происходит присоединение к поверхности ребра глинистой частицы молекул комплексных фосфатов (благодаря связям с открытыми положительно заряженными атомами алю-

миния или магния), феррохромлигносульфонатов (с одновременным освобождением ионов железа и хрома и их переходом в обменные на базальных поверхностях), таннидов, что позволяет уменьшить структурные свойства буровых растворов. Второй механизм заключается в действии водородных связей поверхности с полярными группами реагентов, таких как биополимеры, крахмальные реагенты, эфиры целлюлозы с образованием органо-минеральных комплексов. Существенно необходимым фактором для этого является дегидратация глин, например, при повышении минерализации или температуры.

1.2.4 Гидратация, набухание и диспергирование глин

Как было сказано выше, отдельные элементарные слои глинистых минералов собраны в пакеты. В пакете между слоями действуют межмолекулярные силы притяжения, препятствующие самопроизвольному распаду пакета на отдельные элементарные слои. В воздушно-сухом состоянии глины содержат небольшое количество воды, молекулы которой располагаются в пакетах в межплоскостных пространствах (см. рисунок 1.6). При повышении влажности или при попадании глинистых частиц в воду происходит их гидратация, то есть проникновение молекул воды в промежутки между слоями (чешуйками) и образование дополнительных слоев воды. В результате расклинивающего давления воды увеличивается расстояние между элементарными слоями, объем каждого пакета и, соответственно, объем всей массы глины. Этот процесс называется **набуханием**.

Способность к гидратации и набуханию зависит от минералогического состава глины и вида обменных катионов (Рисунок 1.19). В наибольшей степени гидратируют бентонитовые глины, в наименьшей степени – каолинитовые. В свою очередь, набухание бентонитовых глин зависит от вида обменных катионов. Это влияние наблюдается уже на количестве межплоскостной воды при изменении обменного комплекса. Наибольшее количество воды при этом отмечается для магниевого и алюминиевого бентонита (Рисунок 1.20), наименьшее – для кальциевых и калиевых форм [5]. Причем, снижение потери воды для кальциевого бентонита объясняется положительной гидратацией катиона кальция и переходом молекул воды в прочносвязанное состояние, а для калиевого бентонита – с уменьшением количества воды в связи со спецификой отрицательно гидратирующего иона калия. Таким образом, кальциевые и калиевые бентониты гидратируют и набухают менее интенсивно, чем натриевые.

Снижение гидратации и набухание каолинитовых и гидрослюдистых глин связано и с жесткостью кристаллической решетки. Как отмечалось в предыдущих разделах, наличие водородной связи в каолините существенно затрудняет механическое и физико-химическое разделение пакета на элементарные слои. Мостиковая связь посредством катиона калия и отсутствие межслоевой воды в гидрослюдистых глинах также снижают их возможность к гидратации и набуханию.

Остановимся более подробно на гидратации минеральных компонентов. *Гидратация представляет собой воздействие активных центров поверхности на трансляционное движение (скачкообразное перемещение молекул воды из одного положения равновесия в другое) ближайших и поляризацию отдаленных молекул воды.* Активные центры обусловлены сколами кристаллов, строением базальных поверхностей. Число и расположение активных центров зависят от энергетического рельефа поверхности, на которой имеются энергетические «ямы» (Рисунок 1.21) [1]. Такими ямами, например, являются центры гексагональных решеток тетраэдрической сетки глинистых минералов. Попадая в такие ямы, молекулы воды теряют часть энергии и ограничивают свое движение пределами таких ячеек, отгороженных друг от друга геометрическими или энергетическими барьерами. Взаимодействие воды с активными центрами глинистых минералов может происходить вследствие образования водородных или межмолекулярных связей.

Водородная связь между активными центрами и молекулами воды возникает в первую очередь с гидроксидными группами октаэдрических слоев. В монтмориллонитах эти слои прикрыты тетраэдрическими с обеих сторон, но как уже было сказано выше, основание тетраэдров, составляющих поверхность минерала имеет ячеистый характер (Рисунки 1.1 и 1.5). В каждой ячейке есть гидроксильная группа, которая располагается на уровне атомов кислорода вершины тетраэдра и является своеобразным дном ячейки (диаметр – $3,3 \cdot 10^{-8}$ см, высота – $2,4 \cdot 10^{-8}$ см). При соприкосновении с базальной поверхностью молекулы воды проваливаются в энергетическую ячейку и образуют с гидроксил-ионами водородную связь, которая может быть разрушена только при высоких температурах. Возможно образование водородной связи молекул воды и с ионами кислорода тетраэдрических и октаэдрических слоев.

В этом случае молекулы воды будут располагаться на поверхности в виде гексагональной сетки (Рисунки 1.22 и 1.23).

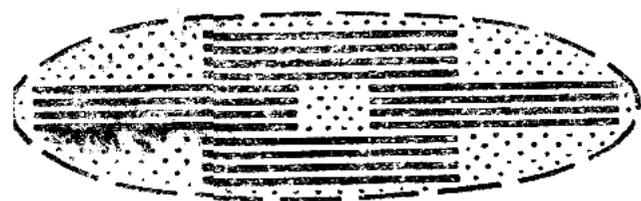
Межмолекулярные взаимодействия молекул воды и глинистых минералов возникают при гидратации обменных катионов, насыщающих свободные валентности в местах сколов на поверхности и при изоморфных замещениях. Кроме того, разрушение решетки может привести к нарушению связей, что обуславливает гидратацию непосредственно через поляризующее действие электростатических сил. В условиях естественного увлажнения молекулы воды, связанные водородными связями в результате трансляционного движения могут обмениваться местами с молекулами воды, связанными межмолекулярными силами с обменными катионами.

Число активных центров на поверхности глинистых минералов может быть увеличено или уменьшено путем обработки поверхностно-активными химическими реагентами.

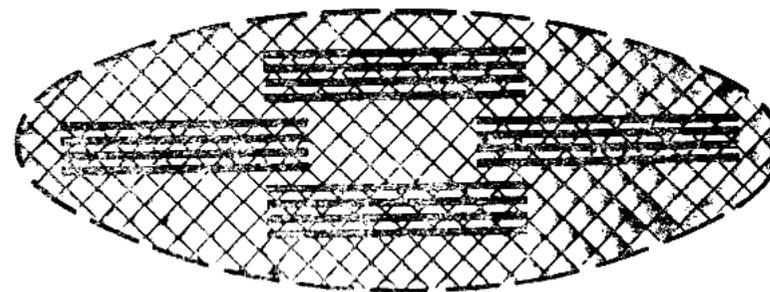
В результате взаимодействия молекул воды с поверхностью глинистых частиц образуется *гидратная оболочка* [1], которая неоднородна по толщине (Рисунок 1.24). В непосредственной близости от активных центров полярные молекулы воды ориентируются осями перпендикулярно к поверхности активных центров (связанная вода). По мере заполнения активных центров структура связанной воды все более приближается к структуре свободной воды, так как энергетическое поле активных центров ослабевает, а близлежащие молекулы воздействуют на них все больше. Физические свойства воды выравниваются.

Адсорбционно-связанная вода подразделяется на прочносвязанную и рыхлосвязанную (диффузный слой). Прочносвязанная вода хорошо удерживается поверхностью дисперсных частиц и не удаляется даже при огромных давлениях. Она характеризуется высокой плотностью (1200-1800 кг/м³), низкой диэлектрической проницаемостью (2,0-2,2 Ф/м по сравнению с 81 Ф/м у свободной воды), меньшей упругостью паров.

а



вода



б



вода

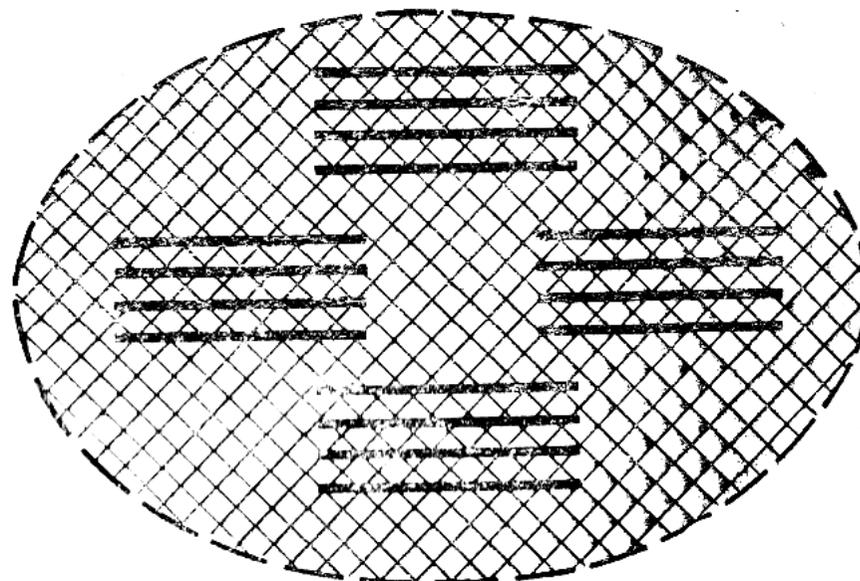


Рис. 1.19. Схематическое изображение набухания глинистых минералов с неподвижной (а) и раздвижной (б) кристаллической решеткам

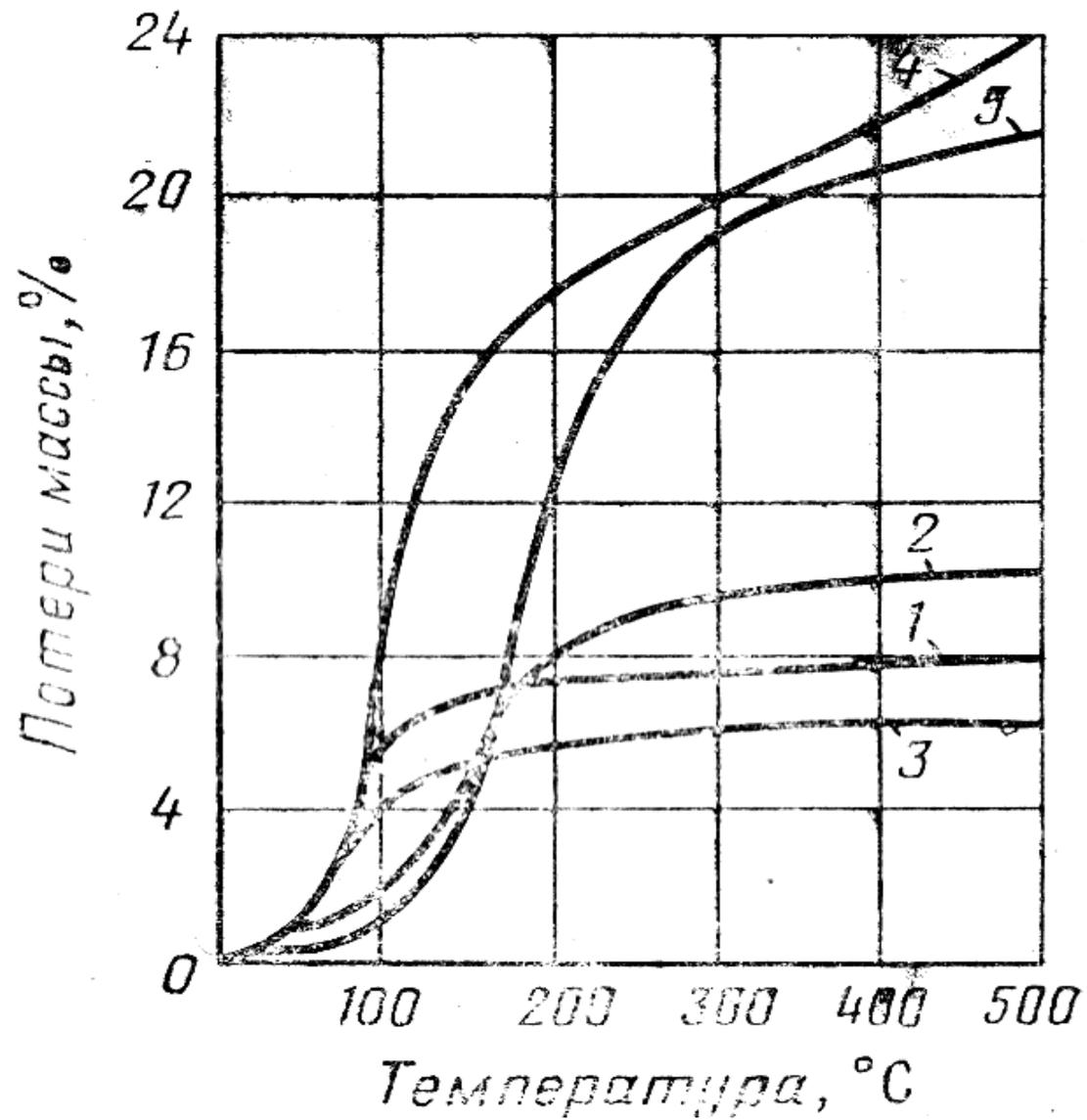


Рис. 1.20. Кривые обезвоживания моноионных форм бентонитов при нагревании:
1 – калиевого; 2 – натриевого; 3 – кальциевого; 4 – магниевого; 5 – алюминиевого

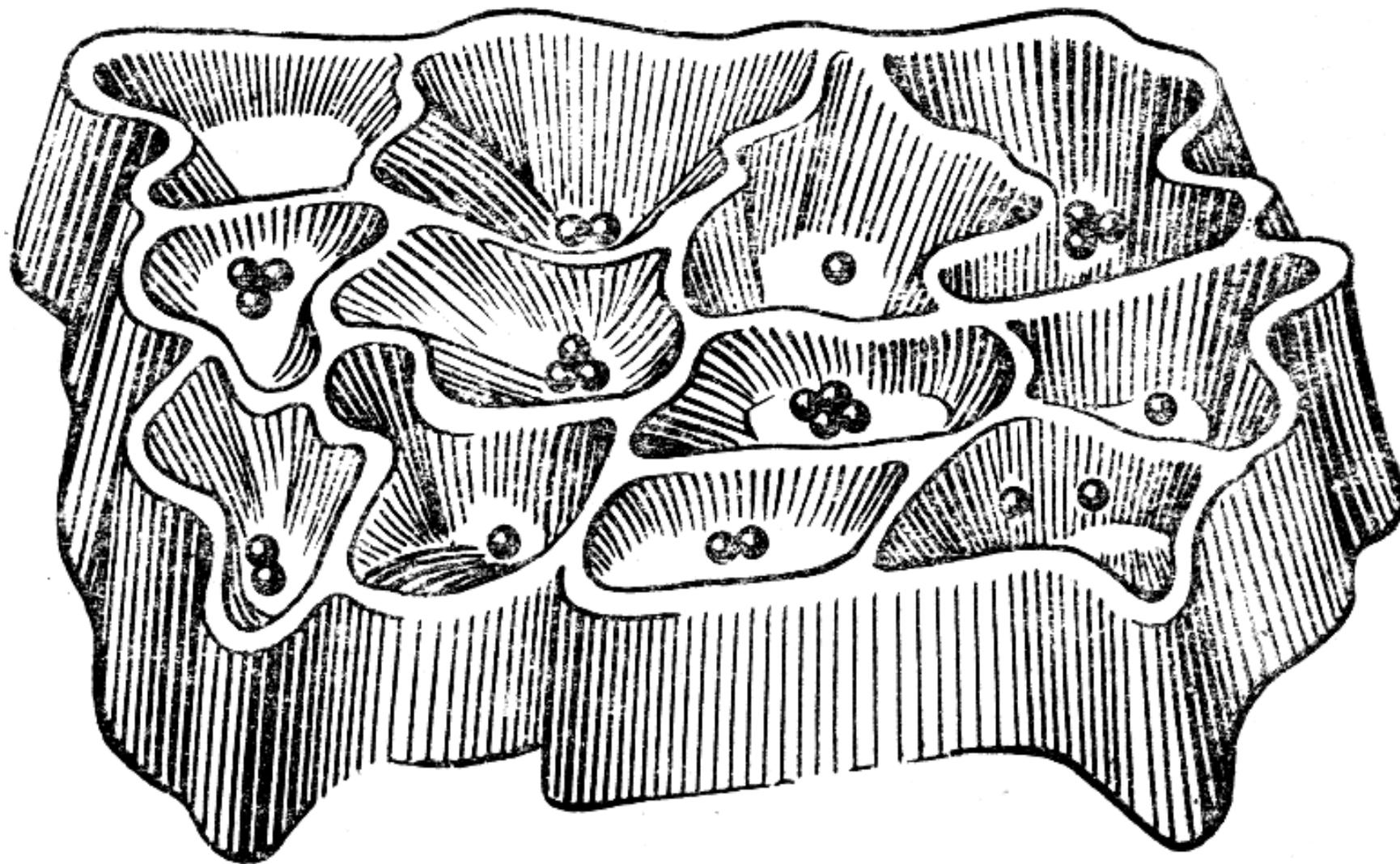


Рис 1.21. Энергетический рельеф поверхности твердого вещества

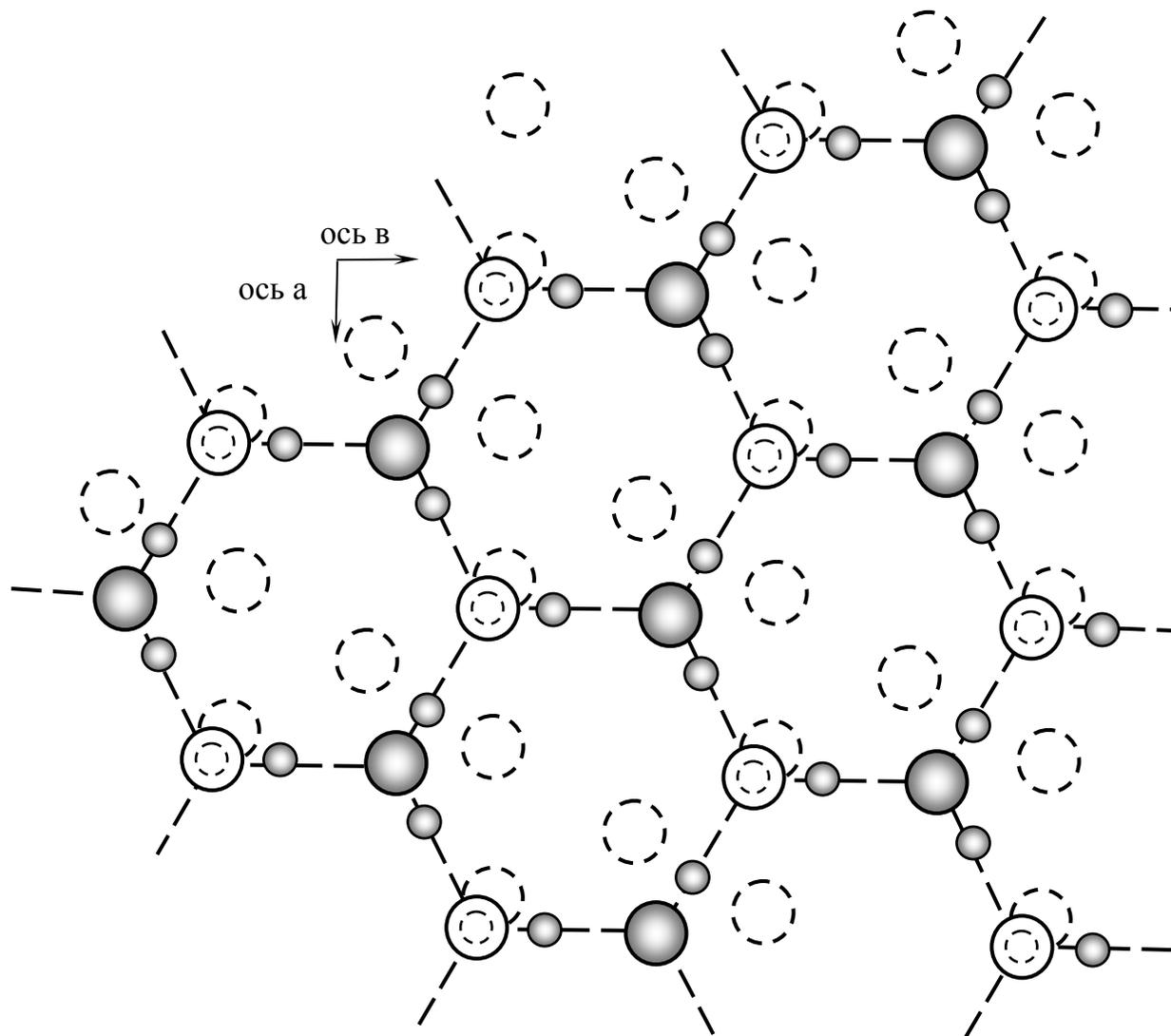


Рис. 1.22. Объединение слоев воды и вермикулита благодаря водородным связям. Атомы кислорода, показанные большими пунктирными кружками, находятся на расстоянии 0,273 нм от поверхности молекул воды

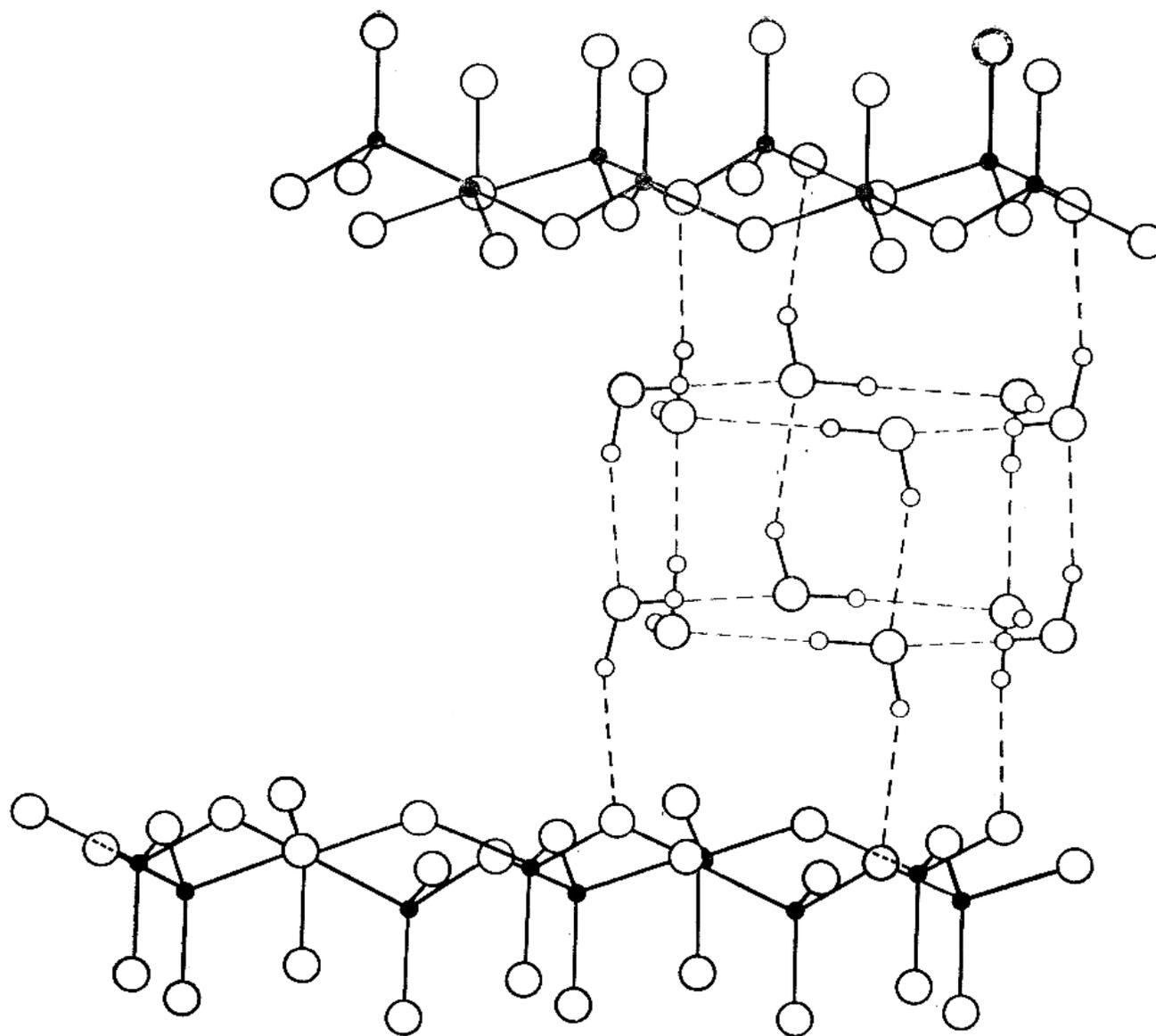


Рис. 1.23. Адсорбционные слои воды между слоями частично дегидратированного вермикулита

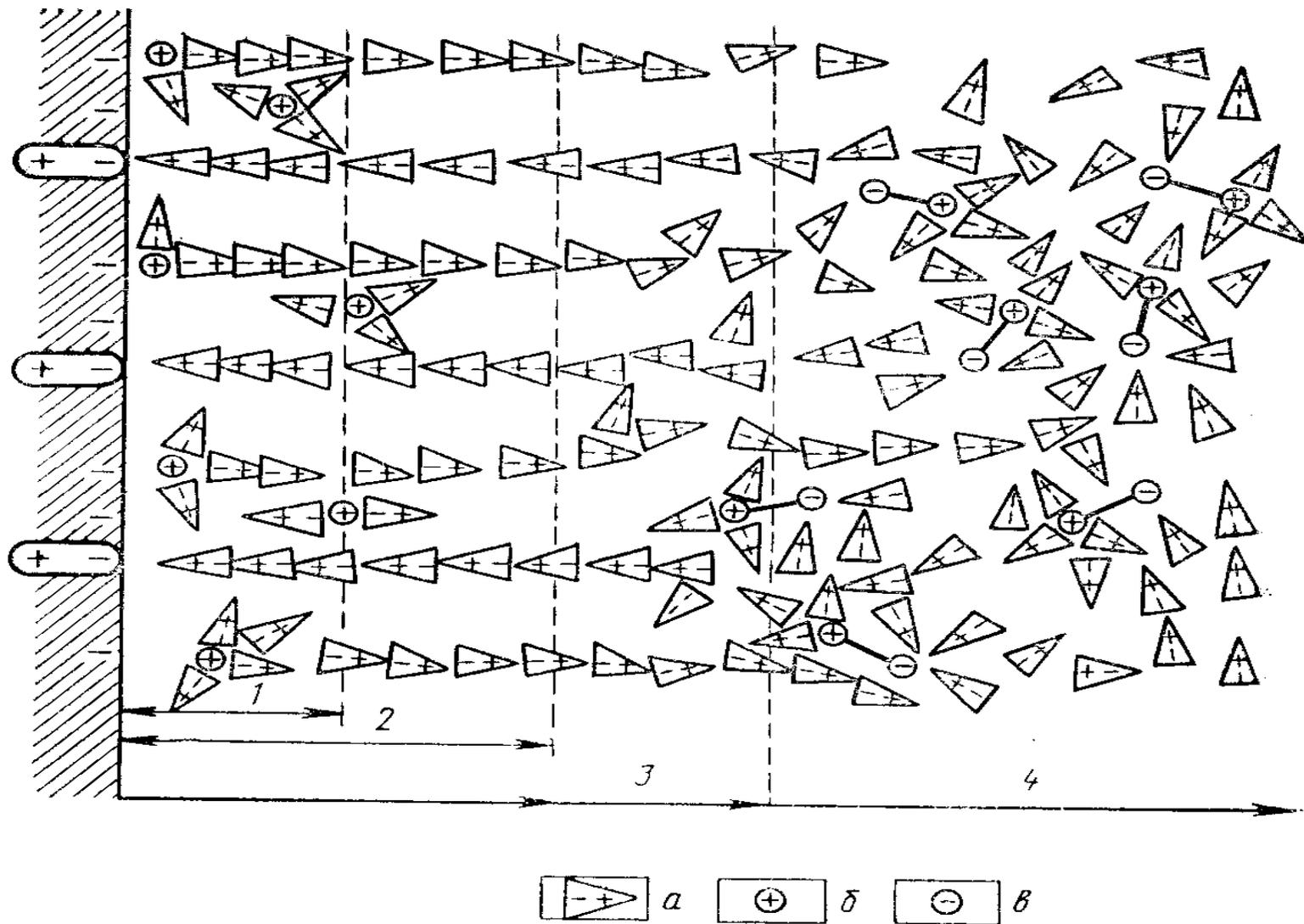


Рис. 1.24. Схема гидратации твердой поверхности:

1 – гигроскопическая вода; 2 – прочносвязанная вода; 3 – рыхлосвязанная вода; 4 – свободная вода;

а – вода; б – катионы; в – анионы

Рыхлосвязанная вода имеет более низкий уровень связи, чем прочно-связанная.

Ее свойства приближаются к свойствам свободной воды, и она может отфильтровываться при незначительных давлениях.

На свойства связанной воды влияют энергетическая неоднородность поверхности и присутствие различных обменных катионов. Например, наибольшее развитие гидратная оболочка получает на базальных поверхностях, где значительно больше активных центров. Чем выше плотность заряда иона, тем больше молекул воды прочно связываются с поверхностью. При этом необходимо учитывать, что многие катионы сами гидратированы. Кроме того, они являются конкурентами молекул воды в образовании связей с поверхностью кристалла, то есть имеют тенденцию разрушать гидратные слои.

Остановимся подробнее на процессе набухания глинистых пород и материалов. Известно [1, 3, 5, 6, 7], что набухание – это процесс увеличения объема и массы вещества при взаимодействии его с дисперсионной средой. В глинистых породах набухание связано с расклинивающим воздействием гидратных слоев, образующихся вокруг частиц в результате действия двух механизмов. Первый термин механизм – поверхностная гидратация – *кристаллическое набухание*. Вторым механизмом обусловлен осмотическими процессами при контакте глинистых пород с водными растворами – *осмотическое набухание* [3]. Гидратированные частицы раздвигаются и увеличивают объем системы (Рисунок 1.19). При этом ослабляется сцепление между частицами глины, прочность уменьшается и порода размокает. Если глинистая порода представлена минералами с раздвижной кристаллической решеткой (монтмориллонит, вермикуллит), то происходит гидратация базальных поверхностей внутри пакета, что обуславливает внутрикристаллическое набухание, которое намного выше, чем поверхностное у минералов с жесткой кристаллической решеткой. Если рассмотреть набухание моноионных форм монтмориллонита в растворах солей, катионы которых соответствовали обменному катиону, то можно отметить, что чем меньше концентрация соли, тем больше набухание. Это соответствует возможностям адсорбции молекул воды на поверхности глинистых частиц.

Например, натриевый бентонит в растворах хлорида и сульфата натрия (Рисунок 1.25). Норриш объяснил изменение с-расстояния (это один из показателей набухания глинистых частиц) силами отталкивания, возникающими при набухании в результате гидратации обменных катионов, и силами притяжения между поверхностью минерала и обменными катионами (Рисунок 1.26). В таблице 1.3 показаны результаты исследования процессов разрушения глинистых пород [5] в различных средах, отличающихся по виду как катиона, так и аниона.

Когда на сухой монтмориллонит воздействуют пары воды, то вследствие их конденсации и дальнейшей адсорбции между слоями происходит разбухание решетки. Энергия адсорбции [3] (см. рисунок 1.27) первого слоя воды очень высока, но быстро убывает в последующих слоях. Если глина находится в замкнутом объеме, но к ней имеет доступ свободная вода, то в ней возникает давление набухания. Давление набухания развивается и тогда, когда между глиной и водой устанавливается равновесие и глина подвергается уплотнению с вытеснением воды. Давление набухания P_s при любом заданном содержании воды связано с давлением паров в глине при том же содержании воды, давление набухания пропорционально относительному давлению паров воды, находящейся в равновесии с водой в глинистом сланце в логарифмической зависимости [3]:

$$p_s = -(RT/V)\ln(p/p_0), \quad (1.1)$$

где V – парциальный мольный объем воды, л/моль;

p/p_0 – относительное давление паров воды (примерно равно активности воды в сланце).

Кристаллическое набухание характерно для всех глин. Осмотическое набухание присуще только минералам с раздвижной кристаллической решеткой (монтмориллонитам).

Осмотическое набухание происходит вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности (возникает градиент концентраций). Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство и увеличивает с-расстояние.

Интенсивность набухания глин зависит от минерализации воды, с которой они контактируют. Чем больше минерализация, тем меньше степень набухания. На интенсивность набухания влияет и валентность катионов (см. рисунки 1.28-1.29). Скорость и объем набухания, как уже отмечалось выше, в значительной степени зависят от обменного комплекса глин.

Гидратация и набухание глинистых частиц играет важную роль в процессах диспергирования, а следовательно, как для приготовления буровых растворов, так и для сохранения устойчивости стенок скважины. Чем легче диспергирует глина, тем меньше ее расход для приготовления единицы объема бурового раствора с заданными реологическими характеристиками. С другой стороны, при разбурировании глинистых пород, содержащих монтмориллонит, выбуренная порода легко диспергирует при движении обломков по затрубному пространству. В результате этого выбуренная глинистая порода становится активной частью бурового раствора, изменяя не только технологические параметры, но и, в конечном итоге, показатели работы долота.

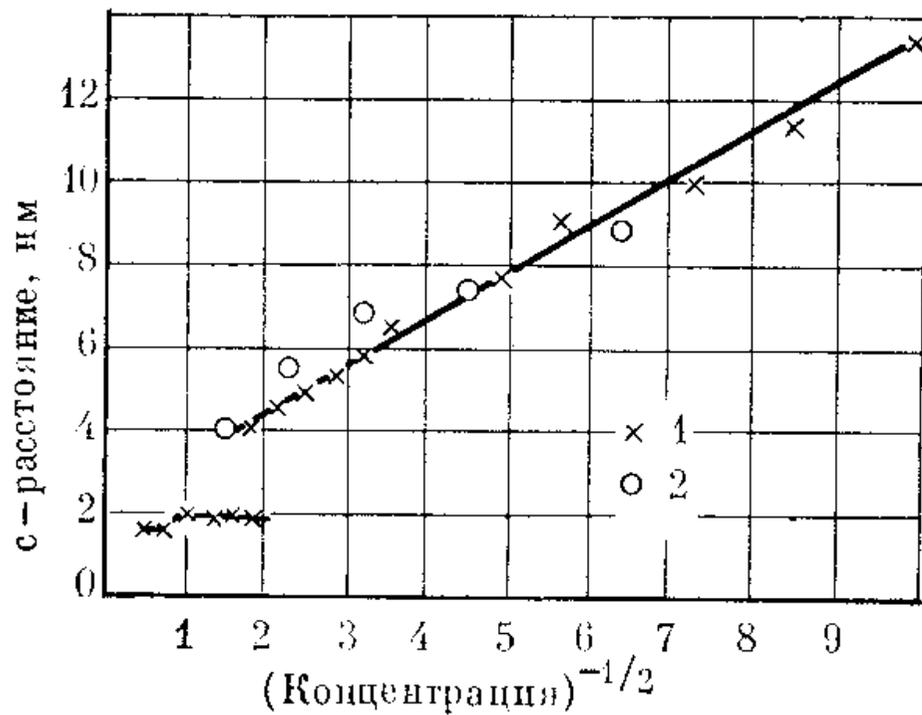


Рис 1.25. Разбухание решетки монтмориллонита:
1 – в растворе NaCl; 2 – в растворе Na₂SO₄

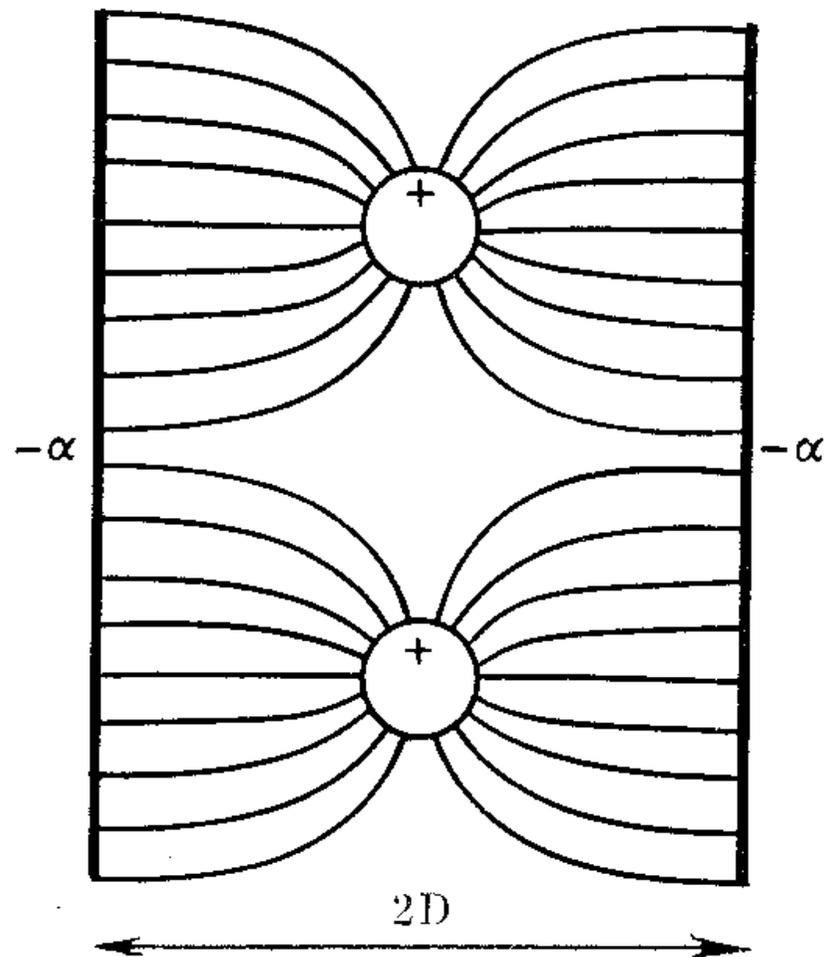


Рис. 1.26. Катионы между подслоями монтмориллонита

Таблица 1.3 – Результаты разрушения глинистых пород в водных растворах электролитов

Показатели	Раствор	Глина*	Направление изменения показателя	Номер ряда
Устойчивость (t_p)	Хлориды	б	K>Na>Ba>Mg>Ca>Fe	1
		г	Na>K>Ca>Fe	2
	Хлориды+соединения Na ⁺ То же Хлориды+соединения K ⁺	б	CO ₃ ²⁻ >OH ⁻ >Cl ⁻ >Cr ₂ O ₇ ²⁻ >SO ₄ ²⁻	3
		г	OH ⁻ >CO ₃ ²⁻ >Cl ⁻ >Cr ₂ O ₇ ²⁻	4
		б	CO ₃ ²⁻ >OH ⁻ >Cl ⁻ >Cr ₂ O ₇ ²⁻	5
Поглощение ионов (P _i)	Поглощение Na ⁺ »K ⁺ »анионов »Na ⁺	б	Na ₂ CO ₃ >NaOH>NaCl>Na ₂ SO ₄ >Na ₂ Cr ₂ O ₇	6
		б	KOH>K ₂ CO ₃ >KCl>K ₂ Cr ₂ O ₇	7
		б	OH ⁻ >CO ₃ ²⁻ >Cl ⁻ >Cr ₂ O ₇ ²⁻	8
		г	NaOH>Na ₂ CO ₃ >NaCl>Na ₂ SO ₄	9
	Хлориды	б	K>Na>Ba>Mg>Ca>Fe	10
г		Na>K>Mg>Ca>Fe	11	
б, г		Поглощения Cl ⁻ не наблюдается	–	
Поглощение растворителя (K ₂) при концентрации C=const	Хлориды	б	NaCl>KCl>BaCl ₂ >CaCl ₂ >MgCl ₂ >FeCl ₃	12
	Хлориды+соединения K ⁺	б	KOH>K ₂ CO ₃ >KCl>K ₂ Cr ₂ O ₇	13
	Хлориды+соединения Na ⁺	б	NaOH>Na ₂ CO ₃ >NaCl>Na ₂ SO ₄ >Na ₂ Cr ₂ O ₇	14
Скорость поглощения растворителя (ω_{cp})	Хлориды	б	NaCl>KCl>CaCl ₂ >BaCl ₂ >MgCl ₂ >FeCl ₃	15
	Хлориды+соединения K ⁺	б	KOH>K ₂ CO ₃ >KCl>K ₂ Cr ₂ O ₇	16
	Хлориды+соединения Na ⁺	б	NaOH>Na ₂ CO ₃ >NaCl>Na ₂ SO ₄ >Na ₂ Cr ₂ O ₇	17
Водородный показатель pH перед разрушением	Хлориды+соединения K ⁺	г	Na ₂ CO ₃ >NaOH>NaCl>Na ₂ SO ₄ >Na ₂ Cr ₂ O ₇	18
	Хлориды+соединения Na ⁺	г	KCl>NaCl>BaCl ₂ >MgCl ₂ >CaCl ₂ >FeCl ₃	19

Примечание: *б – бентонитовый, г – гидрослюдистая

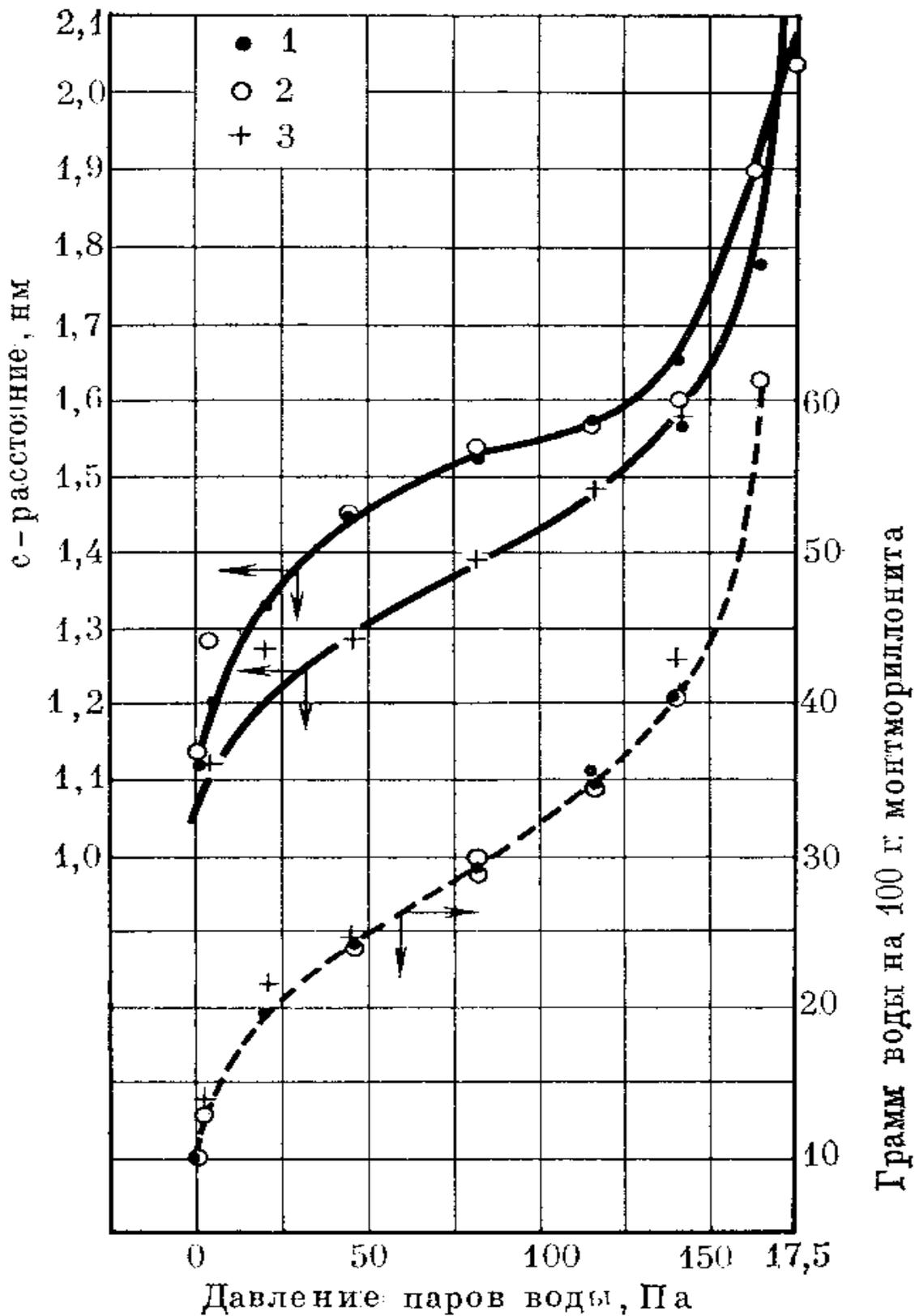


Рис 1.27. Результаты эксперимента, проведенного при температуре 21⁰С, по изучению влияния паров воды на монтмориллонит:

1 – Са-монтмориллонит; 2 – ОН-монтмориллонит; 3 – Na-монтмориллонит

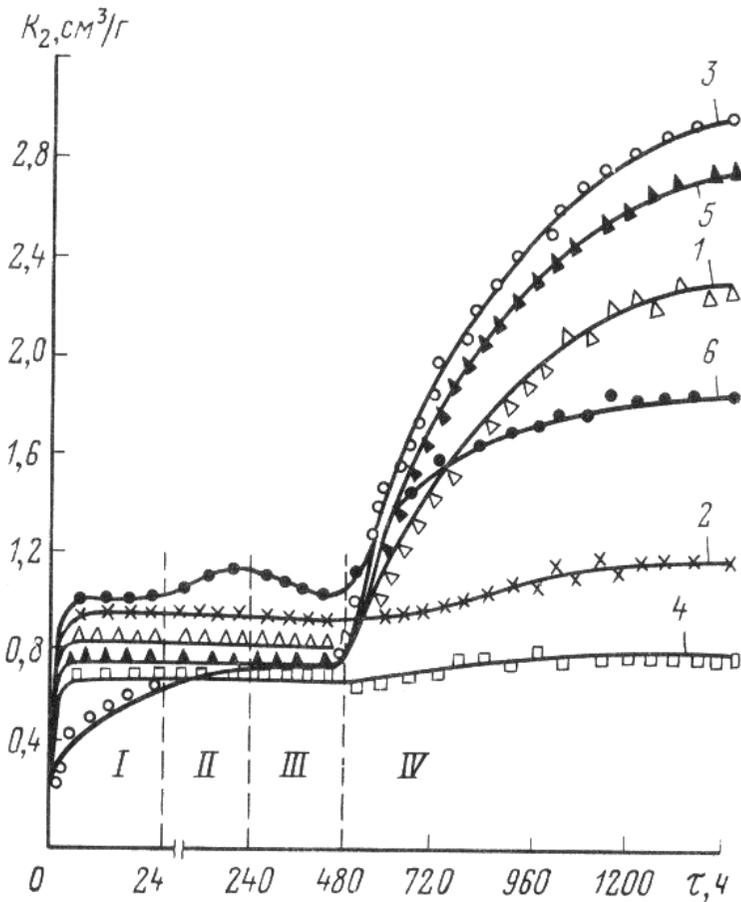


Рис. 1.28. Кинетика набухания монтмориллонита в 1 н. растворах электролитов (I), воде (II), хлориде натрия (III) и воде (IV):
 1 – CuSO_4 ; 2 – $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2$; 3 – KCl ; 4 – $\text{Na}_2\text{O} \times 2,9 \text{SiO}_2$;
 5 – $\text{K}_2\text{O} \times 2,9 \text{SiO}_2$; 6 – $\text{Ca}(\text{OH})_2$

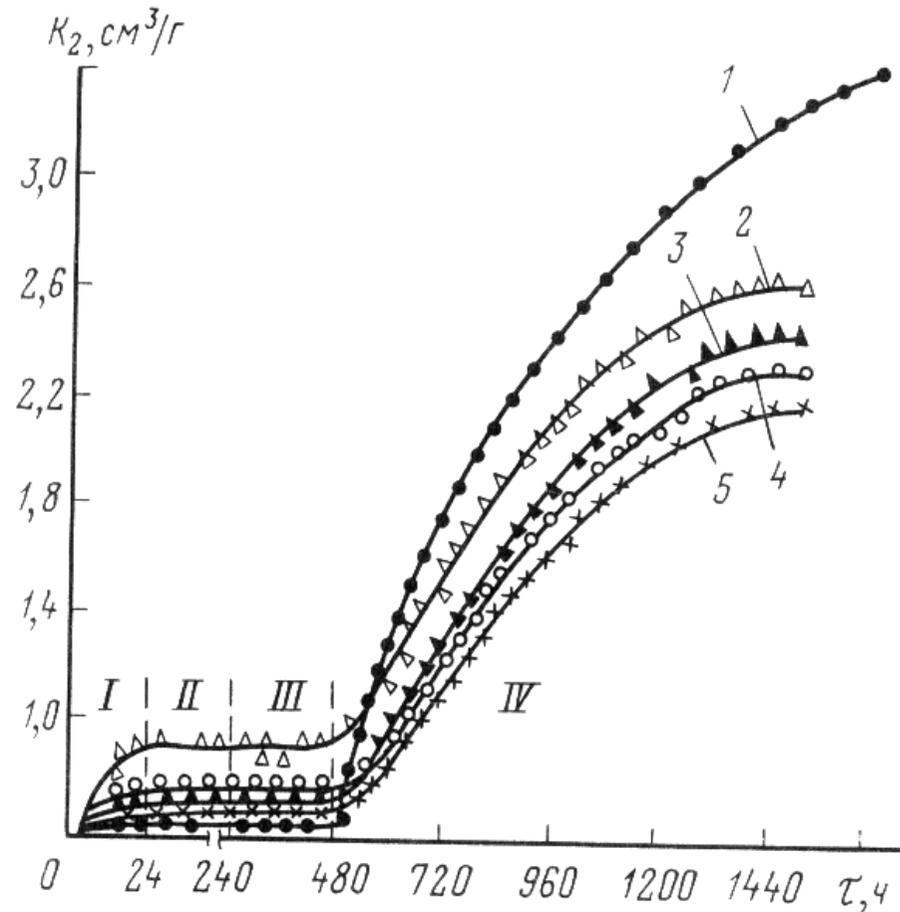


Рис. 1.29. Кинетика набухания монтмориллонита в 1 н. растворах электролитов (I), воде (II), хлориде натрия (III), воде (IV):
 1 – BeSO_4 ; 2 – MgCl_2 ; 3 – CaCl_2 ; 4 – SrCl_2 ; 5 – BaCl_2

Библиографический список

1. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
2. Grim R.E. Clay Mineralogy [Текст] / R.E. Grim. – New York, 1953. – 232 с.
3. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М: Недра, 1985. – 509 с.
4. Айлер Р.К. Коллоидная химия кремнезема и силикатов [Текст]: пер. с англ. / Р.К. Айлер. – М.: Госстройиздат, 1959. – 288 с.
5. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении [Текст] / В.С. Войтенко. – М.:Недра,1990. –252 с.
6. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
7. Сеид-Рза М.К. Устойчивость стенок скважин [Текст] / М.К. Сеид-Рза, Ш.И. Исмайылов, Л.М. Орман. – М.: Недра, 1981. – 189 с.
8. Литяева З.А. Глинопорошки для буровых растворов [Текст] / З.А. Литяева, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1992. – 191 с.
9. Потапов А.Г. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин [Текст] / А.Г. Потапов, А.Н. Гноевых // Газовая промышленность. Серия: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – 1998. – 82 с.

2. ПОЛИМЕРНЫЕ РЕАГЕНТЫ

Полимерные реагенты – это вещества, состоящие из ряда повторяющихся или похожих групп атомов (мономеров) [1]. По функциональным особенностям и местам концентрации в дисперсной системе их можно подразделить на две группы. Некоторые органические полимеры могут концентрироваться у поверхности раздела фаз, выполняя роль эмульгаторов, пенообразователей или пеногасителей, диспергаторов или смачивателей. Такие вещества носят название *поверхностно-активных (ПАВ)*. Другие полимерные реагенты находятся преимущественно в дисперсионной среде и влияют на технологические свойства буровых растворов. Эти реагенты в свою очередь подразделяются на *органические и неорганические*. Некоторые из них могут активизировать или подавлять действие ПАВ, другие – изменять структуру и свойства дисперсионной среды, третьи – регулировать концентрацию гидроксидов и связывать нежелательные ионы. К неорганическим полимерам относят полифосфаты, силикаты и хроматы, которые по своим физическим свойствам практически не отличаются от неорганических низкомолекулярных соединений.

Наибольшее развитие получили органические полимеры природного или синтетического происхождения, то есть их получают или химической переработкой (модификацией) природных высокомолекулярных соединений, или синтезом из низкомолекулярных веществ, используя методы полимеризации (реакция протекает без изменения элементарного состава реагирующих веществ и выделения побочных продуктов) или поликонденсации (реакция сопровождается выделением простейших веществ, например, воды, а элементарный состав не совпадает с элементарным составом исходных веществ). К природным полимерам можно отнести: полисахариды, лигносульфонаты, танины, гуматы, причем, некоторые из них можно отнести к полусинтетическим (например, эфиры целлюлозы). К синтетическим – производные нефтехимического производства (например, акриловые полимеры и полимеры оксида этилена).

2.1. Строение органических полимеров и гибкость макромолекул

В зависимости от функциональности элементарных звеньев могут образовываться линейные (I), разветвленные (II) и сшитые или сетчатые, или пространственные (III) полимеры (Рисунок 2.1). У линейных полимеров для увели-

чения длины молекулярной цепи используются только две валентности углерода, остальные валентности насыщаются водородом или функциональными группами (например, карбоксильной). В том случае, если третья или третья и четвертая валентности служат для дальнейшего роста макромолекулы того же состава, что и основная цепь, образуются разветвленные полимеры. Растворимость таких полимеров зависит от числа разветвлений, то есть для химической обработки буровых растворов могут использоваться полимеры, число разветвлений которых еще позволяет ему растворяться в дисперсионной среде. Пространственные полимеры состоят из линейных или разветвленных, между которыми образуются поперечные связи, обеспечивающие их нерастворимость в дисперсионной среде. Свойства полимерных веществ различного строения приведены в таблице 1.1.

Поведение высокомолекулярных веществ зависят от наличия в них связей, сильно отличающихся энергиями (например, химические связи внутри макромолекул и водородные между макромолекулами), гибкости цепей, обусловленных вращением звеньев, и вида функциональных групп [2]. Вращение цепей происходит при неизменных валентных углах молекулы, атомы которых соединены одинарной связью, и приводит к образованию различных структур, переходящих одна в другую без разрыва химических связей (Рисунок 2.2). На подвижность углеводородной цепи благоприятно влияет наличие двойной связи в смежных атомах. Таким образом, макромолекула может свертываться в спираль, глобулу или клубок, или вытягиваться в зависимости от минерализации среды, температуры или водородного показателя [2 – 4].

Гибкость макромолекул зависит от концентрации полимера, числа и вида полярных групп, а также длины и числа боковых цепей. Необходимо отметить, что гибкость цепей выше у линейных полимеров, что связано как с зигзагообразной формой макромолекул (идеальный случай) и множеством одинарных связей. У разветвленных полимеров она значительно ниже. Короткие и часто расположенные боковые цепи увеличивают жесткость макромолекул вследствие возрастания энергетического барьера вращения отдельных звеньев. Причем, при определенной концентрации разветвленные полимеры образуют в растворах глобулярные агрегаты (мицеллы), объединяющие до нескольких сотен молекул вещества. По своим свойствам разветвленные полимеры напоминают свойства поверхностно-активных веществ, поэтому многие исследователи относят их к коллоидным ПАВ и называют *защитными коллоидами*.

Таблица 2.1 – Свойства неорганических и органических соединений (химических реагентов и материалов)

Характеристика соединений	Неорганические		Органические				
	НМС*	ВМС**	НМС	Линейные полимеры	Слабо разветвленные	Разветвленные	Сетчатые полимеры
Структура в твердом состоянии	Кристаллические порошки, гранулы	Порошкообразная, гранулярная	Порошкообразная	Волокнистая	Волокнистая	Порошкообразная	Каучукоподобная или твердая
Растворение	Хорошее без набухания	Растворяется без набухания	Хорошее без набухания	Хорошее с предварительным набуханием	Хорошее с предварительным набуханием	Хорошее без набухания	Не растворяются, иногда ограниченно набухают
Вязкость 1%-ного раствора	Низкая	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Низкая	–
Реологический тип раствора	Ньютоновский	Ньютоновский	Ньютоновский	Неньютоновский	Неньютоновский	Ньютоновский	–
Изменение вязкости во времени (старение)	Не изменяется	Не изменяется	Не изменяется	Изменяется (уменьшается)	Изменяется (уменьшается)	Не изменяется	–
Примеры соединений	Каустическая и кальцинированная сода, соли натрия, калия, магния и другие	Комплексные фосфаты (ТПФН), хромпики, силикаты натрия и калия (жидкое стекло)	Поверхностно-активные вещества (сульфонаты, сульфонаты и другие)	Реагенты на основе акриловой кислоты (полиакрил-амид, полиакрилонитрил) и эфиров целлюлозы (КМЦ)	Полисахариды (крахмальные реагенты, биополимеры)	Лигносульфаты (ФХЛС, ХЛС, КССБ, FC-8, Multi-thinca), гуматы (УЩР, Икгум и другие), танины (Desco)	Каучуки, отвержденные пластические массы

Примечание: *) НМС – низкомолекулярные соединения

***) ВМС – высокомолекулярные соединения

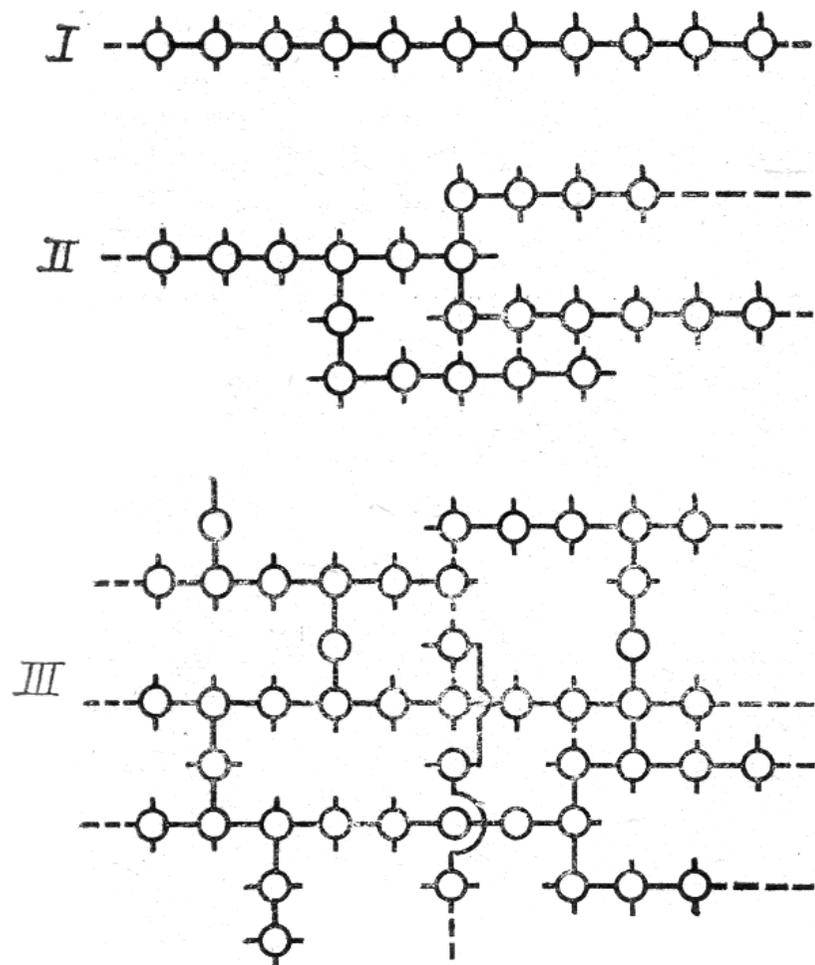


Рисунок 2.1. Схема строения полимеров
 I – линейных
 II – разветвленных
 III – пространственных

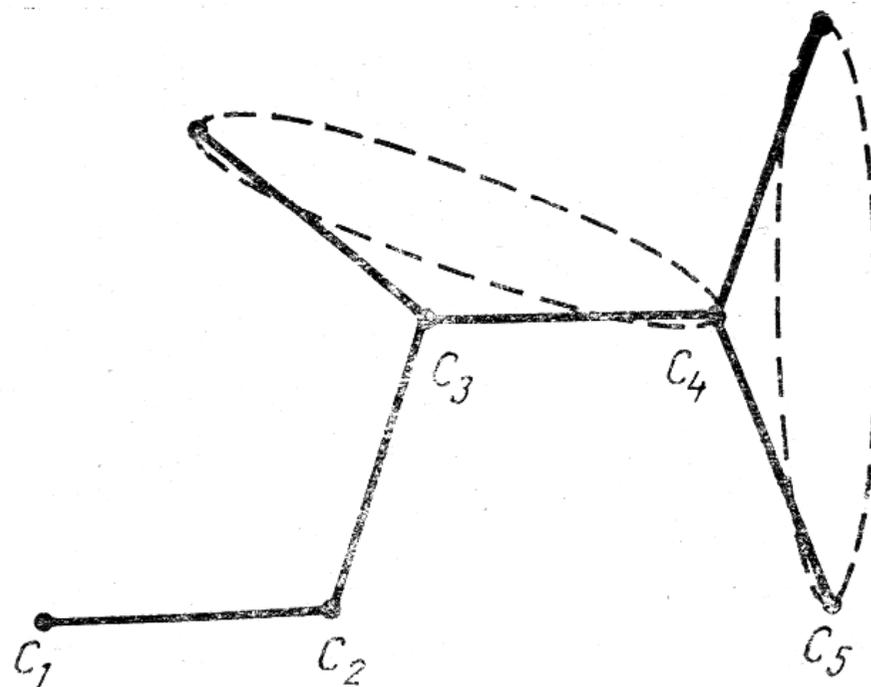


Рисунок 2.2. Конформация цепи полимера
 при фиксированных валентных углах

Гибкость макромолекулы зависит от температуры, концентрации полимера, функциональных групп и других факторов. Повышение температуры увеличивают подвижность макромолекул, понижение – уменьшает. При этом низкие температуры приводят к тому, что линейные полимеры стремятся растянуться и кристаллизуются. Гибкость макромолекул в концентрированных растворах всегда ниже, чем в разбавленных. Наличие в макромолекуле полярных функциональных групп делает её менее подвижной из-за возможных взаимодействий, поэтому такие химические реагенты как: эфиры целлюлозы, полиакрилаты и другие можно отнести к полимерам с цепями ограниченной гибкости. При повышении минерализации минимальной потенциальной энергии гибких макромолекул отвечает клубкообразная форма.

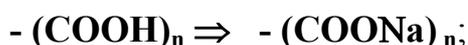
2.2. Свойства высокомолекулярных соединений

Органические полимеры, используемые для обработки буровых растворов обладают высоким сродством с водой, что связано с наличием большого числа полярных групп: гидроксильных – OH, карбоксильных – COOH, альдегидных – CHO, карбонильных – CO, амидных – CONH₂, нитрильных – CN и других. По характеру функциональных групп полимерные реагенты подразделяются на ионогенные и неионогенные полиэлектролиты. Ионогенные полимеры в свою очередь, проявляют анионные, катионные и катионно-анионные (амфотерные) свойства.

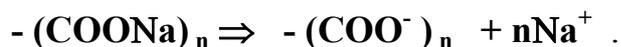
Неионогенные полимеры имеют длинную углеводородную цепь с несколькими полярными группами, недиссоциирующими на ионы. Эти полярные группы обеспечивают растворимость полимеров в воде. Функциональными группами в неионогенных полимерах являются гидроксильные, карбонильные и альдегидные группы, которые обеспечивают устойчивость к солевой агрессии и повышенной жесткости воды. К неионогенным полимерам относят: оксиэтилированную целлюлозу, модификации гуаровой смолы, крахмальные реагенты (Рисунки 2.3 – 2.5).

Ионогенные полимеры в водных средах участвуют в обменных реакциях и диссоциируют с образованием полианиона или поликатиона. Процесс диссоциации анионоактивных полиэлектролитов рассмотрим на примере карбоксильной группы – COOH:

1) водород может обменно замещаться на ионы натрия или калия:



2) активная группа диссоциирует на полианион и катионы, которые удерживаются вблизи поверхности макромолекулы вследствие значительных электростатических сил, образуя ионное облако:



К анионным полиэлектролитам относятся органические полимеры, функциональные группы в которых представлены карбоксильными и сульфогруппами – SO_3H . Анионные свойства частично могут проявлять эфиры целлюлозы, лигносульфонаты. Нередко в состав высокомолекулярных соединений входят неионогенные и анионные полярные группы. К таким веществам можно отнести: биополимеры, КМЦ, ферролигносульфонат и другие (Рисунки 2.4 – 2.7).

Поликатион образуется в результате присоединения ионов водорода амидными и аминогруппами (соответственно – CONH_2 и – NH_2). К катионным можно отнести негидролизированный полиакриламид.

Амфотерные диссоциируют в зависимости от pH среды на полианионы или поликатионы. При этом в щелочной среде диссоциируют анионоактивные группы:



а в кислой – катионоактивные:



Амфотерные свойства проявляют гидролизованные полиакриламиды, полиакрилонитрилы, сополимеры акриламида и акрилонитрила и другие (Рисунок 2.8).

Способность макромолекул к диссоциации и обменным реакциям друг с другом и неорганическими соединениями играют важную роль в химической обработке буровых растворов, обеспечивая избирательность реагентов, активность в различных средах. Например, если в обменных реакциях участвуют поливалентные ионы, то макромолекулы могут укрупняться или «сшиваться» между собой, образуя либо малоактивные, либо нерастворимые пространственные полимеры. Наиболее ярким примером таких процессов является снижение растворимости и, соответственно, физико-химической активности полиакрилатов в присутствии ионов кальция и магния (при повышении жесткости водной среды). На активность и растворимость высокомолекулярных соединений оказывают влияние повышение температуры, общая минерализация дисперсионной среды, величина pH и другие факторы.

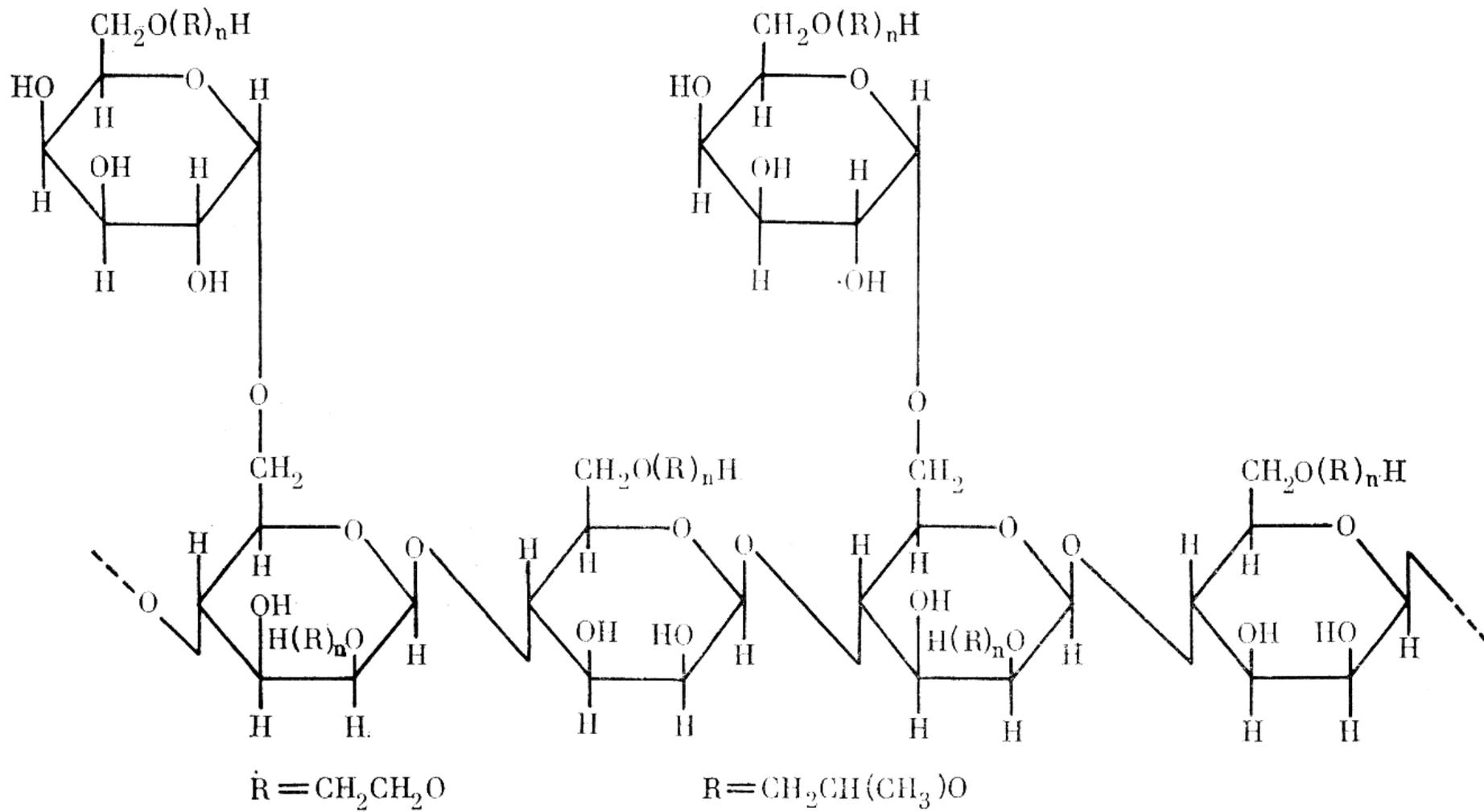
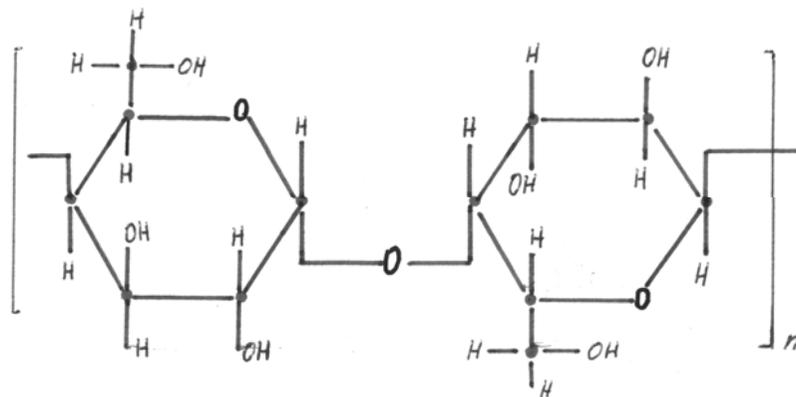
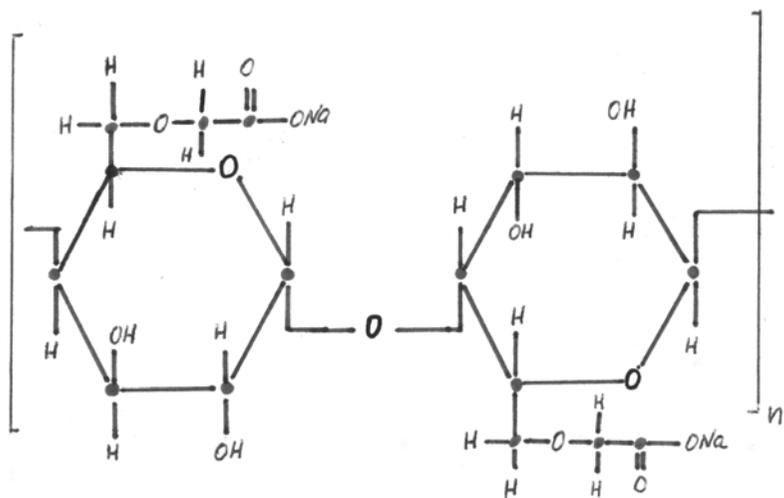


Рис. 2.3. Молекула гидроалкилированной гуаровой смолы

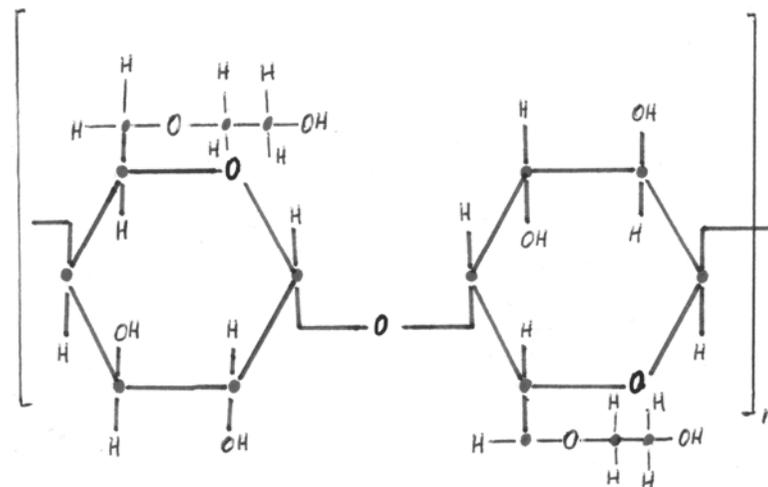


Целлюлоза

57



КМЦ



ОЭЦ

Рис. 2.4. Структура молекул эфиров целлюлозы

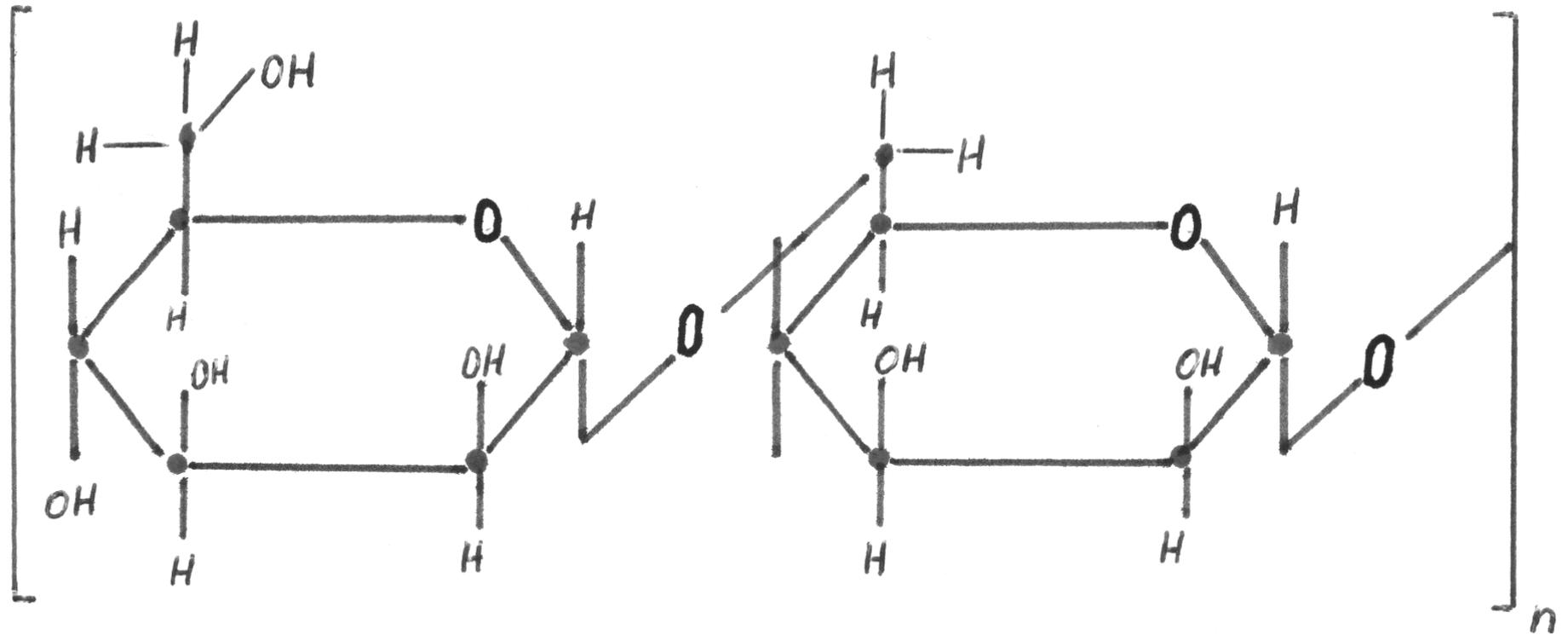


Рис. 2.5. Структурная формула макромолекулы крахмала

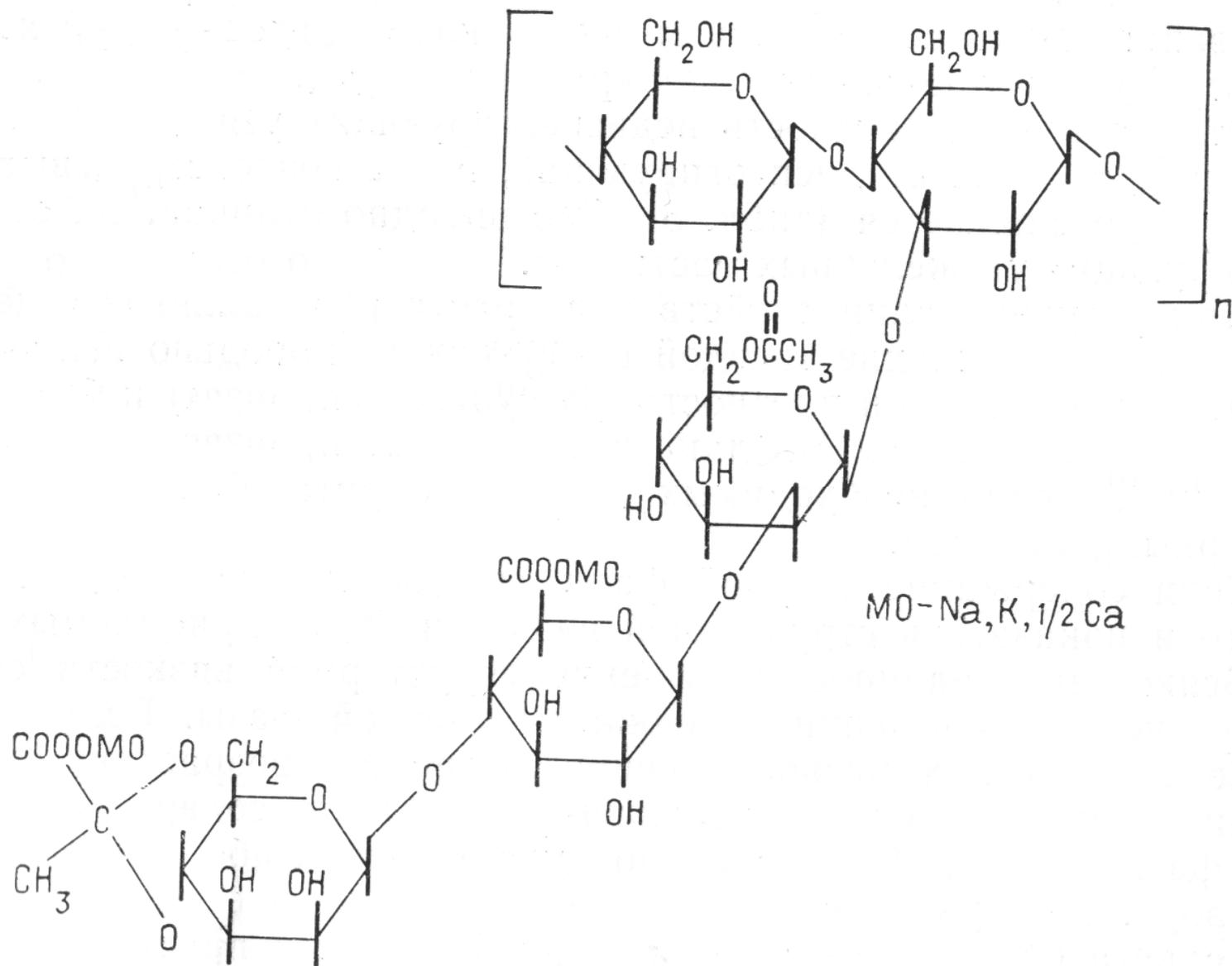


Рис. 2.6. Структурная формула биополимера – ксантана

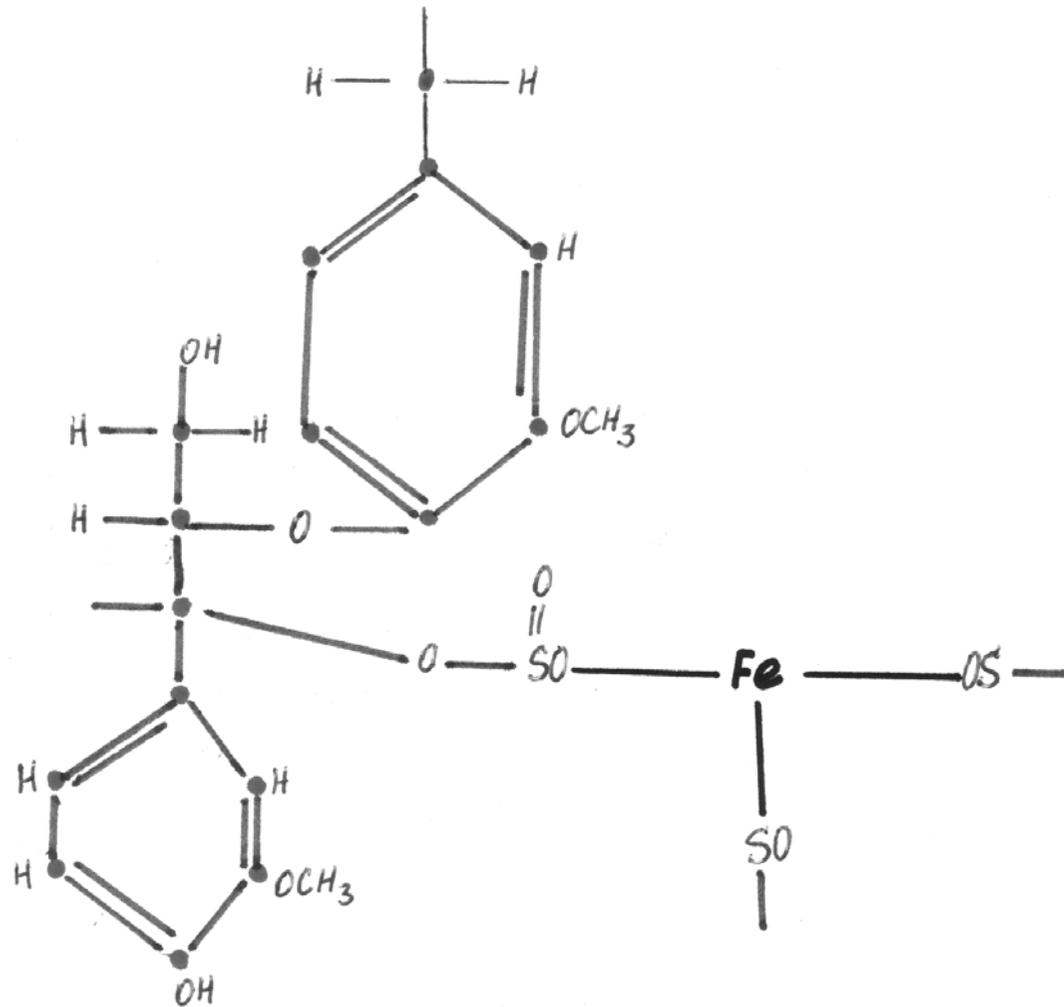


Рис. 2.7. Ферролигносульфонат

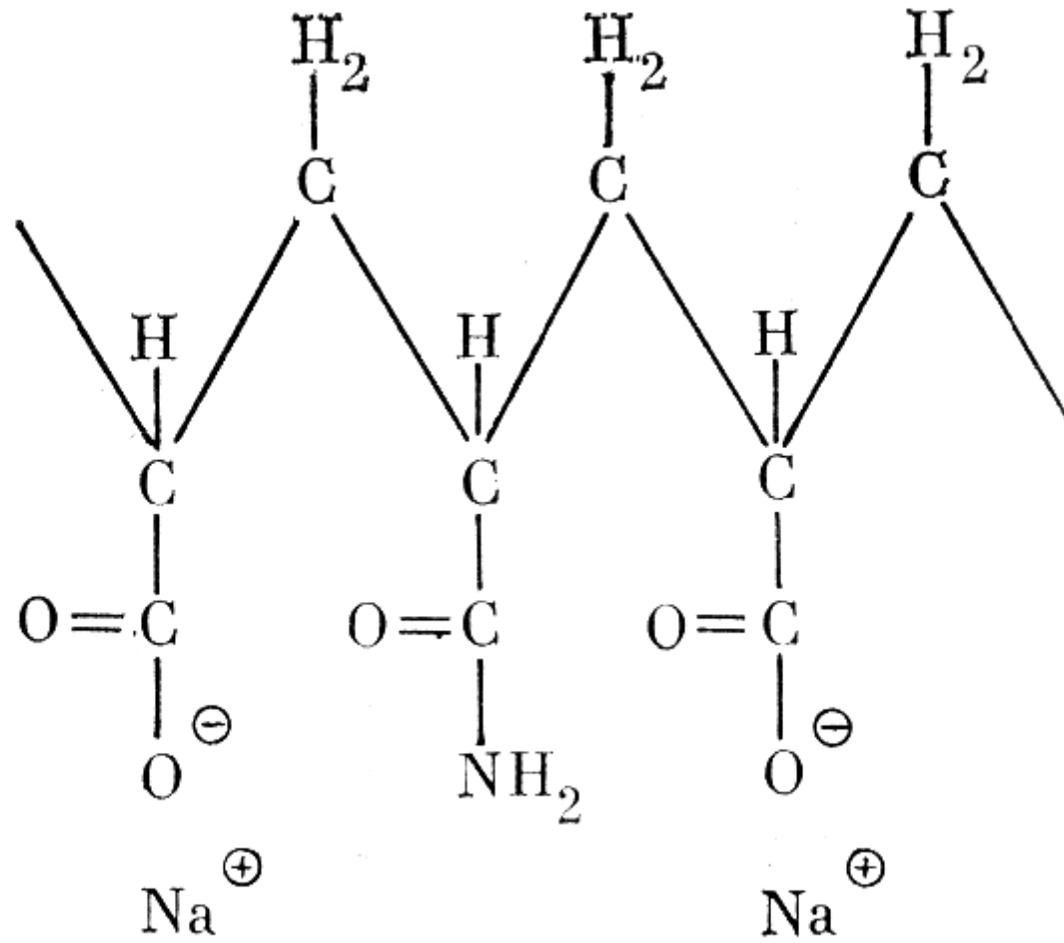


Рис. 2.8. Сополимер акрилаида и акрилата натрия

При длительном нагревании органические полимеры претерпевают определенные изменения, которые обусловлены уменьшением количества реакционноспособных групп либо деструкцией. Снижение количества активных групп возможно только при наличии в них двойных или тройных связей, при разрыве которых активные группы могут взаимодействовать внутримолекулярно с образованием циклических высокомолекулярных соединений либо межмолекулярно с образованием пространственных полимеров. Такие процессы могут иметь место, например, в полиакрилонитрилах. Изменение строения макромолекул и сшивание цепей сопровождаются уменьшением растворимости. Однако чаще происходит *деструкция (расщепление)* полимеров с уменьшением молекулярной массы. При этом выделяются различные продукты деполимеризации. Они могут быть вполне работоспособными и взаимодействовать как с компонентами бурового раствора, так и между собой с образованием сильно разветвленных и пространственных структур. Например, термостойкость отечественных марок КМЦ составляет 130°C, так как гликозидные связи внутри макромолекулы достаточно непрочные (Рисунок 2.4). Однако температурный предел стабилизации достигает 150°C, что связано с возможной активностью первичных продуктов деструкции.

Деструкция полимерных реагентов может быть связана с окислительными процессами под действием химических веществ (кислоты, кислород, металлы переменной валентности). Например, деструкция крахмала в кислой среде (Рисунок 2.3), в результате которой образуются моносахариды. Деструкция линейных полимеров в присутствии железа, меди, никеля, марганца (например, при обработке полимерных растворов диоксидом марганца как нейтрализатором сероводорода). Окислительные процессы большую роль играют при ферментативной (микробиологической) деструкции органических полимеров, которые сопровождаются снижением реологических свойств их водных растворов, водородного показателя и стабилизирующей способности реагентов. При этом восстановить свойства практически не представляется возможным.

Значительное влияние на свойства полимерных химических реагентов оказывают минерализация дисперсионной среды и величина рН. Так, в кислой среде молекулы амфотерных и катионных полиэлектролитов будут стремиться выпрямиться вследствие действия электростатических сил отталкивания между одноименно заряженными группами, повышая эффективность реагентов, а молекулы анионных полиэлектролитов глобулизируются за счет подавления избытком ионов водорода – *ионизации* анионоактивных групп, что сопровождается снижением вязкости их водных растворов и эффективности в буровых рас-

творях. В щелочной среде возрастает гибкость и эффективность анионных полиэлектролитов. Однако необходимо отметить, что в щелочной среде эффективны, благодаря своим двойным свойствам, и амфотерные полиэлектролиты. В связи с тем, что реагенты-стабилизаторы буровых растворов чаще всего имеют анионные и амфотерные свойства, в водных системах поддерживаются щелочные свойства. Тем не менее, требуется ограничение величины рН, так как при избыточном количестве гидроксил-ионов также подавляется ионизация активных групп, что приводит к глобулизации макромолекул. Поэтому в паспорте реагента всегда даны рекомендации по предельным величинам водородного показателя. Эффективность и направленность действия ионогенных полиэлектролитов изменяется в зависимости от минерализации буровых растворов. Так, например, акрилаты в соленасыщенных растворах являются разжижителями наподобие лигносульфонатов, то есть проявляют свойства коллоидных ПАВ, что связано с приобретением сферической формы макромолекулы (глобулизация полимера). В меньшей степени эти факторы влияют на свойства тех полимеров, которые можно отнести к неионогенным в связи с отсутствием диссоциации. Некоторое снижение вязкости можно объяснить гидрофобизацией поверхности гигантских по своим размерам макромолекул.

Таким образом, водородный показатель в большей степени влияет на свойства химических реагентов, имеющих в качестве функциональной группы карбоксильную и гидроксильную. Аминогруппа и сульфогруппы не участвуют в полимеризации, что способствует химической устойчивости реагентов. Присутствие аминогруппы и карбоксильной группы способствует повышению эффективности реагентов стабилизаторов. Причем, карбоксильная – в меньшей степени. При этом ее присутствие увеличивает растворимость реагентов.

2.3. Стабилизация и флокуляция

Основной функцией полимерных реагентов является создание агрегативно устойчивых буровых растворов, в том числе в условиях повышенных температур и солевой агрессии. При выборе стабилизатора необходимо учитывать, например, то, что при обработке линейным полимером можно усилить процесс агрегатирования, особенно, если нарушается порядок ввода органического реагента и соли (Рисунок 2.8). Стабилизация водных буровых растворов линейными и разветвленными полимерами объясняется образованием на поверхности дисперсной фазы *сольватно-гидратных* слоев, обладающих повышенной вязкостью и упругостью, что обеспечивает реализацию сил отталкивания (Рисунок

2.9). По отношению к дисперсионной среде и дисперсной фазе высокомолекулярные соединения разделяются на загустители и адсорбенты. Загустители имеют слабо выраженные анионные свойства или являются неионогенными соединениями и относятся к слабозветвленным органическим полимерам. Они в пресных системах не адсорбируются на поверхности дисперсной фазы, а влияют только на структурные свойства дисперсионной среды, то есть замедляют трансляционное движение молекул воды, и она переходит в «связанное» состояние. В соленых системах, когда поверхность дисперсной фазы и макромолекул гидрофобизуется, загустители могут адсорбироваться на межфазной поверхности. При этом в глинистых системах возможно присоединение за счет водородных связей, что повышает их стабилизирующую роль. К загустителям относят крахмальные реагенты, биополимеры, оксиэтилированную целлюлозу и другие.

Адсорбенты относятся, как правило, к линейным и разветвленным полимерам с хорошо выраженным анионным характером. Они в первую очередь меняют свойства межфазной поверхности. Если разветвленные полимеры могут адсорбироваться вне зависимости от минерализации дисперсионной среды, то линейные, как правило, только при повышенной минерализации.

Разветвленные полимеры, обладая высокой поверхностной активностью, могут адсорбироваться на ребрах кристаллов глин, химически закрепляться на их поверхности, а их концентрация сравнима с концентрацией анионов, участвующих в ионном обмене. Такая сольватная оболочка отличается высокой устойчивостью к солевой агрессии и предупреждает коагуляцию бурового раствора. Одновременно с этим, благодаря пептизирующему действию, снижается величина межмолекулярных сил притяжения, в том числе по ребрам кристаллов, и соответственно – структурные свойства буровых растворов. Такие реагенты относят, как правило, к разжижителям. Линейные полимеры в пресных системах могут адсорбироваться только на гидрофобных участках глинистых частиц (ребра, активные участки, благодаря механическим разрушениям, и тому подобное). Это связано с пониженной подвижностью гигантских макромолекул и их гидрофильными свойствами, не позволяющими подойти на расстояние действия межмолекулярных сил. Однако возможна адсорбция по внешней поверхности гидратных оболочек и формирование, так называемых, полимерглинистых структур, играющих важную роль в малоглинистых системах. В этом случае линейные полимеры приводят к увеличению вязкости. При разрушении гидратной оболочки в условиях электролитной и температурной агрессии линейные полимеры адсорбируются и на базальных поверхностях.

Стабилизирующее действие полимеров в соленасыщенных буровых растворах зависит не только от типа полимера, его устойчивости к повышению минерализации, но и порядка химической обработки. Если в буровой раствор вводят в первую очередь органический стабилизатор, то обработка солью не приведет к коагуляции. Если порядок обработки меняется, то буровой раствор коагулирует, и полимерный стабилизатор не в состоянии выполнить свое назначение (Рисунок 2.9).

Одним из важных свойств линейных полимеров является способность полностью или частично флокулировать дисперсные частицы различного минералогического состава. В зависимости от этого полимеры подразделяются на полные флокулянты (флокулирует вся дисперсная фаза вне зависимости от минерального состава), селективные флокулянты (полимер является стабилизатором и флокулирует только определенную твердую фазу) и полимеры двойного действия, которые одновременно с флокуляцией повышают вязкость бентонитовых суспензий и подавляют пептизацию выбуренной глинистой породы (Рисунок 2.11).

Способность водорастворимых высокомолекулярных соединений агрегировать коллоидные частицы была открыта В.Анри в 1903 г. Такое агрегирование, в которой в дополнение (а иногда взамен) к непосредственному контакту частиц дисперсной фазы происходит их взаимодействие через молекулы адсорбированного полимерного вещества, называется *флокуляцией*. При этом предполагается, что образование агрегатов осуществляется по мостиковой модели и состоит, во-первых, в закреплении концов макромолекул на поверхности частиц, а во-вторых, в адсорбции их отдельных сегментов на вакантных участках соседних частиц. Практически все реагенты-стабилизаторы обладают флокулирующей способностью, но при концентрациях значительно меньших стабилизирующих. Исследования, проведенные Г.Я. Дедусенко и М.И. Липкесом, позволяют выделить три основные схемы взаимосвязи частиц шлама с полимерными флокулянтами: мелкие частицы размером до 50 мкм образуют флокулы, крупные частицы (более 50 мкм) не способны агрегироваться полимерным реагентом, если в суспензии содержатся и мелкие, и крупные частицы дисперсной фазы, то флокулы из мелких частиц налипают на крупные (Рисунки 2.12 и 2.13).

В настоящее время способность линейных полимеров флокулировать дисперсные частицы используется для регулирования содержания твердой фазы в полимерных буровых растворах, разделения фаз в флокуляционно-коагуляционных установках. Кроме того, полимерные флокулянты применяют для очистки промышленных и сточных вод.

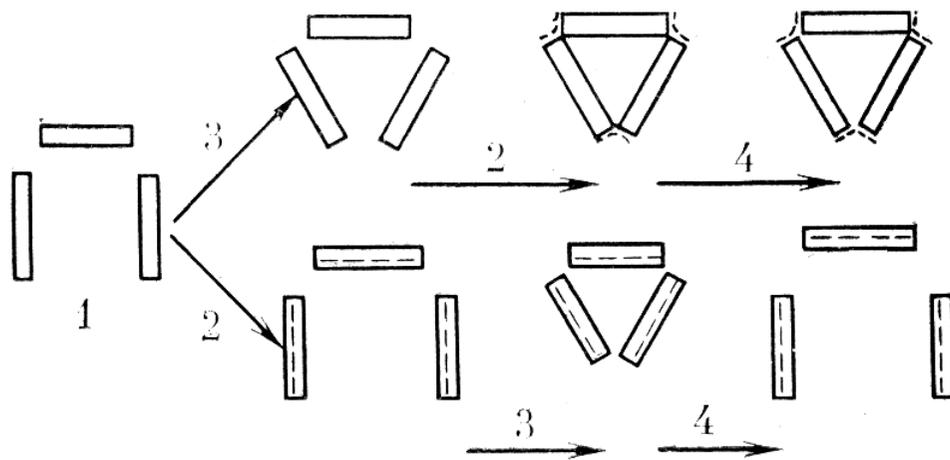


Рис. 2.9. Влияние порядка добавления соли и полимера:
 1 – пептизированная система;
 2 – ввод полимера;
 3 – ввод соли;
 4 – разбавление суспензии

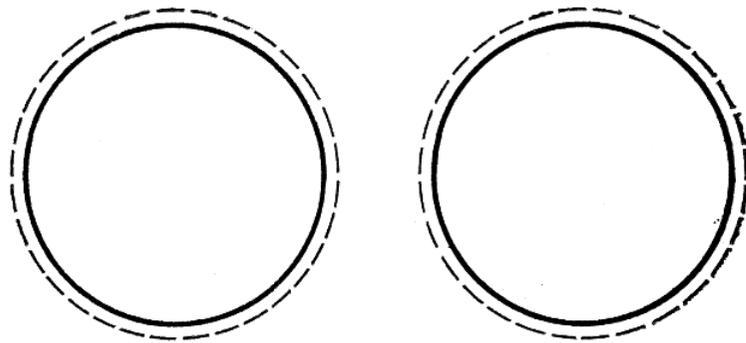


Рис. 2.10. Глинистые пластинки отталкиваются, когда ребра насыщены полиэлектролитом

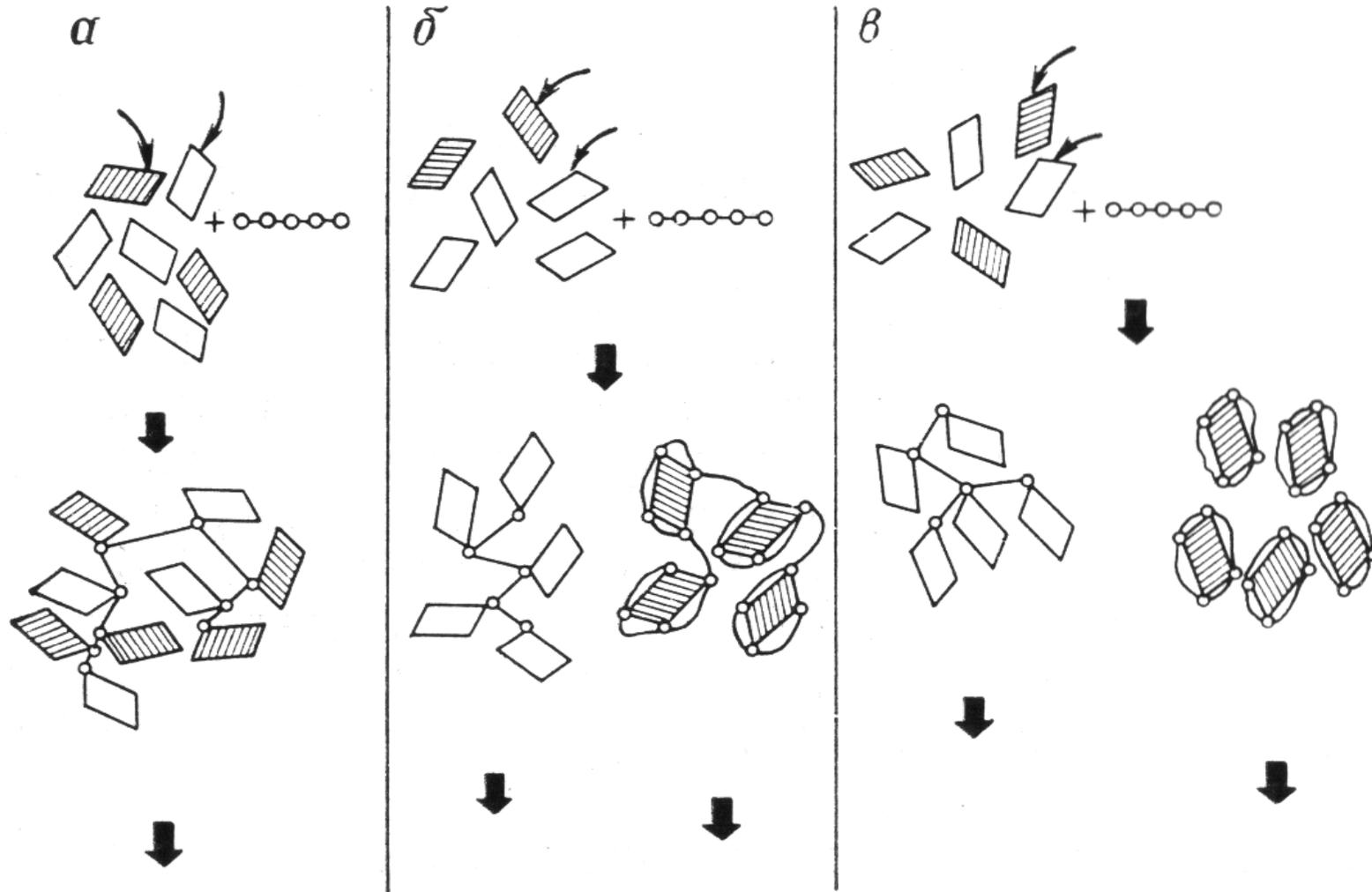


Рис. 2.11. Характер связей полимеров с частицами бентонита и глин небентонитового типа:
 а – полная флокуляция; б – селективная флокуляция под действием селективного флокулянта;
 в – селективная флокуляция под действием полимера двойного действия

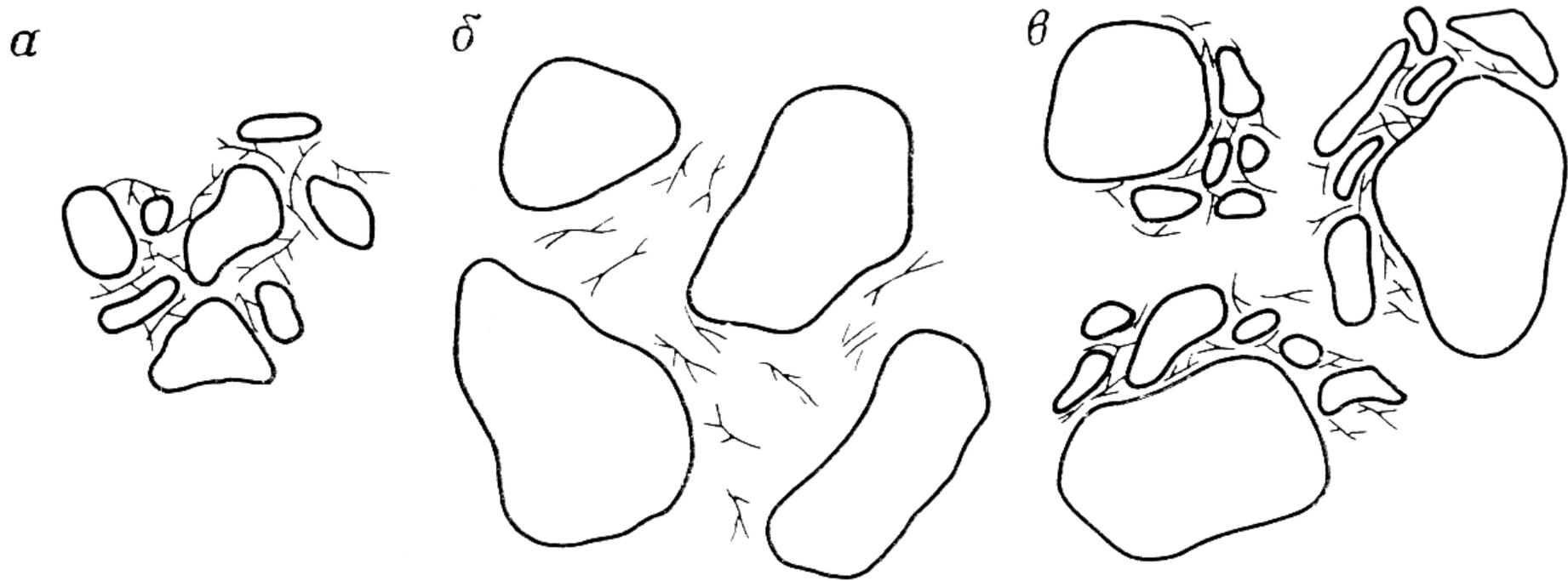


Рис. 2.12. Возможная схема образования крупных флокулированных комплексов:
а – флокула из мелких частиц размером до 50 мкм; б – частицы более 50 мкм полимер не связывает;
в – мелкие частицы, связанные полимером, налипают на крупные

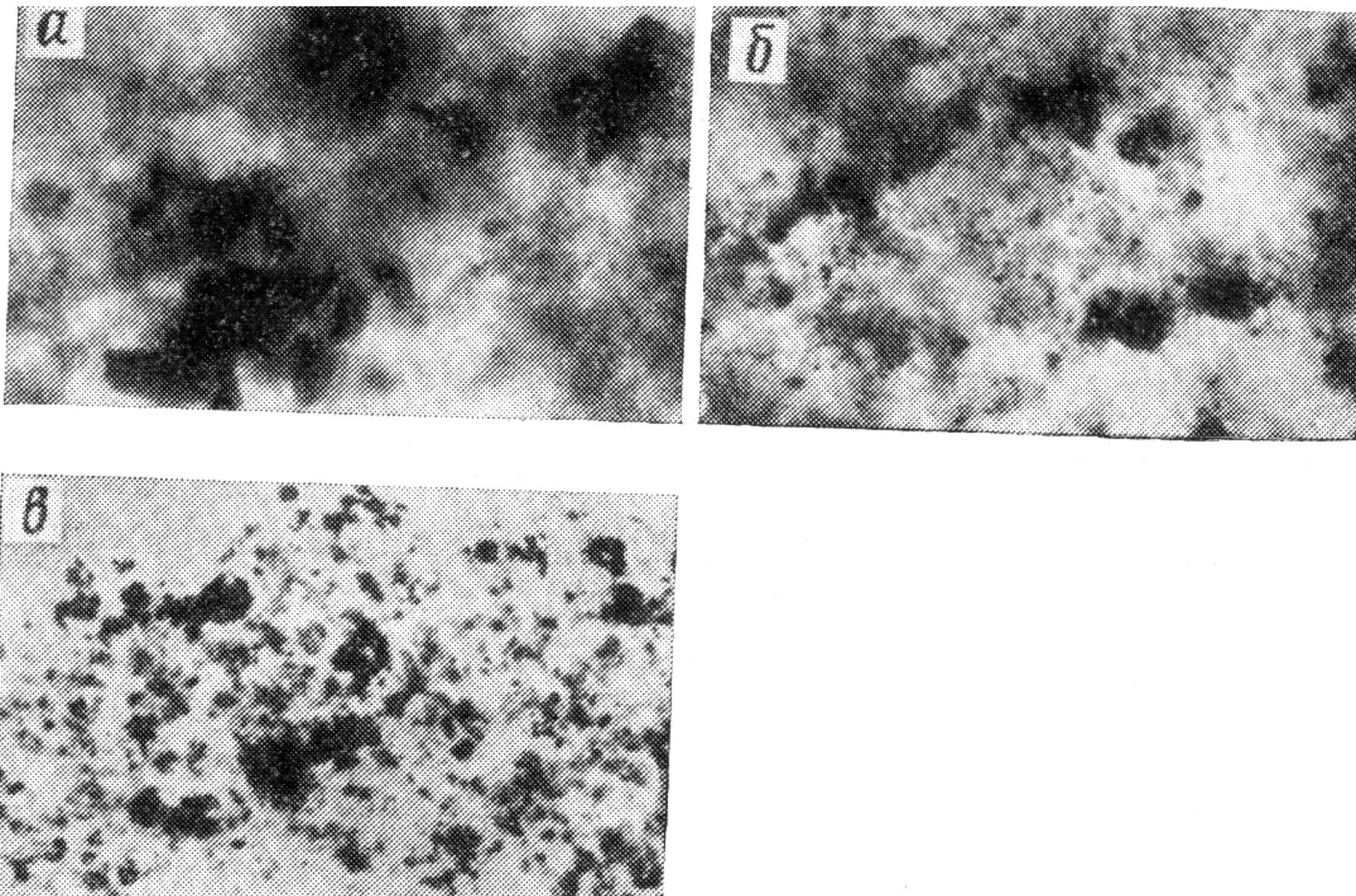


Рис. 2.13. Флокуляция частиц пегматита и диабаз в растворах с метасом и ГПАА:
а – флокулы частиц диабаз в бентонитовой суспензии, обработанной метасом; б – то же, обработанной ГПАА-3;
в – флокулы пегматита в бентонитовой суспензии, обработанной ГПАА-2

2.4. Полимерные реагенты

В зависимости от строения макромолекул, вида функциональных групп и молекулярной массы полимерные реагенты проявляют способность регулировать фильтрационные характеристики буровых растворов, снижать или наоборот увеличивать реологические характеристики, а также флокулировать твердую фазу как в процессе углубления скважины, так и при разделении фаз в флокуляционно-коагуляционных установках. Основная характеристика ряда химических реагентов, в том числе полимерных, представлена в Приложении.

Значительное место в химической обработке современных буровых растворов занимают водорастворимые полисахариды и эфиры целлюлозы. Основной полисахаридных реагентов являются углеводы, в частности, сахароза (Рисунок 2.14) и глюкоза (Рисунок 2.15), содержащиеся в клубнях и зернах растений. Из полисахаридных реагентов можно выделить модифицированные крахмалы и биополимеры.

Крахмал являлся одним из первых химических реагентов, обеспечивающих не только регулирование фильтрационных характеристик, но и загущение в соленасыщенных буровых растворах. Крахмал состоит из двух полисахаридов: амилозы (длинные прямоцепные макромолекулы молекулярной массы от 10 тыс. до 100 тыс.) и амилопектина (смесь молекул с разветвленной цепью молекулярной массы от 40 тыс. до 100 тыс.). Природный крахмал не растворяется в воде без создания условий для желатинизации, то есть разрушения гранул с древесной структурой и многократном увеличении размеров макромолекул (Рисунок 2.3). Желатинизация может быть обеспечена нагреванием, обработкой щелочными электролитами, кислотами, мочевиной. Основным недостатком крахмала является его ферментативная неустойчивость («загнивание») под действием микроорганизмов (дрожжевыми грибами, плесенью, бактериями). Для замедления окислительных процессов используются различные мероприятия.

К ним относятся:

- поддержание высоких значений pH (до 12);
- обработка бактерицидами бурового раствора;
- использование преимущественно в минерализованных системах.

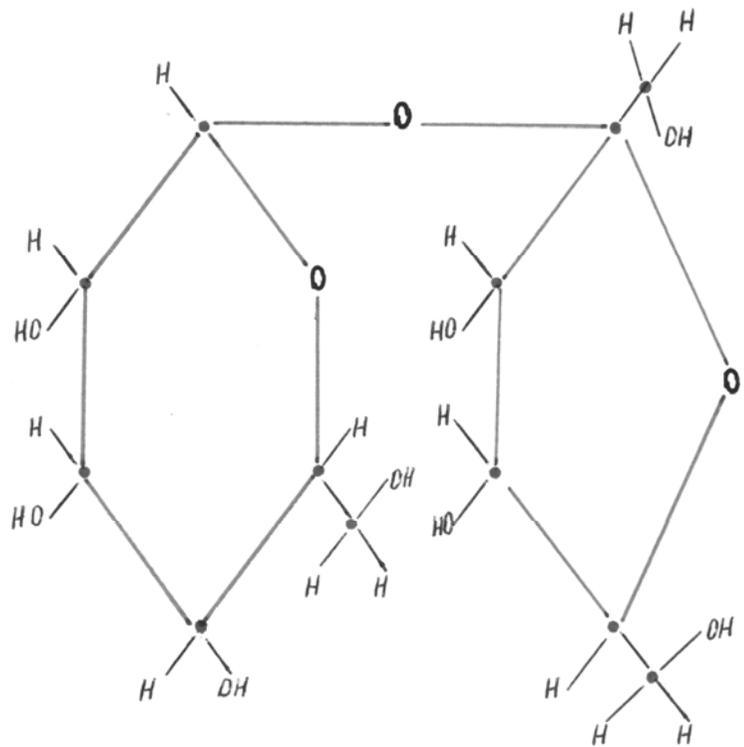


Рис. 2.14. Сахароза - $C_{12}H_{22}O_{11}$

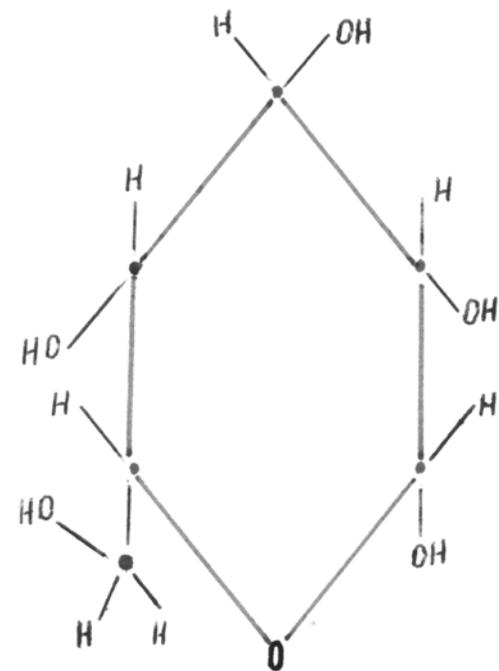
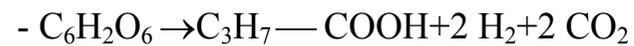
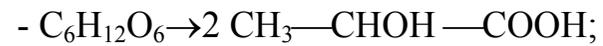


Рис. 2.15. Глюкоза - $C_6H_{12}O_6$.

В результате действие микроорганизмов происходит сбраживание (ферментативное разложение)

Например:



В настоящее время для обработки буровых растворов используются модифицированные крахмалы и их производные (см. Приложение 1), которые могут в меньшей или в большей степени загущать буровые растворы, замедляют диспергирование глин, что обеспечивает их эффективность в буровых растворах с низким содержанием твердой фазы и безглинистых системах. Для предупреждения «загнивания» поставляемые крахмальные реагенты могут предварительно обрабатываться бактерицидами. К сожалению, большинство крахмальных реагентов неустойчивы к растворимым кальциевым солям.

Биополимеры относятся к модифицированным гетерополисахаридам, которые образуются в результате воздействия бактерий рода *Xanthomonas Campestris* на углеводы (глюкозу и содержащие ее вещества). В химическом строении биополимеров принимает участие β – связанная основная цепь, содержащая D-глюкозу, D-маннозу и D-глюкуроновую кислоту с одной боковой цепью на каждые восемь остатков сахаров и одной 4,6 D-глюкозидной боковой цепью на каждые 16 остатков сахаров. В макромолекуле биополимера (Рисунок 2.6) содержатся карбоксильные, карбонильные и гидроксильные группы, поэтому они способны к комплексообразованию, проявляют сильные загущающие свойства, обладают при малых концентрациях реагента сильно выраженными псевдопластичными свойствами и устойчивостью к солевой агрессии. Однако как и крахмальные реагенты, биополимеры подвержены ферментативному разложению.

Основным назначением биополимеров является повышение реологических характеристик в малоглинистых и безглинистых системах, а также несущую способность в кольцевом пространстве при пониженных сдвиговых скоростях. Способность к гелеобразованию при снижении скорости сдвига позволяет положительно влиять на качество вскрытия продуктивного пласта, так как эта структура формируется в зоне кольматации, препятствуя дальнейшему проникновению фильтрата в пласт. Кроме того, в стесненных условиях порового пространства такая субстанция проявляет определенные упругие свойства, играя важную роль при обратном течении при испытании и освоении скважин. В связи с вышесказанным, биополимеры используют в технологических жидкостях для вскрытия пласта и при капитальном ремонте скважин.

Наиболее широко используются для обработки буровых растворов на водной основе производные целлюлозы (Рисунок 2.4). Целлюлоза является главной составной частью оболочек растительных клеток. Молекулы целлюлозы имеют линейное строение. Они не растворяются в воде и достаточно устойчивы к действию разбавленных кислот, щелочей и слабых окислителей. Однако

целлюлоза может подвергаться гидролизу при действии на нее кислот и поглощать щелочь, давая с ней химические соединения (щелочная целлюлоза). В результате реакции *этерификации* получаются простые и сложные эфиры целлюлозы, применяемые в том числе для обработки буровых растворов. Самый известный реагент – **карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)**, получаемый при этерификации щелочной целлюлозы монохлоруксусной кислотой или монохлорацетатом натрия. В результате реакции часть гидроксильных групп замещается ацетатом натрия. Количество замещений на 100 циклов называется *степенью замещения (СЗ)*, она изменяется от 50 до 150. Чем больше степень замещения, тем лучше растворимость. Однако при высокой степени замещения снижается стабилизирующая способность реагента при солевой агрессии, поэтому СЗ колеблется, как правило, от 80 до 90. Длина цепи КМЦ или степень полимеризации определяет молекулярную массу и вязкость водной суспензии. Чем выше молекулярная масса, тем выше вязкость. Степень полимеризации реагента, используемого для обработки бурового раствора, изменяется от 350 (500 в современных реагентах) до 2000. КМЦ является преимущественно анионным полиэлектролитом и может адсорбироваться на глинистых частицах в присутствии гидрофобизатора. В ряде случаев адсорбция возможна по ребрам частиц. КМЦ (особенно высоковязкие марки) является эффективным понизителем фильтрационных потерь пресных и слабоминерализованных буровых растворов, увеличивая вязкость при низких скоростях сдвига. Низковязкие КМЦ практически не влияют на вязкостные характеристики. Эффективность реагента как понизителя фильтрации падает в минерализованных системах, поэтому его используют в комбинации с другими реагентами или предпочитают крахмальные. Вязкостные характеристики при этом могут снижаться, особенно в кальциевых и силикатных системах. Причем, при высоких концентрациях кальция и магния КМЦ выпадает в осадок.

Большой эффективностью в минерализованных и ингибирующих буровых растворах обладает синтезированная **полианионная целлюлоза (РАС, ПАЦ)**. Высоковязкие марки способны загущать даже соленасыщенные буровые растворы с одновременным снижением фильтрационных потерь. Кроме того, полианионная целлюлоза является ингибитором гидратации глинистых пород. В настоящее время реагент широко используется при обработке малоглинистых и безглинистых буровых растворов, в том числе с ингибирующими добавками.

К целлюлозным загустителям относится **оксиэтилцеллюлоза или гидроксипроксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ, ГЭЦ и тому подобное)**, которую получают при обработке щелочной целлюлозы окисью этилена (Рисунок 2.4). При этом гид-

роксильные группы замещаются на оксиэтильные. ОЭЦ относится к неионогенным реагентам, что объясняет ее устойчивость к различным агрессивным средам, поэтому реагент применяют в соленасыщенных буровых растворах и технологических жидкостях для заканчивания скважин в качестве понизителя фильтрации и загустителя.

Эффективными стабилизаторами водных буровых растворов являются синтезированные производные акриловой кислоты – акрилаты. Акрилаты по своим физико-химическим свойствам относятся к адсорбентам и используются либо в качестве стабилизаторов, или как флокулянты. Тем не менее, один и тот же реагент при малых концентрациях является флокулянтом, а при больших – стабилизатором. На поведение акрилатов в буровых растворах влияют состав, структура, молекулярная масса, а также химический состав дисперсионной среды и температура. Например, повышение карбоксильных групп в цепи полиакриламидов и полиакрилонитрилов в результате гидролиза способствует повышению растворимости. Однако для обеспечения специальных функций необходимо определенное соотношение, например карбоксильных и амидных групп (Рисунок 2.7). Так например, минимальные значения фильтрации обеспечиваются акрилатами, содержащими менее 50% карбоксильных групп. Если необходимы реагенты, практически не влияющие на реологические и структурные характеристики буровых растворов, то количество карбоксильных групп не должно превышать 25%. Чем больше молекулярная масса реагента, тем эффективнее он снижает фильтрационные потери, тем в большей степени предупреждает гидратацию глинистых частиц и загущает пресные буровые растворы. По своим физико-химическим свойствам полиакрилаты напоминают КМЦ. Они не адсорбируются на поверхности глинистых частиц в пресных растворах, за исключением возможных взаимодействий по ребрам кристаллов, но изменяют поведение молекул воды и могут «зацепляться» гидратными оболочками, что приводит к повышению структурных характеристик. В минерализованной системе макромолекулы адсорбируются по всей поверхности, образуя защитные сольватные оболочки, но при этом снижают реологических характеристики. Акрилаты очень чувствительны к действию поливалентных катионов, поэтому при повышении жесткости фильтрата требуется обработка реагентами для удаления из раствора избыточного количества кальция (например, кальцинированная сода, комплексные фосфаты и тому подобное). В отличие от полисахаридов и эфиров целлюлозы, акриловые полимеры более термостойкие, так как в главной цепи полимеры имеют связь углерод-углерод, но, тем не менее, при высоких температурах макромолекулы свертываются в спираль, снижая тем самым эффектив-

ность. К акрилатам относят полиакриламиды, гидролизованные полиакрилонитрилы, сополимеры акриламида и акриловой кислоты, метакриловой кислоты и метакриламида и другие (см. Приложение 1). Наибольшей флокулирующей способностью из этой группы реагентов обладают полиакриламиды.

Следующей группой реагентов являются, так называемые, «понижители вязкости», то есть реагенты преимущественно глобулярной формы макромолекул. К ним относятся лигносульфонаты, танины (танины) и гуматы (лигниты). Как отмечалось выше, эти реагенты преимущественно анионоактивные, которые адсорбируются на положительно заряженных участках глинистых частиц, а в некоторых случаях и химически закрепляясь, тем самым снижая силы притяжения между частицами, но при этом гидратация глин не увеличивается, а возможно, и уменьшается.

Лигносульфонаты являются побочным продуктом при сульфитной варке древесины. Отработанный сульфитный щелок содержит полимеры с различной степенью сульфирования молекулярной массой от 1 до 200 тыс. Сульфогруппы присоединены к боковой цепи. Для получения буровых реагентов сульфитный щелок подвергается дальнейшей обработке. Например, феррохромлигносульфонат (ФХЛС) получают обработкой сульфитного щелока сульфатом железа и окислением бихроматом натрия, а ферролигносульфонат (ФЛС) – только сульфатом железа (Рисунок 2.5). Для нейтрализации кислоты добавляют каустическую соду. Конденсированная сульфит-спиртовая барда – обработкой щелока фенолом и формальдегидом. Полученные реагенты полидисперсны, поэтому лигносульфонаты могут проявлять как стабилизирующие (более высокомолекулярные фракции), так и разжижающие свойства (низкомолекулярные фракции).

Таким образом, лигносульфонаты предупреждают загустевание водных растворов, особенно ингибирующих; способствуют регулированию фильтрационных показателей, в частности, в условиях полиминеральной агрессии; являются эмульгаторами прямых эмульсий; способствуют стабилизации стенок скважин; обладают определенной смазочной способностью. Лигносульфонаты подвержены термоокислительной и микробиологической деструкции, но в отличие от полисахаридов, эффективность реагентов как понизителей вязкости сохраняется достаточно долго. Основным негативным моментом является пенообразование, связанное с высокой поверхностной активностью на границе раздела фаз жидкость-газ.

Гуматы (лигниты) – это вещества растительного происхождения, основным компонентом которых являются гуминовые кислоты. Гуминовые кислоты представляют собой сложные карбоновые соединения с фенольными радикала-

ми, ассоциированными, вероятно, водородными связями. Строение гуминовых кислот и их солей отличаются сложностью и многообразием. Возможная модель строения макромолекулы натриевой соли гуминовой кислоты представлена на рисунке 2.16. Гуминовые кислоты являются важным компонентом почв, торфа, бурого угля, лигнита, леонардита, горного лигнита, выветрившегося угля. В России основным источником гуминовых кислот для получения химических реагентов служит бурый уголь. За рубежом – лигнит. Для обработки буровых растворов используются натриевые и калиевые соли гуминовых кислот, получаемые совместным помолом с каустической содой или поташом, а также испарением суспензии лигнита в каустической соде или поташе. Гуматы (лигниты) предназначены, в основном, для снижения реологических характеристик пресных, силикатных и известковых буровых растворов. В кальциевой среде гуматы образуют нерастворимые соединения (кальциевые гуматы), что является предпосылкой получения мицеллярных буровых растворов, в которых эти нерастворимые соединения служат дисперсной фазой. Кроме того, гуматы (лигниты) понижают фильтрационные показатели пресных буровых растворов, являются эмульгаторами обратных эмульсий. Гуматные реагенты относятся к одним из самых термостойких. Присутствие фенольных и карбоксильных групп в гуминовых кислотах обеспечивает их высокую реакционную способность, поэтому можно получать большое количество производных, в том числе реагенты для стабилизации обратных эмульсий.

К известным гуматным реагентам относится углещелочной реагент, таннатин, леонардит, Carbonox и другие.

Танины – это группа веществ, состоящих из сложных эфиров одной или нескольких полифенолкислот или из фенольных ядер (Рисунок 2.17). Танины содержатся во многих растениях и могут экстрагироваться из коры, древесины или плодов. В отличие от других реагентов, перечень промышленно выпускаемых танинов ограничен. В свое время в нашей стране из этой группы реагентов использовался ПФЛХ (полифенольный лесохимический реагент), за рубежом – квебрахо. В настоящее время в хлоркалийевых ингибирующих и пресных растворах используется Desco в качестве основного понизителя вязкости.

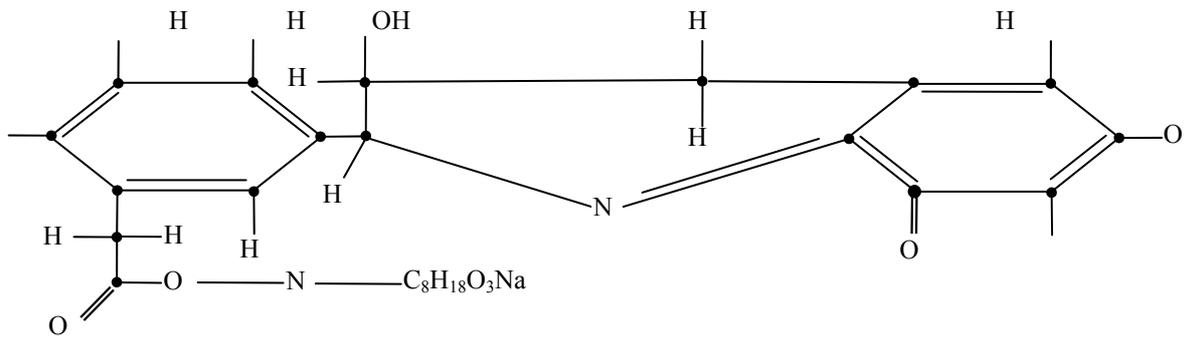


Рис. 2.16. Гуматы

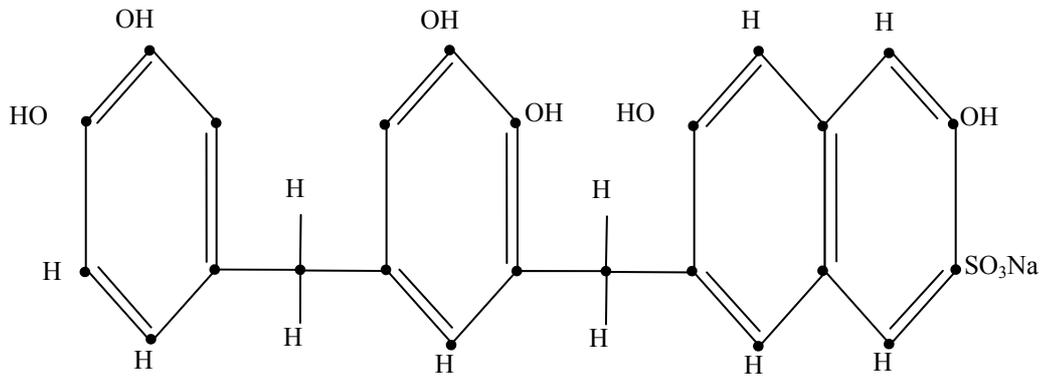


Рис. 2.17. Танины

•

Библиографический список

1. Тагер А.А. Физико-химия полимеров [Текст] / А.А. Тагер. – М.: Химия, 1978. – 544 с.
2. Моравец Г. Макромолекулы в растворе: пер. с англ. [Текст] / Г. Моравец – М.: Мир, 1967. – 459 с.
3. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
4. Павлов Б.А. Курс органической химии [Текст]: учеб. для вузов / Б.А. Павлов, А.П. Терентьев. – М.: Химия, 1969. – 686 с.
5. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии [Текст]: учеб. для вузов / С.С. Воюцкий. – М.: Химия, 1975. – 512 с.
6. Бабенков Е.Д. Очистка воды коагулянтами [Текст] / Е.Д. Бабенков. – М.: Наука, 1977. – 356 с.
7. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
8. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы [Текст] / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 160 с.
9. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
10. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов [Текст] / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1976. – 520 с.
11. Коршак В.В. Химия и технология высокомолекулярных соединений [Текст] / В.В. Коршак. – М.: Химия, 1971. – 465 с.
12. Каргин В.А. Коллоидные системы и растворы полимеров [Текст] / В.А. Каргин. – М.: Наука, 1978. – 330 с.
13. Петров Н.А. Химреагенты и материалы для буровых растворов [Текст]: обзор. информ. / Н.А. Петров, Ш.Х. Сагдеев, А.И. Есипенко, А.В. Кореняко. – М., 1997. – 128 с. – (ВНИИОЭНГ).
14. Классификатор буровых растворов 2004 г. [Текст] // Нефтегазовые технологии. – 2005. – №№ 1 и 3. – Приложение.

3. ТЕХНОЛОГИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Для обеспечения качественного строительства скважин и выполнения функций, рассмотренных в первой главе, буровой раствор должен обладать универсальными свойствами. Однако, несмотря на возросший в последние годы технический и технологический уровень буровых работ, в том числе и в области буровых растворов, создать систему, которая бы отвечала всем требованиям, то есть соответствовала бы горно-геологическим условиям, обеспечивала сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта, повышала показатели работы долот, не оказывала техногенного воздействия на окружающую среду и так далее, пока не удастся.

С другой стороны разнообразие составов позволяет выбрать для конкретных условий наиболее приемлемый вариант с учетом местонахождения района буровых работ, технического оснащения и финансовых возможностей буровой компании.

3.1 Пресные буровые растворы

К пресным буровым растворам относят, как правило, стабилизированные и нестабилизированные глинистые суспензии, содержащие в качестве основного структурообразователя бентонитовый глинопорошок. Содержание глинистого компонента зависит от его коллоидальности, уровня структурообразования, химической обработки суспензии и достигает, по данным промысловых исследований, до 36%.

В состав нестабилизированной суспензии, при необходимости, включают щелочные электролиты (кальцинированную и каустическую соду) и профилактические добавки (смазочные материалы, нейтрализаторы сероводорода или другие). Стабилизированные буровые растворы дополнительно содержат органические реагенты, выполняющие роль понизителя фильтрационных и реологических характеристик.

3.1.1 Приготовление пресного бурового раствора

Процесс приготовления стабилизированного бурового раствора можно разделить на отдельные операции:

- смешивание воды с глиноматериалами;
- стабилизация глинистой суспензии химическими реагентами;

- утяжеление стабилизированного бурового раствора.

Для приготовления глинистой суспензии используются немодифицированные и модифицированные (кальцинированной содой, акрилатами, КМЦ и другими реагентами) глинопорошки, полученные из природной глинистой породы в заводских условиях. Характеристика глинопорошков должна соответствовать ТУ 5751-001-58156178-02, стандартам ISO-9002 и API/OSMO. Например, ЗАО «Бентопром» выпускает следующие глинопорошки: немодифицированный – Основа «О» с выходом раствора 16 м³/т (содержание монтмориллонита до 95%), модифицированные – Медиум «М» (монтмориллонит – 85-90%) и Супер «S» (монтмориллонит – 90-95%) с выходом раствора, соответственно, не менее 16 и 20 м³/т. Для примера можно привести марки бентонитовых порошков, выпускаемых за рубежом. К примеру, фирма «Baroid» – Aquagel b Mud Gel, «Emec» – Emec Gel, «M-I – Swaco» – Gel и так далее.

В ряде случаев встречается применение местных (комовых) глиноматериалов или глин, перешедших в состав бурового раствора в процессе разбухания соответствующих отложений (так называемый «самозамес»). Местные материалы имеют ограниченное применение из-за значительного количества различных примесей, отрицательно влияющих как на качество суспензий, так и на показатели работы долот, поэтому перед разработкой рекомендаций по их использованию в промысловых условиях необходимо оценить качество сырья в соответствии с ТУ 39-01-08-658-81 (выход раствора из 1 т глины, гранулометрический состав, в том числе содержание «песка»), а также в соответствии с методикой ВНИИКрнефть – НПО «Бурение» (коллоидальность и состав обменного комплекса).

Немодифицированные бентонитовые глинопорошки могут использоваться как для приготовления нестабилизированных суспензий, так и обработанных любым полимерным стабилизатором. Содержание, в зависимости от вида химической обработки, колеблется от 6 до 20% (мас. к объему).

Содержание в суспензии модифицированных бентонитовых глинопорошков в 1,5-2,0 раза ниже и составляет от 3,5-10,0% (в неутяжеленных растворах) до 2,0-8,0% (утяжеленные растворы). Для приготовления бурового раствора из модифицированного акриловыми полимерами глинопорошка жидкость затворения рекомендуют обрабатывать кальцинированной (0,1-0,5%) или каустической (0,05-0,1%) содой.

Для стабилизации пресной глинистой суспензии могут использоваться химические реагенты гуматного, лигносульфонатного, полисахаридного и акрилового ряда (Приложение 1). При выборе химической обработки необходи-

мо учитывать ряд факторов: совместимость с другими компонентами промысловой жидкости, эффективность, расход, возможность использования стандартного оборудования, порядок обработки. Например, при использовании отечественных акриловых реагентов М-14 ВВ и метаса необходимо предварительно повысить значение рН циркулирующего раствора или приготовить водно-щелочной раствор реагента и только после этого вводить в обрабатываемую суспензию, а ФХЛС, таннатин и другие «кислые» реагенты при рН бурового раствора меньше 8 вводят совместно с каустической содой. Стабилизация промысловой жидкости высокомолекулярными реагентами линейного или слаборазветвленного строения (КМЦ и другие эфиры целлюлозы, полиакрилаты) требует снижения коллоидной составляющей твердой фазы. Характеристика основных реагентов и особенности их применения представлены в Приложении 1.

Предупреждение нефтегазопроявлений, обвалов, вытекания и других осложнений, связанных с действием горного давления, необходимо обеспечивать противодействием на стенки скважины. Если плотность пресного стабилизированного бурового раствора не может быть обеспечена входящим в базовый состав глиноматериалом, то для ее повышения используют инертные тяжелые материалы – утяжелители (карбонатные, баритовые, железистые и другие).

Процесс утяжеления зависит не только от свойств применяемого утяжелителя (плотности, дисперсности, влажности, химического и минералогического состава), но и от соотношения между компонентами твердой фазы, так как от всех перечисленных выше факторов зависит поддержание реологических характеристик в заданных пределах. Известно, что каждому значению плотности утяжеленного бурового раствора соответствует вполне определенное содержание глинистой фазы [1], поэтому при увеличении плотности должно быть уменьшено содержание в нем глинистой составляющей в соответствии с условием:

$$\Gamma_1 \bullet \rho_1 = \Gamma_2 \bullet \rho_2 = \text{const}, \quad (3.1)$$

где Γ_1 и Γ_2 – содержание глинопорошка в буровом растворе до и после утяжеления, % об.; ρ_1 и ρ_2 – плотность бурового раствора соответственно до и после утяжеления.

На выбор материала для увеличения плотности влияет химический состав утяжелителя, его плотность, дисперсность, абразивность и технологические особенности. Наиболее широкое применение в нашей стране и за рубежом получили модифицированные и гравитационные баритовые утяжелители, которые

позволяют увеличить плотность (до 2000-2200 кг/м³), а также карбонатные материалы (мраморная крошка нормированной дисперсности, известняковая и доломитовая мука, мел, сидерит), которые могут играть роль коагулирующей добавки в проницаемых отложениях, в том числе в продуктивных.

Ниже приведены примеры составов пресных буровых растворов (кг/м³):

1. Буровой раствор для верхних интервалов – нестабилизированный (фирма ИКФ):

- бентонитовый глинопорошок	50-60
- кальцинированная сода	1
- каустическая сода	1
- ИКД (буровой детергент)	1

2. Полисахаридный буровой раствор [2]:

- бентонитовый глинопорошок	50-60
- КМЦ-9	3
- комплексные фосфаты	1

3. Гуматный буровой раствор [2]:

- бентонитовый глинопорошок	60-80
- углещелочной реагент или другой гумат	20

Технология приготовления перечисленных промывочных систем заключается в смешивании воды затворения и бентонитового глинопорошка. Если в составе рецептуры содержатся щелочные электролиты или используются модифицированные акрилатами бентониты, в воду предварительно добавляют кальцинированную и/или каустическую соду. Время приготовления суспензии зависит от типа перемешивающего устройства и вида глинопорошка. Стабилизация глинистой суспензии осуществляется в процессе циркуляции в соответствии с рецептурой.

При выборе компонентного состава необходимо учитывать ряд факторов, а именно: совместимость, эффективность и расход реагентов, возможность использования стандартного оборудования для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы, а также концентрация коллоидной фазы. Например, при использовании высоковязких акрилатов, эфиров целлюлозы и полисахаридов необходимо ограничивать содержание твердой фазы или переходить на обработку водными растворами реагентов для предупреждения чрезмерного загустевания промывочной жидкости.

Очистка.

Для регулирования содержания твердой фазы, удаления выбуренной породы и газообразной фазы можно использовать стандартное оборудование: вибросита, гидроциклонные пескоотделители и илоотделители, центрифуги, дегазаторы и газовые сепараторы (Приложение 2).

3.1.2 Технология управления свойствами бурового раствора

Наиболее сложным процессом в технологии буровых растворов, в том числе и пресных, является поддержание их качества в процессе углубления скважин. Как правило, изменение свойств бурового раствора происходит в результате:

- обогащения бурового раствора твердой фазой, особенно тонкодисперсной составляющей глинистого или карбонатного шлама;
- температурной коагуляции;
- электролитной коагуляции при вскрытии соленосных отложений, гипсо-ангидритовых пачек, пластов, насыщенных минерализованной водой, а также разбурировании цементных стаканов и мостов;
- адсорбции химических реагентов-стабилизаторов на стенках скважины и выбуренной породе, которая приводит к естественному снижению их концентрации в буровом растворе;
- снижения эффективности химических реагентов вследствие ферментативной деструкции.

Конкретное направление обработки бурового раствора в процессе углубления зависит от рецептурного состава и причин изменения его качества и заключается в разбавлении (водой) или разжижении (химической обработкой понизителями вязкости), загущении (глинистой фазой) или застудневании (реагентами-структурообразователями). В настоящее время сервисные компании, как правило, используют программы по технологии предлагаемого к использованию бурового раствора. Тем не менее можно остановиться на некоторых рекомендациях отечественных технологических служб. В первую очередь они могут носить общий характер, например, в виде рекомендаций, представленных в таблице 3.1. Во-вторых, с учетом физико-химических процессов в буровом растворе. К этому направлению можно отнести комплексную технологию регулирования свойств, предложенную С.Ю. Жуховицким (см. рисунки 3.1 и 3.2) [3], и технологию управления свойствами бурового раствора, разработанную в институте ВНИИКрнефть (НПО «Бурение») [4,5].

Таблица 3.1 – Химическая обработка пресного стабилизированного бурового раствора

Направление изменения параметров	Причины изменения параметров раствора	Возможная технология обработки бурового раствора	Примечание
Увеличение реологических характеристик	Наработка твердой фазы. Коагуляция при вскрытии сульфатных пород. Термокоагуляция	Разбавление водой в сочетании с механической очисткой или обработка разжижителем. Обработка водным раствором лигносульфонатов или совместный ввод кальцинированной соды и реагента-стабилизатора. Обработка термостойкими лигносульфонатами	Даются сведения о средствах механической очистки, рекомендации по реагентам, примерный расход реагентов на 1 м ³ или на 1 м проходки
Снижение реологических характеристик	Пластовая вода. Деструкция стабилизатора	Последовательное введение кальцинированной соды, стабилизатора, глинопорошка. Увеличение pH известью или каустической содой, обработка оксидантами	
Увеличение фильтрационных показателей	Адсорбция полимерных реагентов. Повышение общей минерализации (по NaCl). Сероводородная агрессия	Обработка свежеприготовленной порцией раствора или реагентами, входящими в его состав. Обработка кальцинированной содой и реагентами-стабилизаторами (КМЦ + лигносульфонаты), Обработка нейтрализатором сероводорода, щелочным электролитом и полисахаридами	
Увеличение плотности	Наработка твердой фазы	Механическая очистка с одновременным разбавлением водой или водными растворами понизителей вязкости	
Уменьшение плотности	Увеличение содержания газообразной фазы	Дегазатор, обработка пеногасителем. Замена раствора на утяжеленный. Утяжеление дегазированного раствора	

В основу комплексной технологии регулирования свойств был положен принцип разбавления в координатах «предельное напряжение сдвига – условная вязкость» и введен «показатель коагуляции» (коагуляционного структурообразования) P_k (Рисунки 3.1 и 3.2):

$$P_k = \frac{CHC_1}{УВ}, \quad (3.2)$$

где CHC_1 – статическое напряжение сдвига за 1 минуту, дПа;

УВ – условная вязкость, с.

Для нормальных условий бурения:

$$0,5 \leq P_k \leq 1,02.$$

Необходимость обработки бурового раствора диктуется изменением параметра P_k , если:

- $P_k \geq 1,02$, то основной операцией является разжижение (обработка бурового раствора понизителем вязкости);

- $P_k \leq 0,5$, то операцией является застуднение (обработка бурового раствора реагентом-структурообразователем);
- выполняется условие $0,5 \leq P_k \leq 1,02$, но условная вязкость чрезмерно высока, то требуется разбавление водой;
- условие выполняется, но условная вязкость значительно ниже требуемой, то используется загущение (увеличение содержания глинопорошка).

Для осложненных условий величина P_k может иметь другие значения в зависимости от состава бурового раствора, что определяется дополнительными исследованиями.

Им же была сделана попытка связать управление фильтрационными и реологическими свойствами путем построения графиков в координатах «показатель фильтрации – условная вязкость», но количественная интерпретация этих зависимостей отсутствует. Однако они могут использоваться в процессе отработки рецептуры бурового раствора для выбора направления химической обработки. На рисунке 3.2 показан пример использования таких графиков. Например, исследуется буровой раствор с параметрами Φ_1 (Φ – показатель фильтрации за 30 минут) и T_1 (T – условная вязкость) (точка А). При разбавлении водой условная вязкость снижается при одновременном увеличении показателя фильтрации (кривая разбавления), при добавлении глинистой фазы картина противоположна: вязкость раствора повышается, а показатель фильтрации снижается (кривая загущения). Допустим, что необходимо уменьшить показатель фильтрации до величины Φ при сохранении условной вязкости на уровне T_1 . Этого можно добиться несколькими способами. Во-первых, обработать буровой раствор понизителем вязкости, например, гуматом (показатель фильтрации уменьшается до Φ_3 , а вязкость до значения T_3), а затем добавить коллоидную фазу (загущение), добиваясь при этом проектных значений основных корректирующих параметров. С другой стороны, буровой раствор может быть обработан КМЦ или акриловым полимером (показатель фильтрации уменьшается более интенсивно, чем в предыдущем случае, и достигает величины Φ_2 , а вязкость повышается до значения T_2) с последующим разбавлением водой обработка вышеуказанными реагентами в сильно разбавленном виде. Сравнительный анализ материалоемкости этих способов, затрат времени на обработку, а также возможности циркуляционной системы позволит наметить наиболее эффективный путь.

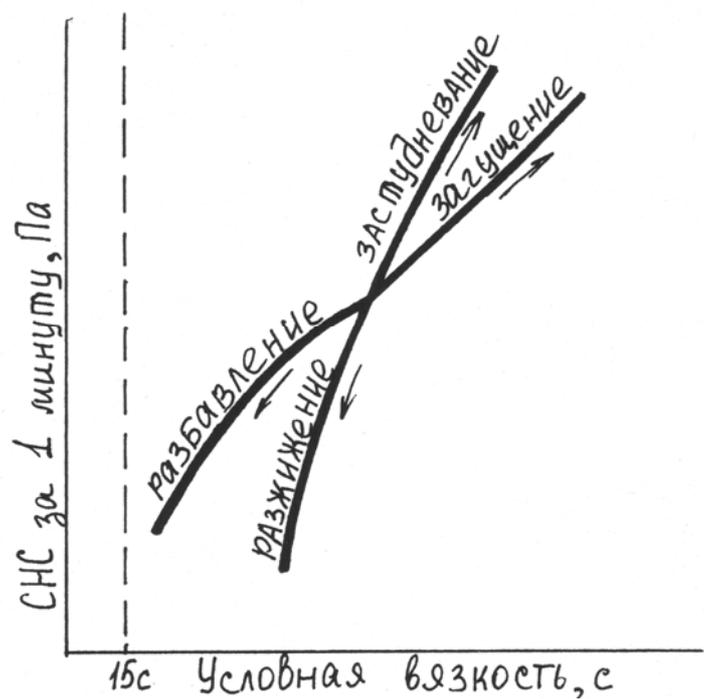


Рис. 3.1. Изменение реологических свойств буровых растворов

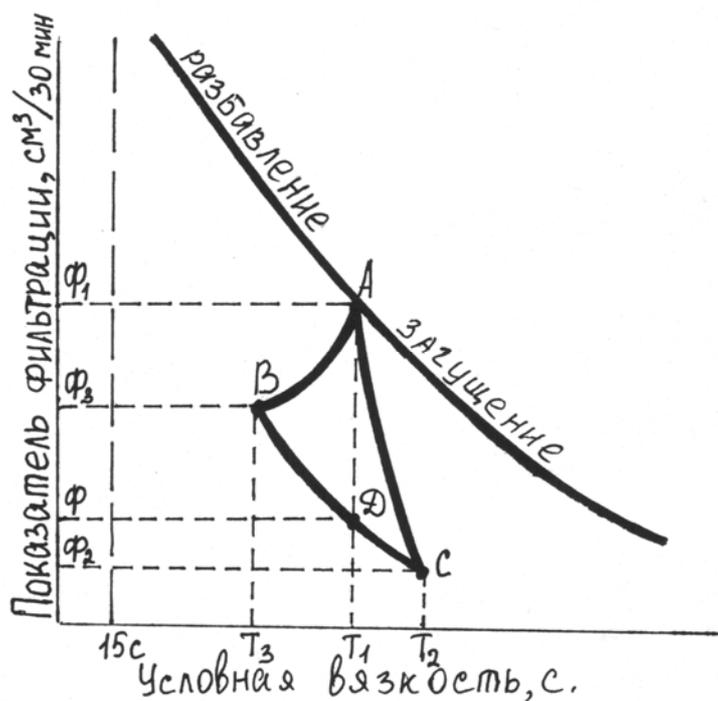


Рис. 3.2. Взаимосвязь фильтрационных и реологических свойств буровых растворов при химической обработке

Технология управления свойствами бурового раствора путем регулирования компонентного состава, предложенная НПО «Бурение» (институт ВНИ-ИКрнефть), учитывает, что фильтрационные и реологические характеристики пресной системы однозначно определяется содержанием и активностью твердой фазы и химических реагентов. При этом управляющими параметрами (таблица 3.2) являются:

$$V_N = 2V_{N \text{ скв}},$$

$$a_1 \leq P \leq a_2,$$

$$n = C_p K_p / C_k, \quad (3.3)$$

$$K = C_k / C_T \leq 0,4,$$

где V_N – объем раствора в циркуляционной системе;

$V_{N \text{ скв}}$ – текущий объем скважины;

C_T, C_k – содержание глины и коллоидной фазы в буровом растворе;

C_p, K_p – концентрация и коэффициент активности реагентов, входящих в состав бурового раствора.

Таблица 3.2 – Методы управления свойствами буровых растворов

Ограничения	Свойства бурового раствора	Методы управления
1	2	3
$P > a_2$ $n = n_{\text{проект}}$ $K \geq 0,4$ $V_N < 2V_{N \text{ скв}}$	Значение показателей структурно-механических свойств выше проектных. Фильтрация имеет проектные значения	1. Разбавить раствор водой и обработать химическими реагентами. 2. В утяжеленных растворах удалить избыток глины
$a_1 \leq P \leq a_2$ $n < n_{\text{проект}}$ $K \geq 0,4$ $V_N = 2V_{N \text{ скв}}$	Показатели фильтрации выше проектных значений	Обработать буровой раствор реагентами стабилизаторами
$P < a_1$ $n = n_{\text{проект}}$ $K \geq 0,4$ $V_N = 2V_{N \text{ скв}}$	Значение реологических характеристик ниже проектных. Высокие значения показателя фильтрации и толстая фильтрационная корка. Раствор седиментационно неустойчив. Наблюдается выпадение утяжелителя	Добавить в буровой раствор бентонитовый глинопорошок

Окончание таблицы 3.2

1	2	3
$a_1 \leq P \leq a_2$ $n = n_{\text{проект}}$ $K < 0,4$ $V_N = 2V_{N_{\text{СКВ}}}$	Высокая забойная фильтрация, но на выходе реологические и фильтрационные характеристики близки проектным	1. Очистка раствора от грубодисперсного шлама. 2. В утяжеленных буровых растворах удалить часть твердой фазы или провести регенерацию утяжелителя из некоторого объема и добавить глинопорошок. 3. Заменить часть раствора химически обработанным свежеприготовленным из бентонита
$a_1 \leq P \leq a_2$ $n = n_{\text{проект}}$ $K < 0,4$ $V_N < 2V_{N_{\text{СКВ}}}$	Реологические и фильтрационные свойства соответствуют проектным значениям	Приготовить буровой раствор с заданными свойствами и ввести в циркуляцию

Для пресных стабилизированных систем метод разбавления водой является самым простым и может использоваться практически во всех случаях кроме утяжеленных (для последних это возможно только при условии $V_N < 2V_{N_{\text{СКВ}}}$). Однако, как правило, разбавление водой приводит к изменению седиментационной стабильности бурового раствора и повышению фильтрационных показателей, что особенно важно при вскрытии проницаемых пород. В связи с этим, при разбавлении водой вторым этапом является дообработка бурового раствора химическими реагентами – стабилизаторами.

Расход любого компонента q_i в единицу времени (кг/мин) определяется из уравнения [5]:

$$q_i = Q_{\text{ц}} Q_1 C_i / V, \quad (3.4)$$

где $Q_{\text{ц}}$ – пропускная способность циркуляционной системы, м³/ч;

Q_1 – объем бурового раствора, нарабатываемого в единицу времени из выбуренной породы, м³/мин;

C_i – требуемое содержание i -го компонента в буровом растворе согласно рецептуре, кг/м³;

V – объем раствора в циркуляционной системе, м³.

$$Q_1 = v_m [F E k_{\text{п}} (1 + bt) 100 / C_{\text{к}}], \quad (3.5)$$

где v_m – механическая скорость бурения, м/ч;

F – площадь забоя скважины, м²;

E – количество выбуренной породы, оставшейся в буровом растворе после очистки;

$k_{\text{п}}$ – коэффициент коллоидальности горной породы;

l – коэффициент, учитывающий влияние химических реагентов на коллоидальность глин;

b – коэффициент, учитывающий влияние температуры на коллоидальность глин;

t – температура, °С.

При неудовлетворительной очистке буровых растворов механическими устройствами в процессе углубления скважины они насыщаются частицами выбуренной породы. При этом компонентный состав изменяется как количественно, так и качественно. Насыщение раствора неактивными частицами выбуренной породы приводит к повышению не только его плотности, но и фильтрационных показателей, что повышает вероятность возникновения осложнений в скважине. В этом случае необходимо уменьшить количество сравнительно неактивной твердой фазы интенсивной механической очисткой (гидроциклонными песко- и илоотделителями, гидроциклонными сепараторами) и ввести высокодисперсный бентонитовый глинопопорошок. Если этот избыток невозможно удалить, то часть рабочего бурового раствора заменяется свежеприготовленным.

3.2 Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы

Известно, что показатели работы долот в значительной степени зависят от содержания коллоидной фазы в буровом растворе. Таким образом, предпосылкой разработки рецептур буровых растворов с низким содержанием твердой фазы (коллоидной) явилось стремление снизить гидростатическое давление на забой и повысить буримость горных пород. Одновременно с этим появляются предпосылки грамотного регулирования реологических характеристик, что крайне важно, особенно при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. В настоящее время объемы использования буровых растворов этого класса значительно возросли, что связано с возможностью адаптации систем к различным горно-геологическим условиям и расширением возможности химической обработки и регулирования плотности и содержания коллоидного компонента промывочных жидкостей. В настоящее время к ним относятся пресные полимерные, недиспергированные буровые растворы, растворы с высокой органической фазой, а также практически все ингибирующие буровые растворы, которые будут рассмотрены в следующем разделе.

3.2.1 Полимерные (недиспергирующие) буровые растворы

Полимерные буровые растворы это *гидрофилизированные системы*, которые по своим свойствам (в частности, реологическим) близки к свойствам водных растворов линейных и слабозветвленных полимеров, составляющих основу данного класса буровых растворов [6, 7]. Применение полимерных реагентов (флокулянтов) в буровых малоглинистых и безглинистых растворах снижает диспергирование выбуренной породы, поэтому их относят к недиспергирующим системам. В связи с этим даже пресные полимерные растворы могут снижать интенсивность наработки глинистой фазы. Основными классами органических химических реагентов, обеспечивающими флокуляционно-стабилизирующее действие в таких растворах, являются *акрилаты*, водорастворимые полисахариды, эфиры целлюлозы, а также синтетические смолы. Они называются *полимерными флокулянтами* [6]. Полимерные флокулянты, как правило, выполняют двойную функцию (см. главу 2): участвуют в структурообразовании, формируя сопряженную полимер-глинистую структуру, и флокулируют частицы выбуренной породы, тем самым сохраняя содержание коллоидной фазы в промывочном агенте. Простейшим буровым раствором этого класса является трехкомпонентная система, состоящая из воды, акрилового полимера или синтетической смолы и модифицированного натриевого бентонита (Таблица 3.3). При этом содержание полимера в зависимости от его класса и молекулярной массы составляет 0,001-0,5%, а бентонитовой фазы (в зависимости от коллоидальности глины и свойств полимера) – 1-7%.

В пресных малоглинистых буровых растворах содержание коллоидного компонента выбирается из условия формирования структуры, способной удерживать выбуренную породу и утяжелитель, но при этом обеспечивать возможность *седиментации* и отделения *флокулированной выбуренной породы* в системе очистки. Как правило, величина статического напряжения сдвига для выполнения необходимых функций достигает 5,0-25,0 дПа при содержании коллоидного компонента 1-3% (мас.) [7]. Содержание полимерного флокулянта в процессе отработки рецептуры выбирается на основании флокуляционных исследований с учетом того, что основная часть реагента расходуется на формирование полимер-глинистой структуры, обеспечивающей стабильность бурового раствора в целом.

Кроме основных компонентов (полимерного флокулянта и минерального структурообразователя) в полимерных малоглинистых буровых растворах могут содержаться и дополнительные материалы и химические реагенты, изме-

няющие те или иные технологические параметры в зависимости от горно-геологических условий и поставленных при строительстве скважины задач. Так, например, практически в любой рецептуре содержится органический реагент-стабилизатор, регулирующий фильтрационные свойства бурового раствора. Однако недиспергирующий эффект в полимерных системах снижается в монтмориллонитовых глинах натриевого типа повышенной влажности. В этом случае предупреждение наработки коллоидной фазы может быть обеспечено дополнительной обработкой *гидрофобизирующими* или *ингибирующими реагентами* (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Составы и область применения полимерных буровых растворов

Компонентный состав	Особенности	Область применения
1	2	3
Акрилат, бентонит*	Пресный	Относительно устойчивые породы
Акрилат, бентонит*, антифриз	Пресный	ММП
Акрилат, бентонит*, полисахарид, ингибитор (хлориды и силикаты калия или натрия)	Ингибирующий	Неустойчивые глинистые породы
Акрилат, бентонит*, полисахарид, силикаты калия или натрия, НТФ	Ингибирующий	Неустойчивые глинистые породы, в том числе литифицированные
Смесь полисахаридов, бентонит, хлорид кальция и неионогенный ПАВ	Ингибирующий	Вскрытие продуктивного пласта
Акрилат, бентонит*, ГКЖ-10, ГКЖ-11	Недиспергирующий	Глинистые породы и вскрытие продуктивного пласта
Биополимер или крахмальный реагент, бентонит**, органический стабилизатор, хлорид калия	Недиспергирующий и ингибирующий	Глинистые породы и вскрытие продуктивного пласта

Примечание: * – содержание бентонита составляет 5-40 кг/м³

** – содержание бентонита – 0-5 кг/м³.

Полимерный раствор может быть обработан смазочными и противоприхватными материалами, содержать щелочные электролиты и нейтрализаторы сероводорода и другие материалы и реагенты. Для повышения плотности используются утяжелители в соответствии с требуемой плотностью. При выборе многокомпонентного состава необходимо учитывать совместимость химических реагентов (Приложение 1).

Порядок приготовления заключается в последовательном вводе в подщелоченную воду бентонитового порошка (если он присутствует в рецептуре), полимерного флокулянта, органического стабилизатора и далее остальных реа-

гентов, входящих в состав бурового раствора. После каждой добавки суспензия перемешивается до выравнивания параметров. При этом необходимо учитывать технологию использования реагентов (в соответствии с Приложением 1 или соответствующей инструкцией). Утяжеление порошкообразными материалами необходимо проводить после полной стабилизации полимерного раствора.

В настоящее время буровым организациям могут предлагаться специальные (фирменные) буровые растворы, такие как *полимер-бентонитовый* [8] следующего состава (в кг/м³): бентонит – 30-40; кальцинированная сода – 0,5-1,0; каустическая сода – 0,5; КМЦ LV (НVT) – 5; ИКД (буровой детергент) – 1; ИКЛУБ 3-5; ИКСИН – 0 (1) (разжижитель может быть заменен НТФ, ОЭДФ, лигносульфонатами) – 1; ИКДЕФОМ – 0,2; ИКСТАБ-L (частично гидролизированный ПАА) – 0,2-0,5; ИККАРБ –75/150 – 50-100.

Порядок приготовления заключается в следующем: в воде растворяют кальцинированную и каустическую соду, через гидроворонку добавляют бентонит. Через 1 час перемешивания вводят КМЦ со скоростью 1 мешок в течение 8-10 минут, затем буровой раствор обрабатывается остальными реагентами. При этом ИКСИН и ИКДЕФОМ вводят в раствор по мере необходимости. ИКСТАБ-L используется для флокуляции выбуренной породы и повышения качества механической очистки бурового раствора.

Снижение содержания твердой фазы до количеств, практически исключающих формирование пространственной коагуляционной структуры, и использование полимерных реагентов, выполняющих двойную функцию, создают определенные предпосылки агрегативной неустойчивости системы. Агрегативная, а в конечном итоге и седиментационная неустойчивость, может быть вызвана флокуляционными или коагуляционными процессами. Флокуляционное разрушение суспензии может быть связано с:

- нарушением необходимого соотношения между полимерным реагентом и твердой фазой вследствие адсорбции полимера на стенках скважины и выбуренной породы и наработки тонкодисперсного шлама;
- присутствием активных гидрофобизаторов таких как: гуматы и лигносульфонаты.

Для предупреждения флокуляции нет необходимости вводить реагент-стабилизатор, так как обеспечение агрегативной устойчивости достигается поддержанием постоянных концентраций полимерного флокулянта и твердой фазы.

Коагуляцию полимерного бурового раствора может вызвать *электролитная агрессия* при вскрытии хемогенных отложений, пластов, насыщенных минерализованной водой, а также при обработке раствора неорганическими реа-

гентами-минерализаторами. Для предупреждения коагуляционного разрушения полимерной системы необходимо предусмотреть обработку эффективными органическими стабилизаторами такими как: водорастворимые полисахариды (крахмальные реагенты и биополимеры) и эфиры целлюлозы (высоковязкие марки КМЦ и его аналоги, полианионная целлюлоза РАС, оксиэтилированная целлюлоза и тому подобное). В буровых растворах, где в качестве полимерного флокулянта используются полиакриламиды, неплохо показали акриловые стабилизаторы такие как: гипан, ВПРГ, сайпан, метас, М-14ВВ и другие. При этом содержание стабилизатора даже в ингибирующих полимерных растворах не превышает 0,5%.

Таким образом, управление свойствами полимерного малоглинистого раствора зависит от его состава, а также горно-геологических условий. Как правило, для обработки используются химические реагенты, входящие в компонентный состав. Сервисными службами разрабатываются соответствующие программы буровых растворов.

Ниже (Таблица 3.4) представлена одна из технологий сохранения качества полимерного малоглинистого бурового раствора. В качестве корректирующих параметров используются относительные параметры T_0 , Θ_0 , P_0 и B_0 :

- условная вязкость $T_0 = UV_{\phi} / UV_{п}$;
- статическое напряжение сдвига $\Theta_0 = СНС_{\phi} / СНС_{п}$;
- плотность $P_0 = \rho_{\phi} / \rho_{п}$;
- показатель фильтрации $B_0 = \Phi_{\phi} / \Phi_{п}$.

Здесь индексы «ф» и «п» обозначают значения технологических параметров соответственно в момент измерения и свежеприготовленного бурового раствора.

Таблица 3.4 – Химическая обработка полимерного бурового раствора [7]

Изменение качества раствора	Основные причины	Интенсивность изменения параметров	Механическая очистка	Химическая обработка
1	2	3	4	5
Загущение бурового раствора	Флокуляция дисперсной фазы	$T_0 \leq 1$; $\Theta_0 = 1 \dots 1,2$; $P_0 = 1 \dots 1,5$; $B_0 > 1,0$	–	Полимерный флокулянт
Загущение бурового раствора	Обогащение выбуренной породой	$T_0 = 1 \dots 1,1$; $\Theta_0 = 1,2 \dots 1,5$; $P_0 = 1,1 \dots 1,5$; $B_0 \geq 1,0$	Средства тонкой очистки	Коагулянт

Окончание таблицы 3.4

1	2	3	4	5
Загущение бурового раствора	Обогащение выбуренной породой	$T_0=1...1,1$; $\Theta_0=1,5...2,0$; $P_0=1,5...1,8$; $V_0 \geq 1,0$	Средства тонкой очистки	Полимерный флокулянт, коагулянт
Загущение бурового раствора	Обогащение выбуренной породой	$T_0=1...1,1$; $\Theta_0=1,5...2,0$; $P_0=1,5...1,8$; $V_0 < 1,0$	Средства тонкой очистки	Ингибитор и флокулянт
Загущение бурового раствора	Обогащение выбуренной породой	$T_0=1,1...1,2$; $\Theta_0=2,0..4,0$ $P_0 = 1,8...2,5$; $V_0 \leq 1,0$	Средства тонкой очистки	Разбавление и свежая порция раствора (до 1/3 объема)
Разжижение бурового раствора	Гетерокоагуляция	$T_0 \leq 1,0$; $\Theta_0 < 1,0$; $P_0 < 1,0$ и $V_0 > 1,0$	Центрифуга	Полимерный флокулянт и бентонит. Свежая порция раствора

3.2.2 Безглинистые полимерные и полимер-солевые системы

В безглинистых полимерных растворах роль структурообразователя-загустителя выполняют либо высокомолекулярные слаборазветвленные полимеры (в основном, водорастворимые полисахариды), либо высокодисперсные карбонатные порошки (мел, карбонатная мука, мраморная крошка), либо конденсированная органическая фаза (гельгумат, высоленные акрилаты). Одной из технологий структурообразования является использование в качестве гелеобразователя гидролизующихся веществ (соли хрома, железа, алюминия), которые образуют поперечные связи в макромолекулах полимеров. Различают пресные безглинистые полимерные системы и соленасыщенные растворы (полимер-солевые).

В качестве примера пресного полимерного раствора можно рассмотреть безглинистый раствор, предлагаемый сервисными фирмами для вскрытия продуктивных пластов, в котором основным компонентом является высоко-разветвленный биополимер ХВ-полимер [8]. В состав такого раствора входят: ХВ – полимер (2 кг/м^3); каустическая сода ($0,5 \text{ кг/м}^3$); кальцинированная сода ($0,5 \text{ кг/м}^3$); ЭКОПАК-R (2 кг/м^3); ЭКОПАК-SL ($3-5 \text{ кг/м}^3$);

ПАВ ИКФАК (1 кг/м^3); ИКДЕФОМ ($0,2 \text{ кг/м}^3$); ИККАРБ-75/150 ($50-100 \text{ кг/м}^3$) и ИКБАК (1 кг/м^3). В растворе может дополнительно содержаться ингибитор глин – хлорид калия. В этом случае расход полимерных реагентов

увеличивается. К подобным системам относится безглинистый металлосиликатный буровой раствор MAXDRIL-N, разработанный компанией «Baroid» для бурения и заканчивания скважин.

Уфимским ГНТУ [9] предлагается ряд безглинистых полимерных растворов на основе синтетических (полиакриламиды и полиакрилонитрилы) и природных высокомолекулярных соединений (полисахариды), обеспечивающих полную или частичную *кольматацию* поровых каналов. К ним относятся: полигликолевый-полисахаридный (крахмал Фито-РК, биополимер, неионогенное ПАВ, полигликоль, Сонбур-1101), полисахаридно-калиевый (крахмал Фито-РК, биополимер, неионогенное ПАВ, хлорид калия, Сонбур-1101), полигликолевый полисахаридно-формиатовый (крахмал Фито-РК, биополимер, неионогенное ПАВ, полигликоль, Сонбур-1101, бикарбонат калия), безглинистый полсахаридно-солевой (крахмал Фито-РК, биополимер, неионогенное ПАВ, Сонбур-1101, минерализованная вода), безглинистый полимер-солевой (крахмал Фито-РК, ПАА, неионогенное ПАВ, Сонбур-1101, минерализованная вода).

К системам, содержащим различное количество неорганических солей, относятся буровые растворы, предложенные компанией «Baroid», такие как: безглинистый буровой раствор на основе модифицированных полимеров SHEARDRIL-N, содержащий хлорид калия, обеспечивающий качество вскрытия продуктивного пласта; раствор с кристаллами заданных размеров SOLUDRIL-N на основе насыщенного раствора хлорида или бромида натрия для бурения и капитального ремонта скважин; солевые растворы большой плотности на основе хлорида и бромида кальция, бромида цинка или солей муравьиной кислоты BRINERDRIL-N.

В отечественной практике для вскрытия соленосных отложений и продуктивных пластов использовались безглинистые буровые растворы на основе акриловых полимеров (в основном, полиакриламидов) и оксиэтилированной целлюлозы [10]. Например, буровой раствор следующего состава: ПАА (0,1-0,5%), сульфат алюминия (1,0-5,0%), жидкое стекло (1,0-3,0%), мел (2,0-10,0%) или полимер-солевой раствор состава: ПАА или ОЭЦ (0,1-0,4%), хлоркалийсодержащие материалы (5,0-25,0%), КССБ (1,0-7,0%) и КМЦ (0,5-10%). Порядок приготовления заключается в следующем: в воде растворяется полимерный флокулянт, добавляются неорганические электролиты и органические стабилизаторы. В первом случае после выравнивания свойств бурового раствора добавляется химически осажденный мел в необходимых количествах. В полимер-солевом растворе возможно присутствие кальцинированной соды, которая добавляется в воду перед растворением полимерного реагента. Для регулирования

свойств используются реагенты, входящие в состав буровых растворов. При необходимости они могут дополнительно содержать глинистую фазу, добавляемую в предварительно гидратированном состоянии.

3.2.3 Буровые растворы с органической твердой фазой

Буровые растворы с органической твердой фазой получают обработкой водных растворов щелочных гуматов (например, УЦР) гелеобразователями, в качестве которых используют соли *поливалентных катионов*. К таким солям относятся хлориды и сульфаты магния, кальция, алюминия и железа. Обработка такими веществами вызывает появление на поверхности мицелл (гуматные реагенты относятся к мицеллярным полиэлектролитам) гидрофобных участков. Благодаря мозаичности строения поверхности мицелл образуется *пространственная коагуляционная структура*. Максимальное значение предельного напряжения сдвига достигается при замещении натрия или калия поливалентными катионами на 25-50% поверхности. При дальнейшем замещении наблюдается коагуляция дисперсии нерастворимых гуматов, сопровождающаяся резким падением СНС. Прочность пространственной структуры зависит от вида катиона-гелеобразователя, степени его гидролиза и величины рН бурового раствора. В структурообразовании участвуют не только нерастворимые гуматы, но и продукты гидролиза соли, образуя при этом смешанные минерально-органические структуры. Основные рецептуры буровых растворов с органической и органоминеральной твердой фазой представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Особенности буровых растворов с органической фазой

Состав бурового раствора, кг/м ³	Область применения	Примечание
Глинопорошок, УЦР (20-30), хлорид кальция (0,5-1,5)	Сравнительно устойчивые глинистые породы	Гуматно-кальциевый раствор
УЦР (30-80), хлориды или сульфаты Mg или Fe, или Al (20-50), стабилизаторы	Сравнительно устойчивые глинистые породы. Пластичные глины - как комбинированный реагент	Гельгумат. Раствор гумата должен иметь рН более 9.
УЦР (30-80), хлориды или сульфаты Mg или Fe, или Al (20-50), стабилизаторы, хлорид натрия (30 - до насыщения)	Соленосные отложения	Минерализованный гельгумат
УЦР (30-80), хлориды или сульфаты Mg или Fe, или Al (20-50), стабилизаторы, неорганический ингибитор (10-30)	Неустойчивые глинистые породы	Ингибирующий гельгумат

В буровой практике наиболее востребованным является гуматно-кальциевый раствор, который готовят на основе глинистой суспензии с низким содержанием коллоидного компонента. При этом количество глинопорошка (немодифицированного) не превышает 60 кг/м^3 . Малоглинистую суспензию по циклу обрабатывают УЩР в товарном виде или водным раствором. В настоящее время, в связи с расширением реагентной базы, УЩР может быть заменен на другие гуматы. Если рН раствора составляет менее 8, он дополнительно обрабатывается щелочным электролитом, в частности – каустической содой. В процессе циркуляции или при перемешивании в устройствах для приготовления бурового раствора в него добавляют хлорид кальция до появления признаков структурообразования. При необходимости через 15-20 минут в этот раствор вводят органический стабилизатор. Гуматно-кальциевый буровой раствор легко утяжеляется любым порошкообразным материалом в товарном виде. Регулирование свойств в процессе углубления скважины обеспечивается обработкой концентрированным гуматом кальция или добавкой порции (1/3 объема циркулирующего раствора) свежеприготовленного гуматно-кальциевого бурового раствора.

Гельгуматные буровые растворы (гельгуматы) относятся к безглинистым системам, которые могут быть приспособлены для конкретных горно-геологических условий специальной обработкой (см. таблицу 3.5). Обязательным условием получения стабильной системы является строгое соблюдение технологии обработки, которая заключается в следующем:

- 1) готовится концентрированный раствор УЩР или другого гумата ($150\text{-}200 \text{ кг/м}^3$) и добавляется каустическая сода до достижения величины рН 10-11;
- 2) при перемешивании вводится расчетное количество гелеобразователя в виде концентрированного водного раствора;
- 3) загущенный гельгумат стабилизируют любым органическим стабилизатором (КМЦ, РАС, лигносульфонаты и тому подобное) в количествах, определяемых на основе лабораторных исследований;
- 4) загущенный гельгумат разбавляется водой в 2 раза.

Утяжеление гельгумата порошкообразными материалами проводится только после стабилизации раствора. Если прочность его структуры не превышает $2,0 \text{ Па}$, то добавляется загущенный гельгумат или раствор переводится в малоглинистый.

Регулирование свойств в процессе углубления скважины сводится к обработке циркулирующего раствора загущенным гельгуматом, понизителем фильтрации или замене части раствора свежеприготовленным. Последнее используется при интенсивной наработке твердой фазы.

3.3 Буровые растворы на основе соленой воды

Буровые растворы на основе соленой воды (соленасыщенные) были предложены, в первую очередь, для вскрытия солевых комплексов, вызывающих значительные трудности в процессе углубления скважины как за счет коагуляции твердой фазы в буровых растворах, так и за счет пластического течения солей. Они представляют собой многокомпонентные системы, содержащие высокоэффективные солеустойчивые химические реагенты.

3.3.1 Минерализованные буровые растворы с диспергированной твердой фазой

Для снижения физико-химического взаимодействия солей с водной фазой буровых растворов, с диспергированной твердой фазой их обрабатывают защитными солеустойчивыми полимерными реагентами из классов водорастворимых полисахаридов, эфиров целлюлозы и лигносульфонатов и насыщают солями, по составу близкими к вскрываемым бурением солевым отложениям. Как показал опыт строительства скважин в таких условиях, для увеличения минерализации промывочных жидкостей чаще всего используют хлорид натрия. Наиболее эффективными стабилизаторами соленасыщенных растворов являются крахмальные реагенты, представляющие собой природную смесь полисахаридов – амилозы (15-20%) и амилопектина (75-80%) [11,12] с общей формулой $(C_6H_{10}O_5)_n$. Эти полисахариды по своим свойствам значительно отличаются друг от друга. Так, например, *амилоза* – это линейные и слабо разветвленные спиралеобразные цепи, способные образовывать гели. *Амилопектин* сильно разветвлен и в холодной воде не склонен к гелеобразованию. В связи с ограниченным растворением природных крахмалов даже в щелочной среде, их модифицируют путем преобразования многочисленных функциональных групп углеводородных цепей и их деполимеризацией кислотой, фосатированием, окислением, обработкой ферментами, аминами, альдегидами и так далее. Набухание и растворение крахмала, в том числе при низких температурах, усиливаются под действием бромидов, иодидов, роданидов натрия. Характеристика крахмальных реагентов приведена в Приложении 1.

В последние годы для стабилизации минерализованных систем получили применение такие реагенты как: оксиэтилированная целлюлоза (в частности, сульфацилл), карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза (первоцелл и т.п.), высоковязкие марки КМЦ, ряд акриловых полимеров (гидролизованные полиарилнитри-

лы, метас, М-14ВВ и другие). При этом обработка акриловыми полимерами вызывает стабилизационное разжижение соленасыщенных промывочных жидкостей. При этом структурные и тиксотропные свойства минерализованных систем практически исчезают, то есть буровой раствор начинает проявлять свойства *ньютоновских жидкостей*. Для предупреждения этого процесса используют либо комбинирование химических реагентов, либо добавление солестойких дисперсных материалов (палыгорскит, аттапульгит).

Примерами комбинированных обработок являются: крахмальный реагент + гипан, КМЦ + крахмальный реагент, ОЭЦ + лигносульфонат, крахмальный реагент + метас + кальцинированная сода и тому подобное.

Минерализованный буровой раствор с диспергированной твердой фазой может быть приготовлен по одному из двух вариантов:

Первый вариант заключается в растворении хлорида натрия в воде с использованием любого перемешивающего устройства. Количество соли определяется рецептурой. Глинистый структурообразователь вводят в циркулирующий раствор соли по циклу. Если в качестве структурообразователя используется бентонитовый порошок, в том числе модифицированный, то он предварительно гидратируется и добавляется в циркулирующий раствор в виде концентрированной суспензии. Если применяются солеустойчивые глинопорошки, то их добавляют в товарном виде. Через 20-30 минут перемешивания суспензия обрабатывается реагентами-стабилизаторами в соответствии с предлагаемой рецептурой.

Второй вариант приготовления раствора используют чаще всего в том случае, если солью насыщают «рабочий» буровой раствор, то есть циркулирующий в скважине. Он заключается в следующем:

1) глинистую суспензию разбавляют до значения условной вязкости (по ПВ-5) 25-35 с для предупреждения чрезмерного коагуляционного загущения при обработке минерализатором;

2) обрабатывают некоторым количеством реагентов-стабилизаторов (приблизительно половиной расчетного количества) для предупреждения коагуляции глинистой суспензии;

3) для предупреждения вспенивания бурового раствора хлорид натрия вводят в два приема. Первая порция соли добавляется к циркулирующей жидкости водным раствором. После выравнивания параметров обрабатывают второй порцией соли в товарном виде;

4) при недостаточной стабильности минерализованного раствора его дообработывают оставшимся количеством химических реагентов.

Для повышения структурно-механических характеристик соленасыщенной системы используют кальцинированную соду, известь, палыгорскит, а в некоторых случаях и каустическую соду.

Улучшение качества минерализованного раствора может быть обеспечено такими пластифицирующими добавками, как суспензия окисленного битума в углеводородных жидкостях (дизельное топливо, реагент Т-80 и т.п.). Добавка такого пластификатора составляет от 2-5% до 10-12% от объема циркулирующего раствора.

Соленасыщенный буровой раствор характеризуется повышенным значением плотности – 1200-1300 кг/м³. Однако в некоторых случаях появляется необходимость увеличивать плотность. Для этой цели может использоваться любой утяжелитель, за исключением флотационного баритового концентрата, что связано с высокой вероятностью флокуляции барита и вспенивания раствора в целом.

Регулирование свойств заключается в поддержании необходимой минерализации при восполнении объема пресной суспензией путем добавления хлорида натрия, а также стабилизации химическими реагентами, входящими в состав бурового раствора.

3.3.2 Буровые растворы на основе морской и пластовой воды

В некоторых случаях для приготовления технологических жидкостей (для бурения и капитального ремонта скважины) используют воду естественной минерализации: пластовую и морскую (возможно, опресненную). Отличительной особенностью дисперсионной среды является ее полиминеральный состав, то есть в пластовой воде могут содержаться хлориды щелочных и щелочноземельных металлов в значительных количествах. Использование таких вод (без добавления пресной водой) требует разработки дополнительных требований к компонентному составу бурового раствора, если имеется необходимость обеспечения формирования пространственной структуры или ограничения фильтрационных показателей. В качестве глинистого структурообразователя предпочтительнее использовать *аттапульгит* или *палыгорскит*, как материалы, способные диспергировать в минерализованной среде и в меньшей степени, чем бентонитовые глинопорошки, подвергаться коагуляции в условиях электролитной агрессии. Наиболее эффективными органическими стабилизаторами являются такие эфиры целлюлозы как: ОЭЦ и ее аналоги, крахмальные реагенты, лигносульфонаты. Жесткость пластовой воды снижается обработкой кальцинированной содой.

3.4 Ингибирующие буровые растворы

К ингибирующим буровым растворам относятся системы на водной основе, в которых содержатся вещества для предупреждения гидратации глинистых пород (ингибиторы гидратации глин). К ингибиторам гидратации относятся неорганические и органические вещества такие как: известь, хлориды калия, кальция, магния, гипс, аммонийные соли, натриевые и калиевые соли поликремниевой кислоты (жидкое стекло), полигликоли, некоторые лигносульфонаты, анионоактивные ПАВ, которые являются носителями ионов кальция, калия, аммония и других. При введении в буровой раствор ингибирующего компонента происходит физико-химическое взаимодействие глины и электролита, приводящее к модификации ее поверхности [11]. При этом гидрофильность глины поддерживается на таком уровне, чтобы обеспечить агрегативную и седиментационную устойчивость системы бурового раствора. Ингибирующие буровые растворы обладают пониженной чувствительностью к воздействию электролитов, пластовых вод, содержанию твердой фазы. Гидрофобизация поверхности глинистых пород снижает набухание глин и интенсивность разрушения стенок скважин. Степень ингибирования глин зависит от их физико-химических свойств, горно-геологических условий, состава ингибирующей добавки, а также химических и технологических свойств бурового раствора.

3.4.1 Технология выбора состава ингибирующего бурового раствора

Для выбора компонентного состава бурового раствора используются различные методики, подразумевающие либо экспериментальные, либо аналитические исследования. Одним из первых методов экспериментальных исследований является метод *оценки степени набухания на приборе Жигача-Ярова*. В настоящее время разработаны и используются различные инструментальные методы подбора компонентного состава бурового раствора, которые основаны, как правило, на характере изменения свойств глинистых пород под действием водных сред. К ним относятся исследования степени и давления набухания, размокания глинистых пород, интенсивности капиллярного всасывания [12-16].

Одним из методов, разработанных НПО «Бурение» [16], является оценка ингибирующих свойств бурового раствора по показателю увлажняющей способности n в зависимости от коэффициента коллоидальности k глинистых пород:

$$n = V_t / \tau(k - 0,85), \quad (3.6)$$

где V_t – текущая скорость увлажнения, %/час;

τ – время выдерживания образца в буровом растворе, час.

Глинистые образцы при этом получают прессованием порошкообразного материала при 40-45 МПа в течение 4-6 мин. При этом образец должен соответствовать по вещественному составу глинистой породе, присутствующей в разрезе. Образец готовится следующим образом:

- 1) керна или комовая глина размалывается и просеивается через сито с диаметром отверстий не больше 0,25 мм;
- 2) определяется коэффициент коллоидальности по величине адсорбции метиленовой сини;
- 3) глинопорошок увлажняется до величины, определяемой из зависимости:

$$W = 33,3k, \quad (3.7)$$

где W – влажность глинистой породы;

k – предварительно увлажненный глинопорошок (в количестве 20 г засыпают в пресс-форму и при давлении 40-45 МПа выдержанный необходимое время). При этом набор рабочего давления производится постепенно в течение 30-40 с;

- нагрузка снимается, и образцы выпрессовываются из пресс-формы;
- торцы образцов парафинируют.

Изготовленные образцы помещают в исследуемые среды и выдерживают в течение 4-х часов. После чего определяется их влажность W_k , оценивается скорость V_t ($V_t = [(W_k - W)100]/W$) и показатель увлажнения n . Состав раствора определяется по наименьшему показателю n .

Примером аналитического подбора состава ингибирующего бурового раствора является методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения [17]. Эта методика базируется на исходной информации, полученной в результате промыслово-геофизических исследований скважин, данных механического каротажа и анализа пород по керну или шламу, и не требует дополнительных исследований. Исходной информацией являются данные о плотности глинистых пород и их поровом давлении, естественной влажности, гидратационной способности, минерализации поровой воды. Ниже представлены основные разделы методики.

1. Исходная информация формируется следующим образом:

а) Строится кривая изменения плотности нормально уплотненных глин ρ_n , используя эмпирическую зависимость:

$$\rho_n = \rho_m - (\rho_m - \rho_0)e^{-JH}, \quad (3.8)$$

где ρ_0 – начальная плотность глин на глубине, условно принимаемой за нулевую, г/см³;

ρ_m – средняя плотность глинистых минералов ($\rho_m = 2,78$ г/см³);

J – показатель степени, зависящий от значений ρ_0

($J = 0,26 + 0,00025 \rho_0^7$), км⁻¹;

H – глубина залегания глинистых пород, км.

б) Определяется фактическая плотность глинистых пород по кривой КС, результатам анализа шлама или керна.

в) На графике кривой изменения плотности, определенной по формуле 3.8, строится график зависимости фактической плотности от глубины.

г) Выделяются интервалы недоуплотненных глин (отклонение кривой в сторону понижения плотности), к которым и приурочены наиболее сложные виды осложнений (Рисунок 3.3).

д) Оцениваются поровые давления P_n по эквивалентным глубинам (см. рисунок 3.3) в интервалах нормально уплотненных (3.9) и недоуплотненных (3.10) глин:

$$P_n = 0,01\rho_v H, \quad (3.9)$$

$$P_n = 0,01[H\rho_{св} - H_э(\rho_{свэ} - \rho_v)], \quad (3.10)$$

где ρ_v – плотность поровой (пластовой) воды, принятая равной 1,05 г/см³;

$\rho_{св}$ – средневзвешенная плотность породы до глубины H , г/см³;

$\rho_{свэ}$ – средневзвешенная плотность породы до глубины $H_э$, г/см³;

H – глубина, на которой определяется поровое давление, м.

е) Определяется влажность глин по формуле:

$$W = (1 - 0,3704\rho)100, \quad (3.11)$$

где ρ – плотность глинистых пород на глубине H , г/см³;

ж) вычисляется активная влажность W_a , зависящая от количества воды, участвующей в процессах влагопереноса:

$$W_a = nW, \quad (3.12)$$

где n – доля влажности глин, участвующих в процессе влагопереноса, которая определяется следующим образом:

$$n = -0,5\rho^2 + 1,45\rho - 0,2 \quad (\rho \leq 2,2),$$

$$n = -1,76\rho^2 + 6,73\rho - 5,71 \quad (\rho > 2,2). \quad (3.13)$$

з) Определяется минерализация поровой воды по одной из формул:

$C_{II} = 181e^{[-11,7(1 - 0,3704\rho)]}$ – континентальная;

$$C_{II} = 148e^{[-5,4(1 - 0,3704\rho)]} \quad \text{– лагунная;} \quad (3.14)$$

$C_{II} = 173,6e^{[-4,47(1 - 0,3704\rho)]}$ – морская.

и) Вычисляется гидратационная способность Q глинистых пород:

$$Q = [100/(0,31\rho)] - 120. \quad (3.15)$$

к) Оценивается потенциальная способность глинистых пород к нарушению устойчивости в процессе бурения по величине показателя устойчивости «а» по формуле:

$$a = \rho/\rho_{ну}, \quad (3.16)$$

где ρ , $\rho_{ну}$ – соответственно плотности пород в зоне недоуплотнения и нормально уплотненных на той же глубине залегания:

л) Графически (Рисунок 3.4) определяется осмотическое давление поровой воды π_{II} для температуры 20°C:

м) По значениям показателя устойчивости и гидратационной способности классифицируют глинистые породы, используя данные таблицы 3.6.

2. Выбор типа бурового раствора и его свойств.

а) Выбор типа бурового раствора базируется на основе учета категории устойчивости глинистых пород. Причем, категория устойчивости устанавливается по значениям показателя устойчивости и гидратационной способности по тому из показателей, который характеризует более низкую устойчивость горных пород. В таблице 3.7 представлены некоторые рекомендации к обоснованию типа ингибирующих буровых растворов [17], но с учетом опыта бурения и современных технологий. Более детальная рецептура для конкретных условий выбирается на основе аналитических, промысловых и лабораторных исследований.

Уд сопротивление глин, Ом·м Плотность глин, $\frac{2}{\text{см}^3}$

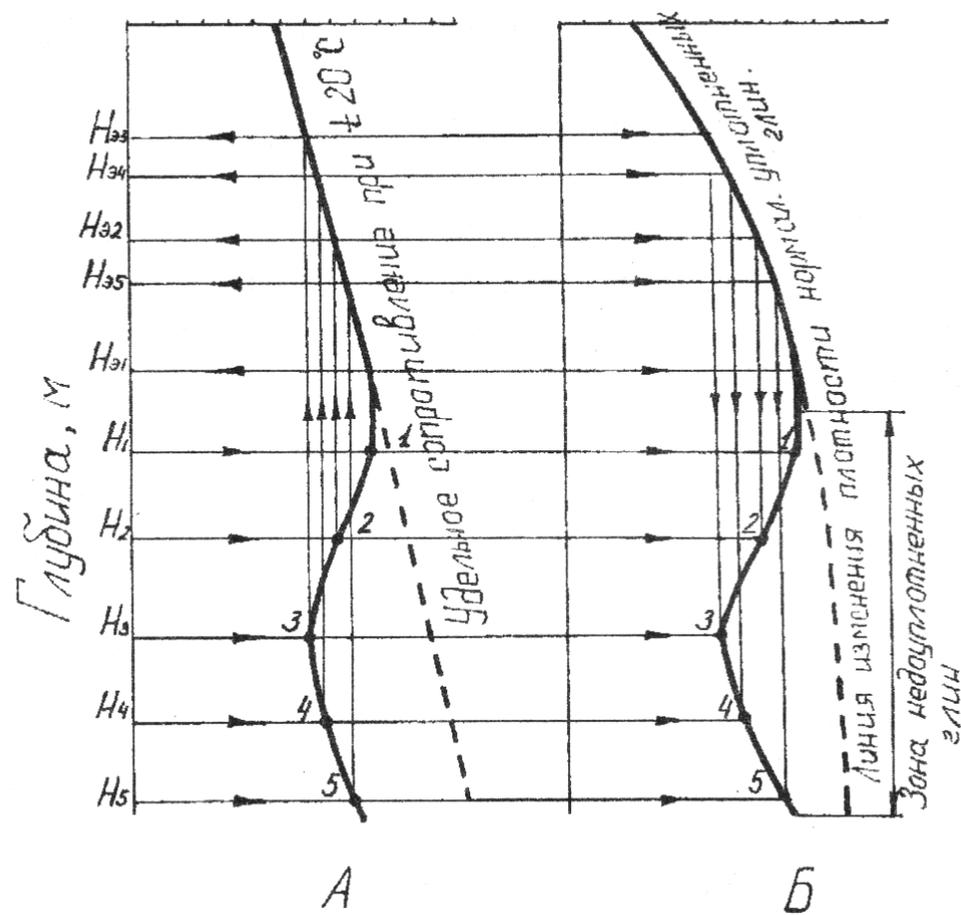


Рис. 3.3. График изменения фактической плотности глинистых пород, построенный по геофизическим данным

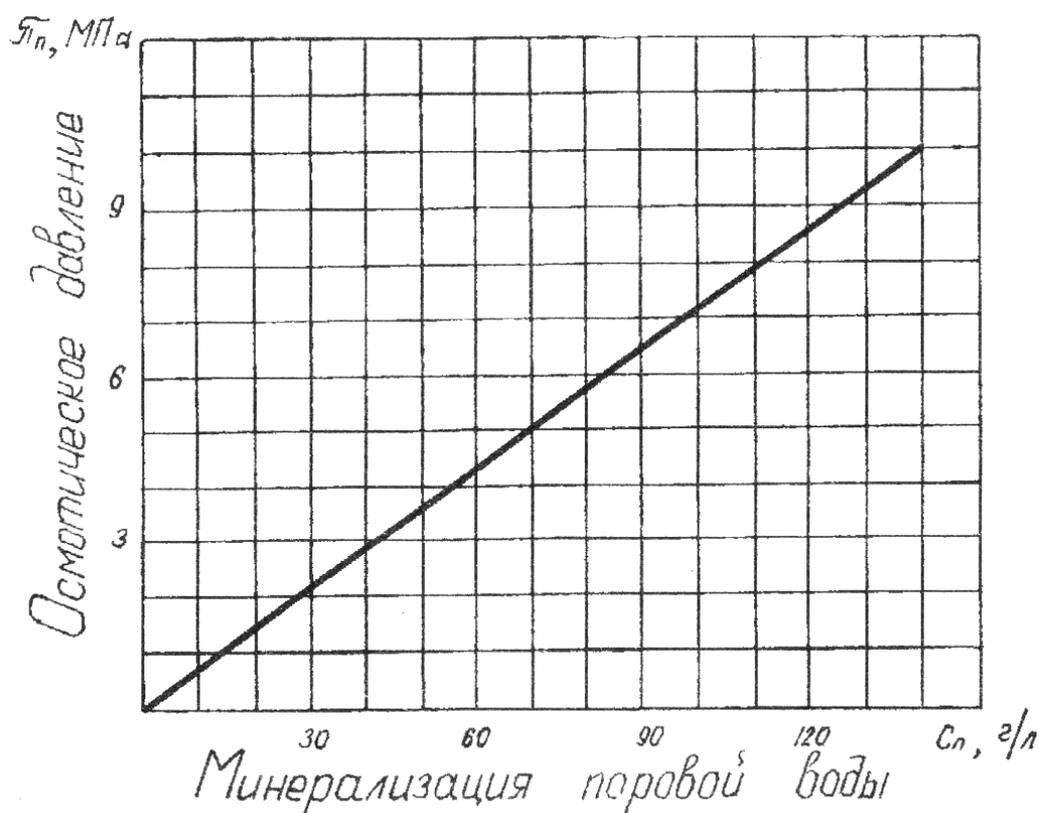


Рис. 3.4. График зависимости осмотического давления от минерализации поровой воды (NaCl)

Таблица 3.6 – Классификация глинистых пород

Класс или категория устойчивости	Значение показателя устойчивости (a)	Гидратационная способность (Q)	Поведение пород при бурении
1	1– 0,950	до 5	Практически устойчивы
2	0,949 – 0,900	5...10	Подвержены незначительным осыпям. Процесс бурения не нарушается
3	0,899 – 0,850	10...25	Заметные осыпи, требующие периодических проработок ствола
4	0,849 – 0,800	25 – 40	Значительные осыпи, приводящие к посадкам и затяжкам при движении колонны бурительных труб и повышению давления при промывке
5	0,799 и менее	40 и более	Сильные осыпи, требующие систематических проработок, возможна частичная потеря ствола скважины

б) Определяется плотность бурового раствора на основе рекомендаций «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для вскрытия потенциально неустойчивых горных пород с учетом поровых давлений.

в) Выбирается значение фильтрационных показателей как с учетом стабильности бурового раствора, так и сохранения устойчивости стенок скважины. Показатель фильтрации, обеспечивающий минимальную скорость изменения влажности глинистых пород, может быть оценен эмпирической зависимостью:

$$\Phi_{30} = \frac{0,475 \cdot |\Delta\pi| - 0,018 \cdot |\Delta\pi| \cdot W_{\text{АКТ}}}{0,0056 W_{\text{АКТ}} + 0,0169 |\Delta\pi|}, \quad (3.17)$$

где $\Delta\pi$ – осмотическая активность контактирующих сред, определяемая как разность осмотических давлений водной фазы бурового раствора и поровой воды, МПа.

Таблица 3.7 – Влияние категорий устойчивости на выбор состава бурового раствора

Категория устойчивости	Рекомендуемые буровые растворы
1	Пресные глинистые, малоглинистые, с органической фазой
2	Недиспергирующие, лигносульфонатные
3	Недиспергирующие, лигносульфонатные, известковые, силикатные
4	Недиспергирующие, хлоркалиевые, полигликолевые, гипсовый, высококальциевые, силикатный, хлормagneиные, ингибирующие с кольматирующими добавками, обратные эмульсии
5	Соленасыщенные, полимер-солевые, гипсовый, высококальциевый, хлоркалиевый, хлормagneиный, обратные эмульсии

Для определения показателя фильтрации с использованием зависимости 3.17 необходимо провести предварительную оценку осмотического давления водной фазы буровых растворов. В РД 39-0147009-723-88 представлены осмотические давления для ряда классических рецептов, а также методика оценки времени устойчивого состояния ствола скважины в процессе бурения скважины, в том числе с учетом действующих динамических нагрузок при циркуляции и спуско-подъемных операциях.

Так, например, осмотическое давление водной фазы известкового и гипсового растворов – 1,5-2,5 МПа, хлоркалиевого – 2,5-5,0 МПа, силикатного – 3,0-6,0 МПа, соленасыщенного – более 20,0 МПа.

3.4.2 Составы ингибирующих буровых растворов

Ингибирующие буровые растворы относятся к сложным многокомпонентным системам, включающим кроме глинистого компонента и ингибитора

органические стабилизаторы для регулирования фильтрационных показателей и контролирования реологических свойств, реагентов для обеспечения необходимых значений водородного показателя, смазочные материалы, а также профилактические добавки и при необходимости утяжелители. Рассмотрим ряд составов ингибирующих растворов (кг/м³):

а) Известковый:

- бентонитовый глинопорошок 60-100;
- лигносульфонаты (ФХЛС и др.) 20-30;
- каустическая сода 3-5;
- известковое молоко 25-30;
- пеногасители – в соответствии с паспортом реагента.

б) Хлоркальциевый:

- бентонитовый глинопорошок 60-100;
- хлорид кальция 10-20;
- КССБ или аналог 50-70;
- КМЦ -9 (КМК и другие) 10-20;
- известь гашеная 3-5;
- пеногасители – в соответствии с паспортом реагента.

в) Хлоркалиевый:

- бентонитовый глинопорошок 30-50;
- хлорид калия 30-50;
- КССБ или аналог 30-50;
- КМЦ -9 (КМК, акрилаты и другие) 5-10;
- гидроокись калия 5-10;
- пеногасители – в соответствии с паспортом реагента.

г) Ингибирующий калиевый раствор [8]:

- бентонитовый глинопорошок 20-30;
- каустическая сода 1-2;
- хлорид калия 50;
- ИКЛИГ -2 30-40;
- ЭКОПАК - R(SL) 3-5;
- ИКДЕФОМ 0,3;
- ИКЛУБ 3-5.

д) Высокоингибирующий буровой раствор ИКГЛИК [8]:

- ХВ-полимер 2-4;
- ИКГЛИК (гликоли) 20-50;
- хлорид калия 50-100;

- каустическая сода или КОН	1-2;
- ИКСТАБ	0,2-2;
- ИКР	10-15;
- ЭКОПАК – R(SL)	2-4;
- ИКДЕФОМ	0,2;
- ИКФАК (ПАВ)	1;
- ИКБАК	1;
- ИККАРБ - 75/150	50.
е) гипсовый:	
- бентонитовый глинопорошок	60-100;
- ФХЛС и его аналоги	20-30;
- известь гашеная	1-3;
- каустическая сода	3-5;
- КМЦ – 9	3-5;
- гипс	10-20;
- пеногасители – в соответствии с паспортом реагента.	

В гипсовом растворе совместно с КМЦ могут использоваться акриловые полимеры (гипан, сайпан, ВПРГ). Он разработан Ахмадеевым Р.Г. с сотрудниками, отличается по технологии применения и носит название ПОЛИМЭК.

ж) Силикатный:

- бентонитовый глинопорошок	30-50;
- жидкое стекло (силикаты натрия и калия)	30-50;
- гуматы (УЦР и другие)	30-50;
- КМЦ (акрилаты)	5-10;
- лигносульфонаты	20-40.

3.4.3 Технология приготовления ингибирующих буровых растворов

Ингибирующие буровые растворы относятся, как правило, к агрегативно неустойчивым системам. Большинство из них требует значительного расхода органических реагентов как для регулирования реологических, так и фильтрационных свойств. Наличие в них неорганических ингибиторов, обладающих коагулирующими свойствами, привело к тому, что для каждого раствора разработана своя технология приготовления, направленная на снижение времени и расхода реагентов. Порядок приготовления некоторых ингибирующих растворов представлен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Технология приготовления ингибирующих растворов

Тип бурового раствора	Технология приготовления бурового раствора
Известковый	Готовится глинистая суспензия. Для усиления пептизации глинопорошка в нее добавляется УЩР. Не прекращая перемешивание, суспензия обрабатывается щелочным лигносульфонатом. Через 1 цикл циркуляции раствор обрабатывается известью (пушонка, известковое молоко плотностью 1100-1120 кг/м ³). Количество извести зависит от конкретной рецептуры. При повышенном значении показателя фильтрации раствор дополнительно обрабатывается стабилизатором
Хлоркальциевый	Глинистая суспензия вязкостью в пределах 30 с. При циркуляции в нее добавляют лигносульфонат (20%-ный водный раствор) с пеногасителем и КМЦ (5%-ный водный раствор). После полного выравнивания свойств циркулирующего раствора раствор обрабатывается известковым молоком (20-30 л/м ³). Если условная вязкость больше 40 с, то в раствор дополнительно вводится лигносульфонат. Затем в течение 2-3-х циклов циркуляции добавляется хлорид кальция в необходимых количествах
Хлоркалиевый	Глинистая суспензия вязкостью 20-30 с последовательно обрабатывается КМЦ или другим стабилизатором, лигносульфонатом и пеногасителем. Если pH<8 в раствор добавляется гидроокись калия. Через 1 час перемешивания в 2-3 приема добавляется хлорид калия
Ингибирующий калиевый раствор	В воде растворяется каустическая сода, добавляется бентонит, перемешивают в течение 1 часа, затем вводят остальные реагенты. Перемешивают 15-20 минут
Высокоингибирующий раствор ИКГЛИК	В воде растворяется гидроокись калия или каустическая сода, добавляется ХВ-полимер. Через 1 час вводят остальные реагенты. ИКФАК добавляют перед вскрытием продуктивного пласта.
Гипсовый	Глинистая суспензия вязкостью 30-35 с последовательно обрабатывается лигносульфонатом (5-10%-ным водным раствором) с пеногасителем, КМЦ, а также известковым молоком в 2 приема. После стабилизации раствор обрабатывается гипсом

Необходимо отметить, что все растворы, содержащие лигносульфонаты, перед вводом ингибитора обрабатывают пеногасителем. При необходимости для улучшения смазочных свойств и нейтрализации сероводорода предварительно стабилизированные системы обрабатывают соответственно смазочными материалами и нейтрализатором сероводорода. Утяжеление возможно любыми порошкообразными материалами после стабилизации и выравнивания по циклу циркуляции параметров бурового раствора.

3.5 Мицеллярные буровые растворы

Разработка мицеллярных буровых растворов была начата с целью получения систем, являющихся альтернативными полимерным, предъявляющим повышенные требования к очистке от выбуренной породы [19].

В настоящее время мицеллярные растворы подразделяются на неструктурированные и структурированные.

3.5.1 Неструктурированные буровые растворы

К неструктурированные мицеллярным буровым растворам относятся водные растворы мицеллярных(коллоидных) полиэлектролитов [19]. К ним относятся гуматные реагенты, таннины, окисленные лигнины и лигносульфонаты и могут использоваться в сравнительно устойчивых горных породах при отсутствии аномалий пластовых и поровых давлений,

Технология приготовления нестабилизированных мицеллярных растворов заключается в растворении необходимого количества реагента в воде, например, 10% УЩР или другого гумата (ИКГУМ и тому подобное) в пресной воде.

Регулирование свойств заключается в использовании обычной системы механической очистки и восполнении объема свежей порцией раствора реагента.

3.5.2 Технология стабилизированных систем

В отличие от предыдущей системы, стабилизированный мицеллярный раствор в своем составе кроме полиэлектролита содержит макрочастицы, участвующие в образовании так называемой *адгезионной структуры* (Ангелопуло О.К.), прочность которой обеспечивается в основном силами трения. К ним относятся торф, слюда, отходы производства фурфурола, твердые отходы нефтеперерабатывающей промышленности и тому подобное. В 80-90-ые годы в качестве твердой фазы широко использовался асбест. Такие системы, названные *асбогуматами*, применялись, например, в условиях поглощения бурового раствора. В связи с присутствием в стабилизированных системах макрочастиц и их пониженной диспергирующей способности при условии, если содержание глинистого шлама в процессе углубления скважины не превышает в растворе 100 кг/м^3 , их рекомендуют использовать при бурении в диспергирующих глинистых отложениях, вскрытии поглощающих пластов, неустойчивых трещиноватых и многолетнемерзлых пород, а также в качестве добавки к пресным буровым растворам для снижения интенсивности поглощения и наработки твердой фазы.

В настоящее время основной рецептурой мицеллярного бурового раствора является торфогумат следующих составов:

- торф – 5-15% + каустическая сода 1-1,5%;
- торф – 5-15% + жидкое стекло 1-3%.

Щелочной электролит может быть заменен на другие реагенты такие как: кальцинированная сода, ГКЖ-10(11), поташ и так далее.

Приготовление стабилизированного мицеллярного бурового раствора можно рассмотреть на примере торфогумата. Схема приготовления данного раствора заключается в следующем:

- а) смешивают торф и воду при содержании твердой фазы 150-200 кг/м³;
- б) полученную суспензию при перемешивании обрабатывают щелочным электролитом или ГКЖ в соответствии с предлагаемой рецептурой;
- в) полученную концентрированную суспензию (торфогумин) перемешивают в течение 15-30 минут;
- г) после выравнивания технологических параметров торфогумин может использоваться либо как реагент-компаунд для обработки рабочего бурового раствора в интервалах поглощений, либо как основы торфогуматного раствора, для получения которого торфогумин разбавляют водой до концентрации торфяной фазы, оговоренной регламентом;
- д) разбавленный мицеллярный буровой раствор направляют в циркуляционную систему, где при необходимости дополнительно обрабатывают реагентами, входящими в его состав в соответствии с технологическим регламентом. Например, органическими стабилизаторами, такими как КМЦ, лигносульфонаты, ОЭЦ, крахмальные и акриловые реагенты.

Технология регулирования свойств в торфогуматных буровых растворах заключается, в основном, в восполнении объемов свежеприготовленной порции или в добавлении загущенного торфогумина.

3.6 Буровые растворы с конденсированной твердой фазой

Известно, что дисперсные системы могут быть получены двумя способами: *диспергированием* (измельчением) и *конденсированием* (укрупнением, уплотнением). Соответственно буровые растворы, в основе приготовления которых лежит способ диспергирования структурообразующей фазы, называются растворами с диспергированной фазой, а растворы, в которых используются принципы укрупнения, причем с использованием химических реакций (химическая конденсация), называются растворами с конденсированной фазой. Под-

робно принципы конденсирования как способа получения буровых растворов рассмотрены в работах О.К. Ангелопуло [19]. Необходимо отметить, что буровой раствор с конденсированной твердой фазой относится к *тиксотропной системе*, термодинамически неустойчивой, в связи с чем для них разработаны специальные технологические приемы, направленные на предупреждение “старения” и стабилизацию системы.

Таким образом, в основе приготовления буровых растворов с конденсированной твердой фазы лежит получение соединений, получаемых при смешивании двух или более электролитов и имеющих растворимость значительно меньшую, чем исходные вещества. При этом в системе создается пересыщение по отношению к этому соединению, и оно начинает выделяться в твердом виде. В зависимости от основного состава выделившейся фазы полученные системы подразделяют на *гидрогели* (конденсированная фаза – гидроксиды поливалентных металлов) и *солегели* (дисперсии труднорастворимых солей).

Типы гидрогелей конкретизируют по названию катиона. Например, гидрогель магния, железа, цинка и тому подобное.

Солегели называют в зависимости от аниона. Например, сульфатный, карбонатный, силикатный и другие. Однако есть некоторые исключения из правил. Так, солегель, выделившейся фазой которого является сульфат кальция, носит название *гипсовый*.

Основные составы и область применения различных буровых растворов с конденсированной твердой фазой представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Составы буровых растворов с конденсированной твердой фазой

Название раствора	Основные компоненты раствора	Область применения
1	2	3
Гидрогель магния	Вода, бишофит или рапа, щелочная затравка, органический стабилизатор	Хемогенные отложения, вскрытие пластов с АВПД
Калийно-магниевый гидрогель	Вода, карналлит или бишофит, хлорид калия, щелочная затравка, органический стабилизатор	Глинисто-солевые породы (подсолевые отложения)
Гидрогель железа	Вода, сульфат железа, щелочная затравка	Хемогенные отложения
Гидросолегель алюминия	Вода, сульфат алюминия, жидкое стекло, каустическая сода, стабилизатор	Хемогенные отложения
Гидрогель цинка	Водный раствор хлорида цинка, каустическая сода, стабилизатор	Вскрытие продуктивных пластов
Гипсовый солегель	Вода, сульфат магния, хлорид кальция, стабилизатор	Вскрытие хемогенных отложений и продуктивных пластов

Окончание таблицы 3.9

1	2	3
Силикатный соле-гель	Вода, жидкое стекло, хлорид кальция или пластовая вода, стабилизатор	Хемотропные отложения
Карбонатный соле-гель	Вода, кальцинированная сода, хлорид кальция или магния, стабилизатор	Хемотропные отложения
Коллоид-полимерный раствор (Горонович В.С.)	Вода, хлорид алюминия, каустическая сода, мел, стабилизаторы	Вскрытие продуктивного пласта, основа для получения стабилизированных пен

Тем не менее, перечисленные буровые растворы – это только часть систем, которые могут быть получены методом конденсирования. В принципе, при получении растворов с органической твердой фазой также может быть реализован данный метод. Например, в гелегуматных растворах твердой фазой служит гумат магния или других поливалентных катионов, который образуется при обработке натриевой или калиевой соли гуминовых кислот хлоридами или сульфатами магния, алюминия и тому подобное.

Основным негативным моментом при использовании буровых растворов с конденсированной твердой фазой является их термодинамическая неустойчивость, то есть они со временем утрачивают агрегативную стабильность (несмотря на интенсивное перемешивание и даже некоторую химическую обработку), происходит «старение» геля – переход системы из неравновесного состояния (аморфное состояние) в равновесное. Это связано с тем, что свежесформированные осадки обладают, как правило, сильно развитой поверхностью и соответственно избыточным запасом свободной поверхностной энергии. Но при образовании новой фазы из пересыщенных растворов имеет место и другой процесс – упорядочение кристаллической решетки, и осадок выпадает в кристаллическом виде. Скорость перехода аморфных образований в кристаллическое состояние во многом зависит от природы конденсируемой фазы.

Для предупреждения старения геля и сохранения стабильности системы под руководством О.К. Ангелопуло разработаны различные методы, направленные либо на модифицирование поверхности новообразований, либо на увеличение центров кристаллизации. Исследования показали, что на процесс выделения твердой фазы в солегелях влияет ряд факторов, таких как: наличие в растворе посторонних веществ, свойства этих веществ, количество и момент введения в “маточный” раствор. Для замедления кристаллизации и получения мелких частиц новообразований в солегелях наиболее эффективны универсальные добавки (как и в других растворах на водной основе) – органические стаби-

лизаторы. Молекулы органических веществ адсорбируются на поверхности частиц и препятствуют проникновению в них пересыщенного раствора. При этом уменьшается и свободная поверхностная энергия, что способствует созданию условий термодинамической устойчивости системы. Даже если адсорбционная активность реагентов невелика, то они накапливаются на гранях частиц, замедляя скорость их роста (Рисунок 3.5).

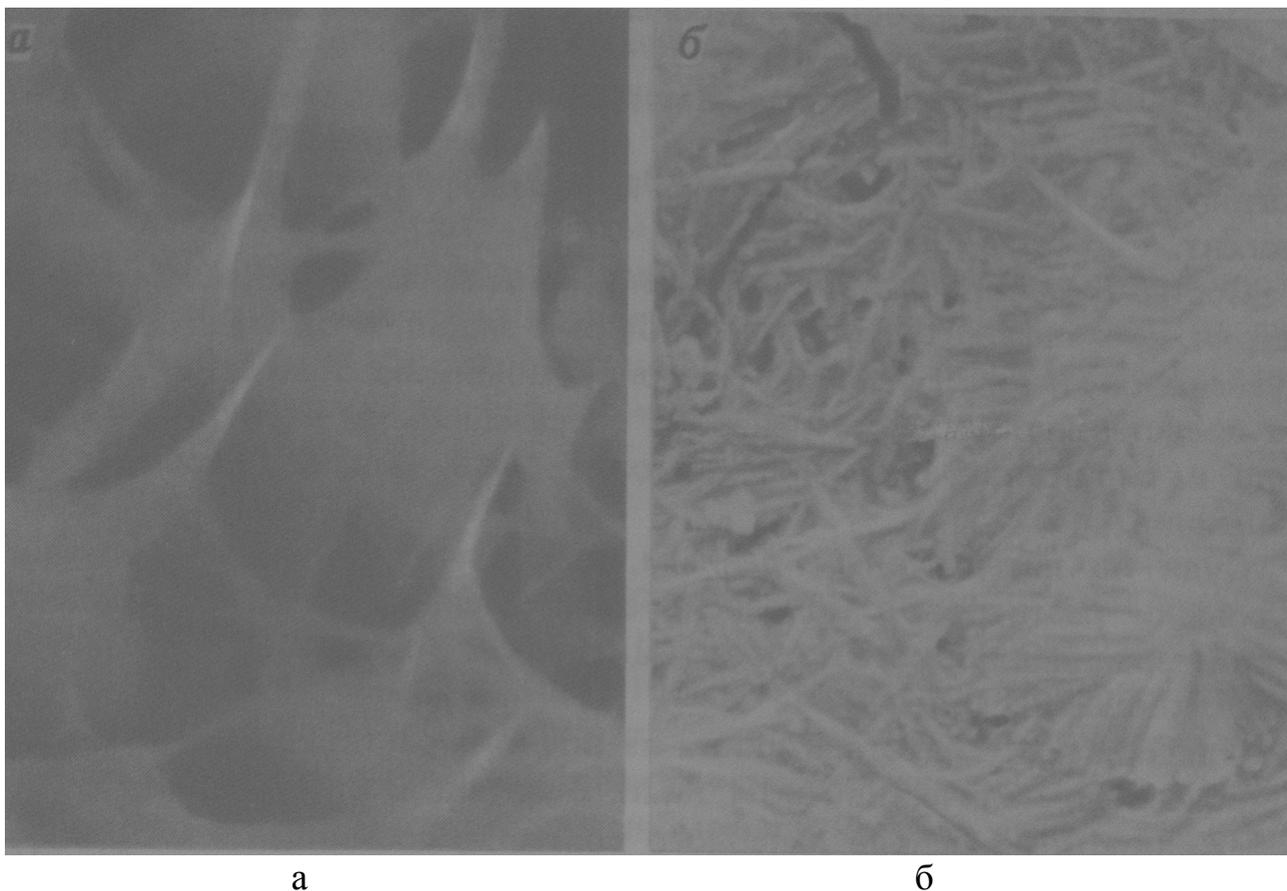


Рис. 3.5. Микрофотография зародышей (а) и кристаллов гипса (б), образованных при взаимодействии 0,25 н растворов $MgSO_4$ и $CaCl_2$

Так как скорость кристаллизации при получении солегелей в промышленных условиях определить достаточно трудно, то предложен способ, согласно которому органический реагент-стабилизатор вводится непосредственно в один из электролитов еще до смешивания его с другими электролитами и образования осадка. Предложенный способ носит название «способ регулирования дисперсности» (способ РД). Чаще всего в качестве такого регулятора используются небольшие добавки лигносульфонатов (КССБ).

Из кристаллохимии известно, что зародыши на готовой поверхности образуются значительно быстрее, чем в объеме раствора, а центры кристаллиза-

ции могут возникать практически на любой поверхности, на которой из пересыщенных растворов сорбируются молекулы кристаллизующегося вещества. Затем этот слой уплотняется, и в нем формируются кристаллы, выполняющие в свою очередь функции затравок кристаллизации.

Таким образом, для приготовления стабильных конденсированных дисперсий можно направленно использовать вводимые примеси для управления процессом конденсации. Однако эти примеси подвергаются предварительной обработке с целью химического активирования.

«Способ активированной затравки» (способ АЗ) заключается в том, что раствор реагента – осадителя (гелеобразователя) добавляется в смеси с тонкоизмельченными частицами различных материалов. Так как данный способ обладает селективным действием, то затравка должна быть изоморфна с осаждаемыми частицами (иметь сходную кристаллическую структуру и вещественный состав). Так, например, в гидрогеле магния считается наиболее эффективной добавка в щелочной раствор-осадитель асбеста, поверхность которого изоморфна с гидроксидами и оксихлоридами (Рисунок 3.6). Функции активированной затравки могут выполнять суспензии предварительно сконденсированных частиц гидроксида магния, тонкодисперсных частиц мела, гидролизного лигнина, извести и тому подобное. Содержание последних в растворе каустической соды составляет 2-3%.

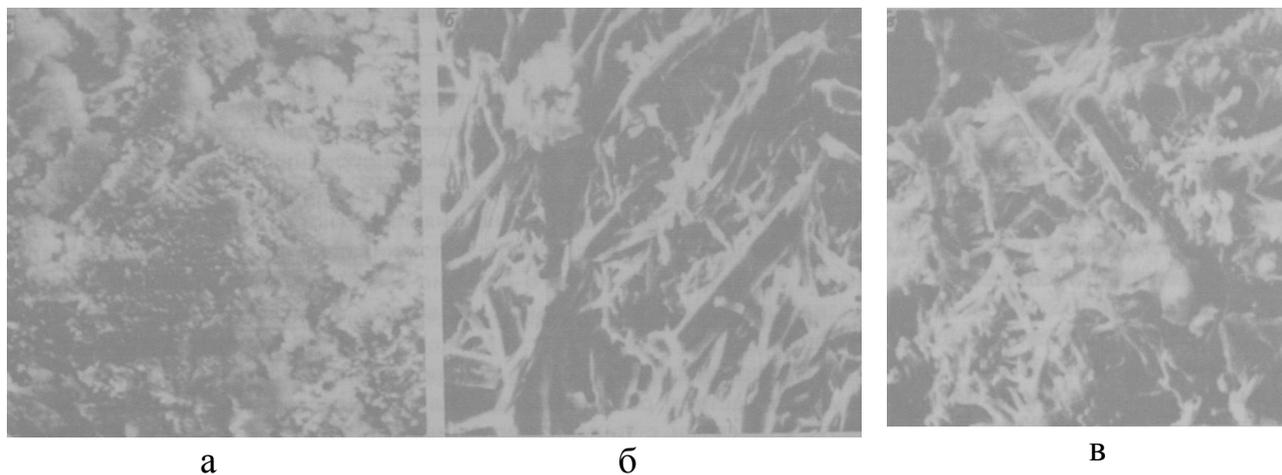


Рис. 3.6. Микрофотографии (x800) отмытых водой фильтрационных корок:
а – гидрогель магния;
б – взвесь асбеста в воде;
в – гидрогель магния с щелочной асбестовой затравкой

3.6.1 Технология гидрогелей

Гидрогелевая система представляет собой, как было сказано выше, буровой раствор с конденсированной твердой фазой (зародыш кристаллизации – труднорастворимые или нерастворимые гидроксиды металла). Конденсация начинается с выделения микроскопических аморфных частиц, которые затем укрупняются и принимают форму и строение кристаллов. Для ускорения процесса приготовления бурового раствора и обеспечения в дальнейшем стабильности (замедление старения) было предложено использовать метод активированной затравки (АЗ) [19]. В качестве активированной затравки, как отмечалось ранее, могут использоваться известь CaO , окись магния MgO и другие. Затравка играет роль ядра кристаллизации, на поверхности которого химически адсорбируются ионы металла. Для создания благоприятных условий она предварительно смешивается с щелочным компонентом. Ниже рассмотрим технологию приготовления гидрогеля (на примере гидрогеля магния).

В качестве источника иона магния используют бишофит ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) или карналлит ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). В качестве гелеобразователя вводят каустическую соду, активированная затравка – окись магния или кальция. Для стабилизации свойств гидрогеля магния предпочтительнее применять крахмальные реагенты или их комбинацию с КМЦ или КССБ. При этом соблюдается определенная последовательность действий.

1) В гидросмесителе растворяют расчетное количество соли хлорида магния (бишофит или карналлит).

2) Отдельно с помощью любого перемешивающего устройства (ФСМ, глиномешалка, цементировочный агрегат и другие) готовят суспензию щелочной активированной затравки, то есть в раствор щелочи добавляют, в данном конкретном случае, окись магния (можно заменить известью, палыгорскитом, асбестом и тому подобное).

3) Через гидросмеситель в раствор соли добавляют щелочную суспензию.

4) Перемешивают в течение 20-30 минут (до СНС за 1 минуту – 30-40 дПа) и вводят в циркуляцию.

5) Готовую суспензию обрабатывают по циклу органическими реагентами. Например, 2-3% крахмального реагента, который может быть заменен ОЭЦ, ГЭЦ (сульфоцелл), КМОЭЦ (первоцелл), комбинацией крахмального реагента и КМЦ, крахмального реагента и КССБ и так далее).

На период приготовления и стабилизации гидрогелевой системы рекомендуется использовать роторный способ бурения.

3.6.2 Технологические особенности солегелей

Солегель готовят с использованием высокопроизводительных гидромешалок в определенной последовательности:

1) Растворяют одну из солей (например, сульфат алюминия) и добавляют органический стабилизатор (например, КССБ в количестве 1-2 кг/м³, КМЦ – 10-15 кг/м³, олеогель битума в дизельном топливе – до 50 кг/м³).

2) При перемешивании солевой раствор обрабатывают второй солью (например, хлоридом кальция) в расчетных количествах.

3) Через 30-40 минут готовый солегель (в данном случае – гипсовый) направляют в циркуляционную систему и обрабатывают понизителем фильтрации (крахмальные реагенты, ОЭЦ илисульфоцелл, КМОЭЦ или первоцелл, крахмальный реагент совместно с КМЦ, крахмальный реагент с КССБ и так далее).

3.6.3 Регулирование технологических свойств

Эффективной стабилизирующей и пластифицирующей способностью в конденсированных системах обладают смазочные добавки на основе жидких углеводов, реагенты компаунды, получаемые при обработке сырой нефти солями поливалентных катионов, и микроэмульсии. Практика использования буровых растворов с конденсированной твердой фазой показала эффективность стабилизации суспензией окисленного битума в углеводородной жидкости, микроэмульсией, состоящей из углеводородной фазы (10%-ная суспензия битума в Т-80) и водной фазы (10%-ный раствор сульфонола).

Для регулирования фильтрационных свойств в процессе углубления скважины может использоваться любой солеустойчивый органический стабилизатор. Предпочтение отдается крахмальным реагентам, неионогенным эфирам целлюлозы (например, ОЭЦ, ГЭЦ, Сульфоцелл и так далее) и лигносульфонатам (например, КССБ).

Структурно-механические свойства поддерживаются периодическими обработками свежеприготовленным раствором.

Библиографический список

1. Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов [Текст] / И.Н. Резниченко. – М.: Недра, 1982. – 230 с.
2. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы [Текст]: учеб. пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
3. Справочник инженера по бурению. Т.1. [Текст] / В.И. Мищевич и [др.]; под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М.: Недра, 1975. – 480 с.
4. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов [Текст] / В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1990. – 142 с.
5. Булатов А.И. Технология промывки скважин [Текст] / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 264 с.
6. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы [Текст] / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес.– М.: Недра, 1985.– 160 с.
7. Уляшева Н.М. Технология полимерных буровых растворов [Текст]: учеб. пособие для вузов / Н.М. Уляшева. – Ухта: Ухтанефтегазгеология, 1992. – 92 с.
8. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам [Текст] / А.Н. Ананьев. – Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз, 2000. – 142 с.
9. Кондрашев О.Ф. Физико-химическая механика полисахаридных буровых растворов [Текст] / О.Ф. Кондрашев // Башкирский химический журнал. – 2004. – №1. – С. 65-68.
10. Применение безглинистых полимерсолевых растворов [Текст] / Н.И. Крысин, А.М. Ишмухаметова, М.Р. Мавлютов. – Пермь, 1982. – 98 с.
11. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов [Текст] / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1976. – 520 с.
12. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М: Недра, 1985. – 509 с.
13. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
14. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении [Текст] / В.С. Войтенко. – М.: Недра, 1990. – 252 с.
15. Сеид-Рза М.К. Устойчивость стенок скважин [Текст] / М.К. Сеид-Рза, Ш.И. Исмайылов, Л.М. Орман. – М.: Недра, 1981. – 189 с.

16. Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов [Текст]: РД 39-2-813-82. – Краснодар, 1982. – 11 с.

17. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения [Текст]: РД 39-0147009-723-88. – Краснодар, 1988. – 42 с.

18. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов [Текст] / В.Л. Михеев. – М.: Недра, 1979. – 301 с.

19. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий [Текст] / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1989. – 135 с.

20. Уляшева Н.М. Технология буровых промывочных жидкостей [Текст]: учеб. пособие для вузов / Н.М. Уляшева: учеб. пособие для вузов. – Ухта. – 1997. – 54 с.

4. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Буровые растворы на водной основе обладают рядом свойств, которые могут оказывать негативное влияние на качество вскрытия продуктивных пластов, устойчивость стенок скважин в терригенных отложениях, а также вызывать растворение сульфатно-галоидных пород. В связи с этим с 20-ых годов прошлого столетия начались работы по созданию дисперсных систем, в которых влияние водной фазы исключалось бы полностью, то есть дисперсионная среда представляла бы собой неполярную жидкость. Первыми системами на углеводородной основе явились так называемые *безводные суспензии*, в которых средой являлась сырая нефть, а дисперсной фазой – окисленный битум (сложная смесь высокоокисленных органических веществ с температурой размягчения 140-160°C), ламповая или газовая сажа и тому подобное. Такая система была эффективна при бурении мелких скважин в отсутствие пород повышенной влажности и водопроявлений. Для предупреждения технологических осложнений с буровыми растворами при попадании пластовых вод в составы были добавлены материалы, содержащие окись кальция (известь), поверхностно-активные вещества и незначительное количество воды. В последние годы безводные суспензии практически не используются из-за ряда негативных моментов, в частности, экологических проблем и стоимости. На смену этим системам пришли эмульсии второго рода (обратные). Впервые обратные эмульсии или гидрофобные эмульсионные растворы были использованы в качестве перфорационных жидкостей на скв. 1 Дункан-Лавс Юнит в 1953 г. [1]. Промышленное использование за рубежом зарегистрировано в 60-ых годах, а в Советском Союзе – в начале 70-ых годов (благодаря работам Л.К. Мухина и его учеников) как для вскрытия продуктивных пластов, так и для строительства скважин в глинистых и хемогенных породах. Если безводные суспензии относятся к растворам с низким содержанием водной фазы (до 3%), то в эмульсиях содержание воды может достигать 75% об. (была предложена рецептура, в которой объемное содержание минерализованной воды достигало 95%). В среднем же количество воды составляло 30-40% об. Обратные эмульсии могли содержать комбинированную дисперсную фазу, то есть воду и гидрофобный твердый материал.

4.1 Безводные суспензии

Безводные суспензии, как уже было сказано выше, представляли собой загущенную нефть или суспензию с небольшим содержанием твердой фазы.

Они имеют практически нулевую фильтрацию и обладают высокой термостойкостью, которая зависит только от температуры вспышки углеводородной жидкости. В качестве углеводородной основы можно использовать сырую нефть (без легких фракций), дизельное топливо или синтетические углеводороды. Выбор нефти для приготовления безводной суспензии осуществляется по содержанию ароматических углеводородов и температуре вспышки. Содержание ароматических углеводородов определяют по температуре, при которой происходит взаимное растворение углеводородной жидкости и анилина, взятых в равных количествах (анилиновая точка). Если эта температура составляет $68,5^{\circ}\text{C}$, то такую нефть можно использовать для приготовления раствора [2]. Нефть чаще всего заменяют дизельным топливом марок ДЛ (летнее) и ДЗ (зимнее), содержащим определенное количество ароматических углеводородов. Дизельное топливо марки ДЛ имеет следующие характеристики:

- температура вспышки – 61°C и температура замерзания – $(-10)^{\circ}\text{C}$.
- дизельное топливо марки ДЗ – соответственно 50°C и $(-45)^{\circ}\text{C}$.

В качестве дисперсной фазы основную роль играют окисленный битум (товарные названия: блэк мэдрик, Еcomod и другие); асфальты (Емес-Tone, Емес, Oiltone, Messina и другие); органофильная глина (например, Geltone, Baroid, Есо-obgel, Ecofluhds, Емес-Vis, Емес, Optivis, Newpark и так далее) и алкиламмонийгуматы. Высокоокисленный битум играет роль структурообразователя и обеспечивает низкую фильтрацию до температуры $100-120^{\circ}\text{C}$. Оптимальное соотношение в битуме между асфальтенами и смолами должно находиться в пределах 2,5:1. Органофильные глины, как уже отмечалось в предыдущей главе, получают обработкой гидрофильного материала *алифатическими аминами*, имеющими в цепи более 12 атомов углерода. В результате реакции замещения в кристаллической решетке бентонитов образуются органо-минеральные комплексы, взаимодействующие с углеводородной жидкостью и образующие гелеобразные системы.

Для улучшения структурно-механических свойств, повышения стабильности суспензии в процессе бурения и при повышении температуры, а также для снижения времени приготовления суспензии в раствор дополнительно вводят окись кальция (негашеную известь активностью не ниже 50%). Оптимальное соотношение между известью и битумом составляет от 1:1 до 1:2. Требуемое количество извести (в кг) для связывания свободной воды определяется по формуле [3]:

$$Q = 3,11Vb/a, \quad (4.1)$$

где 3,11 – постоянный коэффициент; V – объем раствора в м^3 ;

b – содержание воды в растворе в %;

a – содержание активной окиси кальция в негашеной извести в %.

Поверхностно-активные вещества, такие как: сульфонол, Емес spot (Емес), Goldsurf (Deer South), обеспечивают гидрофобизацию выбуренной породы и утяжелителя.

Технология безводной суспензии состоит из подготовительных работ, приготовления и утяжеления раствора, закачки его в скважину и регулирования свойств в процессе углубления. Подготовительные работы включают большой объем операций: чистка емкостей, монтаж автономной системы циркуляции, устройство системы подогрева, устранение возможных утечек, герметизация желобной системы и емкостей, установка дополнительных гидромониторов, опрессовка всех растворопроводов и проверка задвижек, дополнительные противопожарные мероприятия и инструктаж буровой бригады.

Рассмотрим технологию приготовления безводной суспензии на примере известково-битумного раствора (ИБР) следующего состава: в 1 м^3 ИБР содержится 650 л дизельного топлива, 150-250 кг высокоокисленного битума, 200 кг негашеной извести, 20-40 л сульфонола, 20-30 л воды и барит:

а) гидромешалка заполняется дизельным топливом;

б) вводят известь;

в) в течение 3-х часов добавляют воду с $3/4$ расчетного количества сульфонола;

г) после разогрева смеси до $60-65^\circ\text{C}$ через смесительную воронку при работе гидросмесителей в нее добавляется битумный порошок (12-20 % от объема углеводородной жидкости);

д) готовый раствор сливают в рабочие емкости;

е) заготовив необходимый объем раствора, очищают гидромешалку от примесей извести и по циклу емкости-насосы-манифольд-смеситель вводят оставшуюся часть ПАВ;

ж) готовая суспензия утяжеляется баритовым материалом через смесительную воронку до необходимой плотности.

Перед закачкой в скважину обязательно вводят буферную жидкость для предупреждения смешивания с водным буровым раствором из расчета не менее

200 м по стволу скважины. В качестве буферной жидкости используют загущенную углеводородную жидкость.

Для восполнения бурового раствора, а также для регулирования свойств используется загущенный известково-битумный концентрат.

Для увеличения реологических характеристик суспензии вводят дополнительное количество битума или другого структурообразователя в количестве 1-2% или негашеной извести 3-5%.

При увеличении реологических свойств вследствие избыточного содержания битума, извести, барита, выбуренной породы или воды необходимо обработать ПАВ. При высокой температуре выходящего раствора, а также в летнее время вязкостные свойства могут повышаться из-за уменьшения углеводородной основы (испарения). В этом случае необходимо восполнение раствора. Как правило, единовременная добавка дизельного топлива не должна превышать 2% от объема раствора.

Снижение фильтрации обеспечивается введением структурообразователя или ПАВ. Последнее предпочтительно использовать в случае седиментации утяжелителя или выбуренной породы.

4.2 Обратные эмульсии

Обратные эмульсии или гидрофобно-эмульсионные буровые растворы (ГЭР), или инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР) представляют собой систему из двух несмешивающихся жидкостей, в которой в качестве непрерывной фазы (дисперсионной среды) используются жидкие углеводороды, а основной дисперсной фазой является минерализованная вода. В ГЭР дисперсная фаза может быть комбинированной, то есть жидкая и твердая. Причем, твердая фаза должна обладать гидрофобными свойствами, то есть, как и в безводных суспензиях это: окисленный битум, асфальты, органофильная глина и алкиламмоний-гуматы. Процесс эмульгирования состоит из диспергирования (образования капелек дисперсной фазы в дисперсионной среде) и их стабилизации.

Отличительной особенностью обратных эмульсий является их крайняя термодинамическая неустойчивость, которая сопровождается агрегатированием капелек воды, переходящим в коалесценцию или обращение фаз (Рисунок 4.1 [1]). При этом коалесценция приводит к седиментационному разделению фаз, а обращение – к образованию из обратной эмульсии (В/М) прямой (М/В).

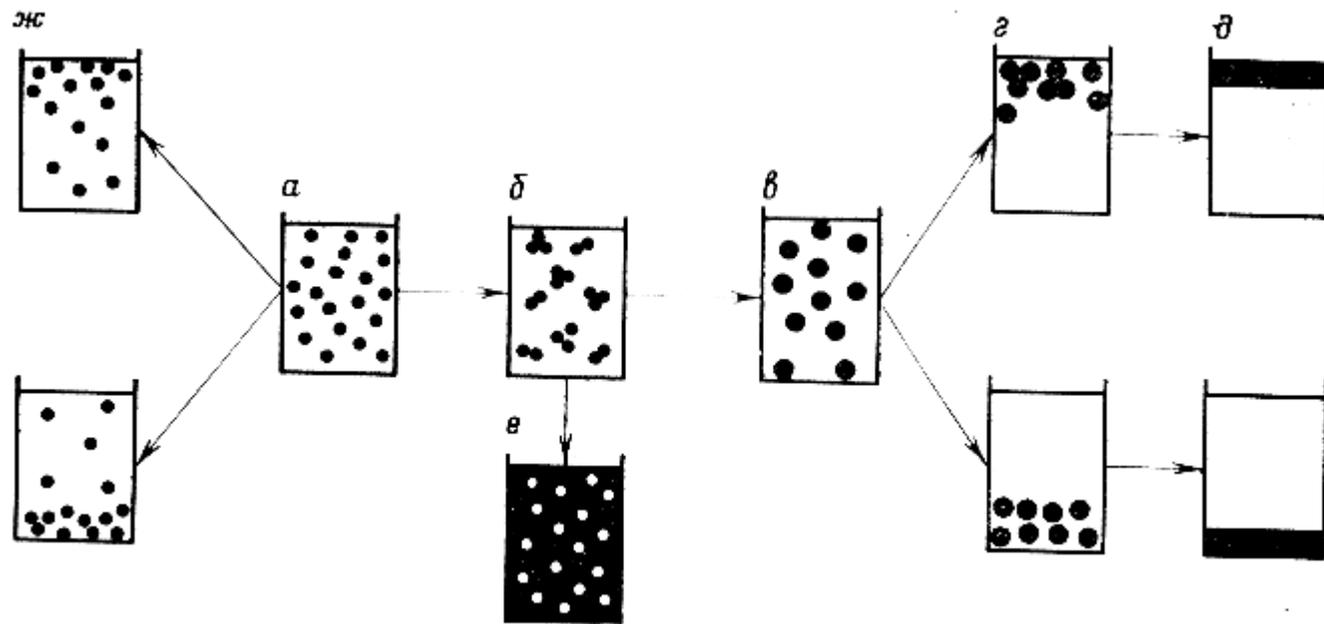


Рис. 4.1. Виды нестабильности эмульсии:
 а – стабильная эмульсия; б – флокуляция (агрегатирование); в – коалесценция;
 г, ж – седиментация; д – расслоение фаз; е – обращение фаз

Такой же процесс возможен в прямой эмульсии и связан он с переходом прямой (М/В) в обратную (В/М). На рисунке 4.2 показан механизм фазового обращения прямой эмульсии, в которой в качестве стабилизаторов использовались два поверхностно-активных вещества (холестирол – высокомолекулярный ПАВ, натрийцетилсульфат – анионоактивный ПАВ I-го рода), а поверхность раздела фаз заряжена отрицательно [1].

Если водная фаза содержит поливалентный катион, то, во-первых, происходит нейтрализация поверхностного заряда, а во-вторых, изменяется природа эмульгатора, то есть он переходит в ранг стабилизатора обратных эмульсий. Эти процессы являются предпосылкой для объединения глобул углеводородной жидкости в агрегаты за счет действия сил межмолекулярного притяжения. Затем капельки дисперсной фазы сначала растягиваются, превращаются в пленки, и затем образовавшиеся пленки охватывают дисперсионную среду, которая в результате этого становится дисперсной фазой [4]. Обращение фаз возможно и при повышении в эмульсии твердого материала, который не смачивается молекулами дисперсионной среды. Например, при увеличении концентрации выбуренной породы в обратной эмульсии или применении в ней утяжелителя для буровых растворов на водной основе. На возможность фазового обращения влияют также тип и концентрация ПАВ, температура и вязкость дисперсионной среды.

Коалесценция – это процесс агрегатирования жидкой дисперсной фазы (глобул), которая сопровождается уменьшением свободной поверхностной энергии. При этом дисперсная система переходит в более устойчивое термодинамическое состояние. Седиментационная нестабильность (как результат коалесценции) наблюдается, как правило, в эмульсиях с низкой концентрацией дисперсной фазы. Чем больше расстояние между глобулами, тем больше возможность расслоения.

Для предупреждения вышеперечисленных процессов в гидрофобной эмульсии создаются необходимые условия как для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз, так и для повышения стабильности эмульсионного раствора. Устойчивость обратных эмульсий объясняется в первую очередь наличием на поверхности раздела фаз структурно-механического барьера, состоящего из микрокапелек эмульсии и адсорбированных молекул поверхностно-активных веществ.

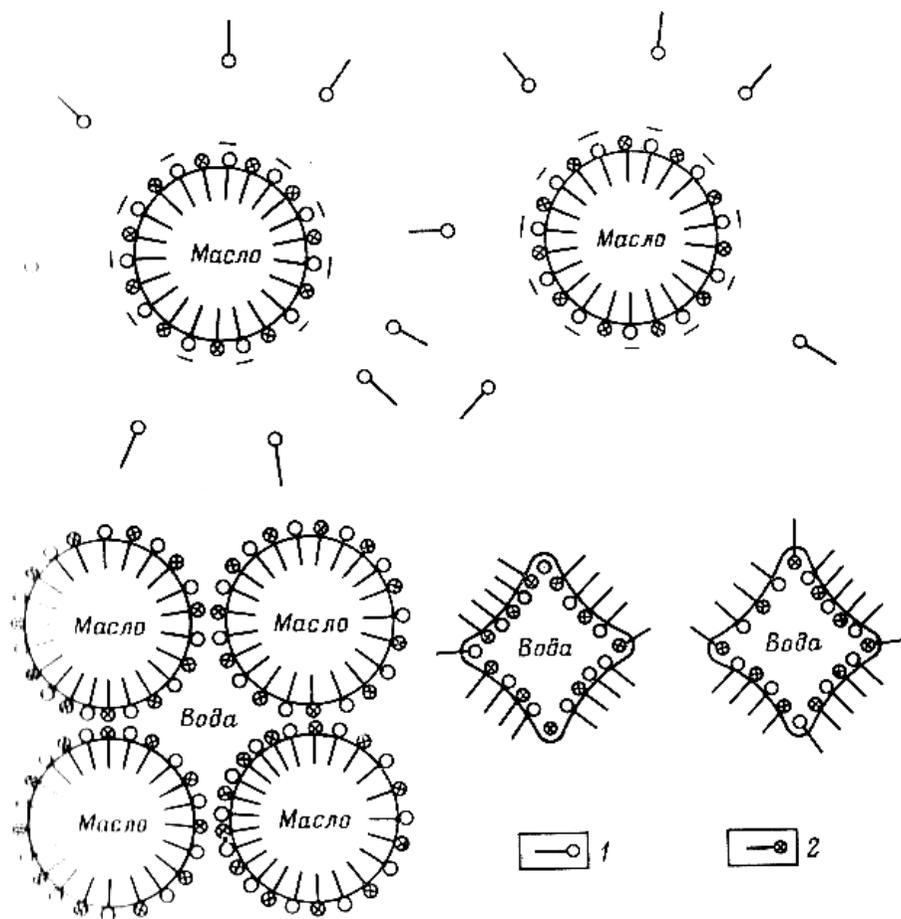


Рис. 4.2. Механизм фазового обращения по И.Ш. Шульману и Е.Г. Кокбейну:
 1 – натрийцетилсульфат; 2 – холестерол

На устойчивость эмульсии оказывает влияние и наличие твердого эмульгатора и микрочастиц дисперсной фазы, которые служат «броней» капелек воды. Считается, что устойчивость может обеспечиваться и двойным электрическим слоем из-за некоторой диссоциации в неполярных средах эмульгатора [1, 4, 5]. Такое явление возможно только в сильно разбавленных эмульсиях, а в прямых эмульсиях ДЭС обуславливает существование энергетического барьера (Рисунок 4.3).

Защитный слой можно представить состоящим из трех частей: монопленки стабилизатора и двух прослоек – водной и неводной, связанных с полярными и неполярными частями эмульсии. Устойчивые эмульсии можно получить только при такой концентрации ПАВ (эмульгатора), при которой вся поверхность дисперсной фазы заполнена его молекулами (Рисунок 4.4).

Эмульгирующее действие как ионогенных, так и неионогенных ПАВ тем эффективнее, чем лучше сбалансированы полярные и неполярные части молекулы эмульгатора между фазами эмульсии. Сбалансированность молекул эмульгатора определяется, с одной стороны, длиной углеводородной цепи (сродством к неполярной среде), а с другой – сродством полярной группы к воде. Только в этом случае молекула эмульгатора будет находиться на межфазной поверхности. Однако одним из условий является превалирующее действие одной или другой части молекулы. Например, превалирование полярной группы над неполярной приводит к образованию прямой эмульсии (эмульгатор первого рода) и, наоборот, превалирование неполярной – к образованию обратной эмульсии (эмульгатор второго рода).

Наиболее устойчивые обратные эмульсии получают при использовании высокомолекулярных ПАВ с невысокой величиной гидрофильно-липофильного баланса ГЛБ (3-6), которые на поверхности раздела фаз образуют трехмерную сетку, представляющую собой беспорядочное переплетение цепей полимеров. Наибольшей стабилизирующей способностью обладают поверхностно-активные вещества на основе синтетических жирных кислот и сложных эфиров, такие как: СЖК, эмультал, укрामин, пенозолин, Ez Mul, Invermul (Baroid), Magma-Vert (ВН INTEQ), ИКМУЛ (М-1, ИКФ) и другие.

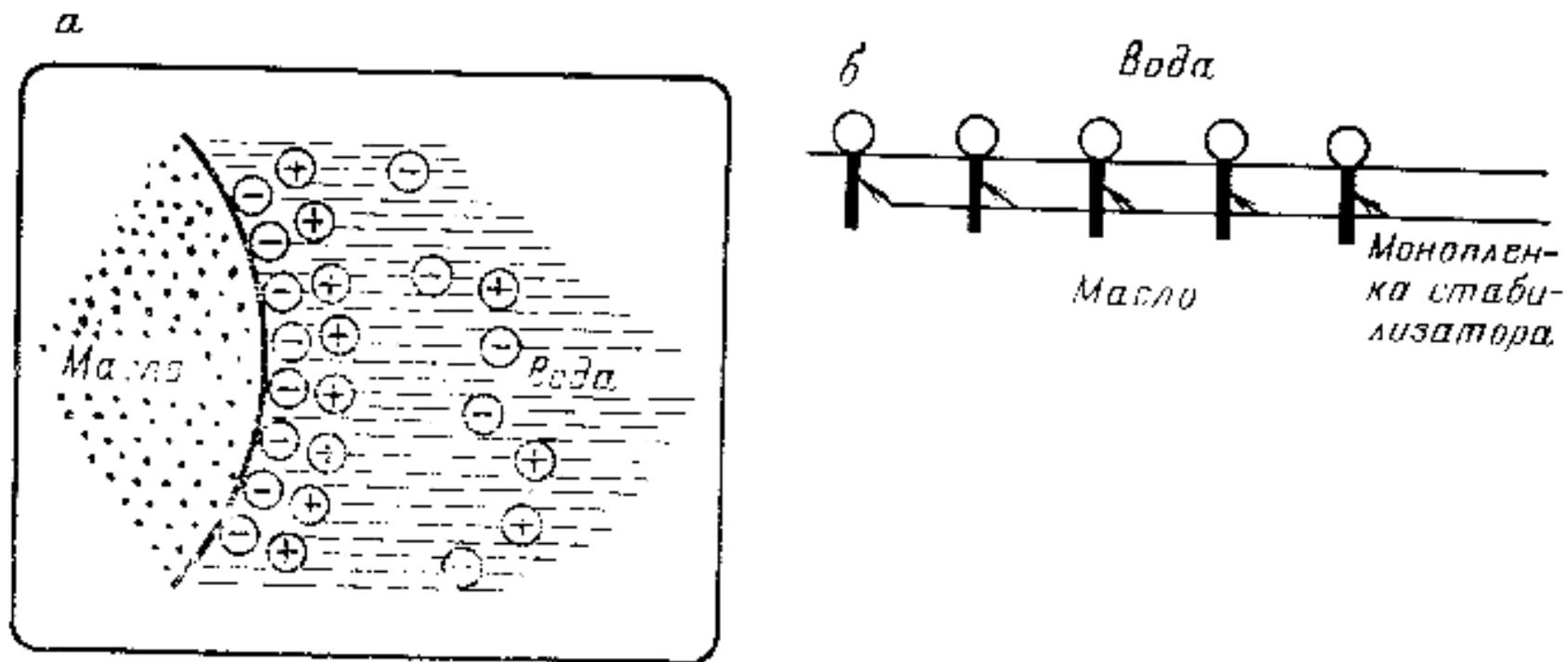
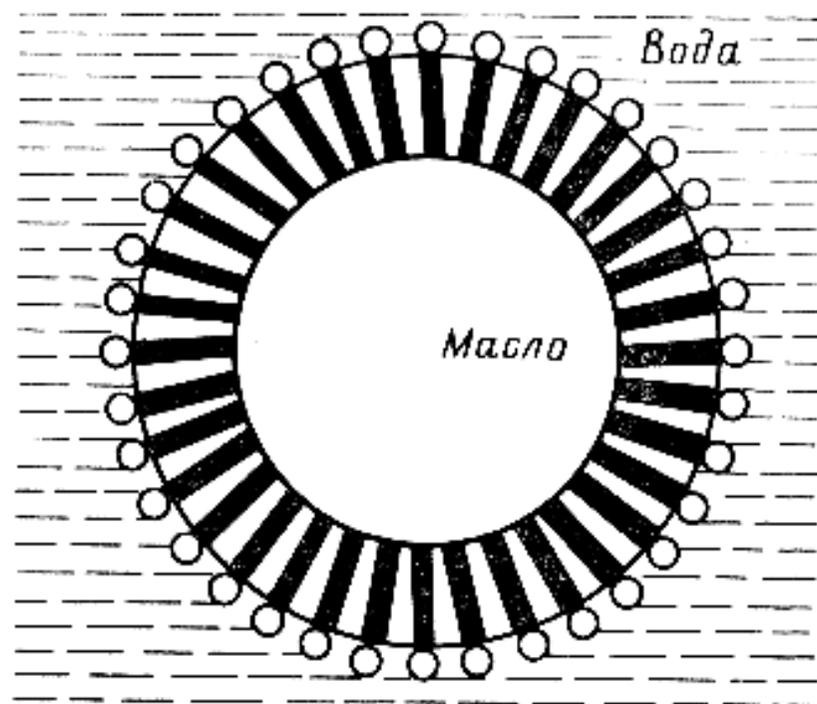
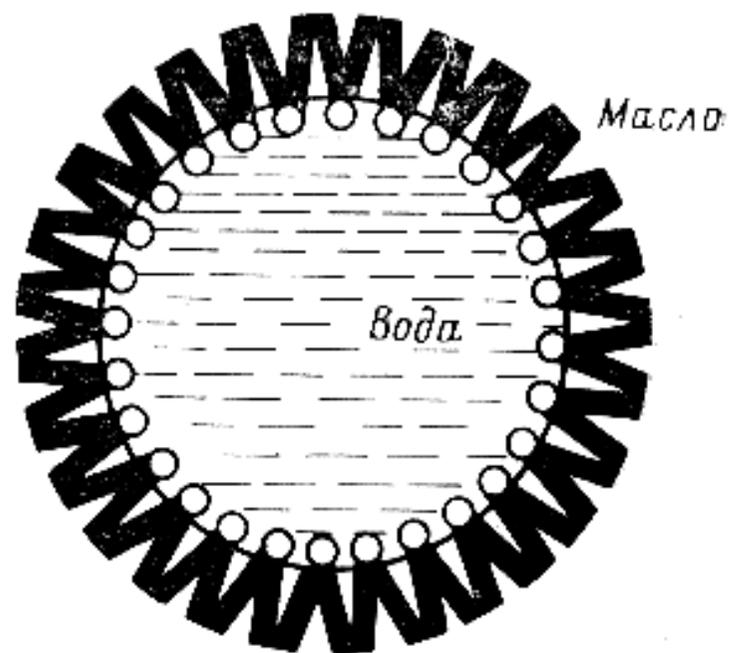


Рис. 4.3. Схема стабилизации эмульсии М/В двойным электрическим слоем (а) и монослоем дифильных молекул (б)



а



б

Рис. 4.4. Схема стабилизации эмульсий типа М/В (а) и В/М (б)

Устойчивость эмульсии может значительно увеличиться за счет стабилизации границы твердыми высокодисперсными (активными) наполнителями. Активные наполнители должны отвечать следующим требованиям: размер частиц должен быть значительно меньше размера глобул; частицы должны иметь определенный угол смачивания в системе углеводородная среда-вода-твердая фаза. Смачиваемость, а следовательно, и адсорбция на поверхности раздела фаз зависят от природы материала. Например, двуокись кремния является гидрофильным материалом и будет служить эмульгатором в прямой эмульсии, а газовая сажа как гидрофобный материал – в обратной эмульсии. К твердым эмульгаторам можно отнести асфальты, окисленный битум, твердый диспергированный парафин, Oil Faze (M-I-Svaco), Dynamul 204 (Newpark), Ikloss (ИКФ) и другие. Устойчивость обратной эмульсии к фазовому обращению характеризуется параметром «электростабильность», который определяется величиной напряжения на электродах при протекании между ними определенного по величине тока утечки (низких значениях силы тока) [6]. Этот параметр позволяет оценить влияние различных факторов на устойчивость обратных эмульсий (Рисунок 4.5) и контролировать текущее состояние бурового раствора. Анализ результатов использования обратных эмульсий показал, что раствор стабилен при электропроводности (U) более 120 в. Таким образом, устойчивость зависит от скорости перемешивания (чем выше скорость, тем выше стабильность), соотношения фаз, степени минерализации и содержания активного наполнителя.

4.2.1 Требования к выбору состава гидрофобных эмульсий

Как отмечалось ранее, в качестве дисперсионной среды в гидрофобных эмульсиях используется углеводородная жидкость: нефть, дизельное топливо, специальные синтетические биоразлагаемые углеводородные жидкости. При подборе углеводородной фазы необходимо исходить из того, что температура вспышки приготовленной эмульсии должна на 30°C превышать температуру выходящего из скважины раствора [7]. Несмотря на то, что температура вспышки готовой эмульсии значительно выше, чем у исходных углеводородов, на начальной стадии приготовления требуется учитывать и их температуру вспышки. Вторым обязательным условием при выборе состава дисперсионной среды и технологии приготовления и эксплуатации раствора является степень токсичности углеводородов, а содержание паров в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

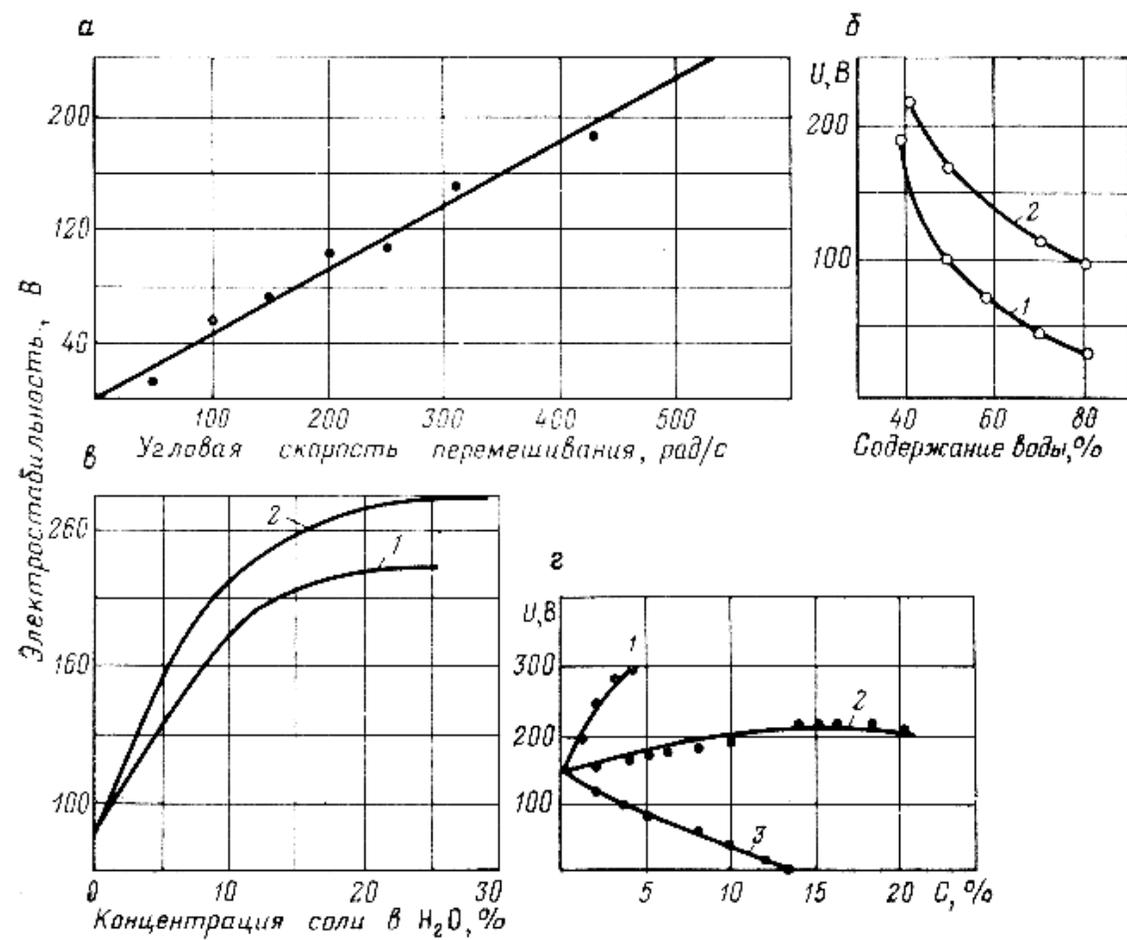


Рис. 4.5. Характер изменения электростабильности ГЭР:

а – от интенсивности эмульгирования; б – от содержания водной фазы и эмульгатора:
 1-1% укрaмина; 2-1,5% укрaмина; в – степени минерализации водной фазы: 1 – NaCl;
 2 – CaCl₂; г – содержания твердого наполнителя: 1 – МАС-200; 2 – мел;
 3 – бентонитовый глинопорошок

Соотношение жидких фаз выбирается из условия сохранения агрегативной устойчивости, реологических и структурных характеристик на основе лабораторных исследований. Как правило, концентрация углеводородной фазы составляет от 30 до 50% по объему.

Водная фаза обратных эмульсий может быть представлена пресной, искусственно минерализованной и пластовой водой. Степень минерализации и состав воды зависят от геологических условий и назначения бурового раствора. Например, пресная вода используется в тех условиях, когда не требуется ограничений по активности водной фазы (небольшой период времени использования, устойчивые горные породы). Для регулирования активности водной фазы используются хлориды кальция, натрия, калия, магния, цинка, алюминия. Степень минерализации зависит от геологических условий бурения, то есть от требуемой активности водной фазы. Например, для бурения в хемогенных породах водная фаза насыщается той же солью для предупреждения кавернообразования.

При использовании обратных эмульсий в неустойчивых глинистых породах или для вскрытия продуктивных пластов водная фаза обрабатывается хлоридами калия или кальция.

Значительную роль в стабилизации и приготовлении обратных эмульсий играют поверхностно-активные вещества. Применение какого-то одного реагента не позволяет достичь необходимой стабильности, поэтому в обратной эмульсии, как правило, комбинируют компоненты. При этом основное поверхностно-активное вещество должно обладать хорошими эмульгирующими и стабилизирующими свойствами (первичный эмульгатор). В присутствии гидрофильной фазы (выбуренная порода и тому подобное), способствующей обращению фаз, в эмульсии должен присутствовать реагент, модифицирующий поверхность. К таким реагентам относятся ПАВ – гидрофобизаторы. Наиболее известным веществом является *сульфонол*. И, наконец, для повышения структурных характеристик и регулирования фильтрации требуется обработка соответствующими ПАВ. В последнем случае можно использовать смесь гудронов. Но, как правило, роль структурообразователей и понизителей фильтрации играют твердые эмульгаторы или присутствующая гидрофобная твердая фаза.

В таблице 4.1 представлены основные требования к компонентному составу гидрофобных эмульсий [1].

Таблица 4.1 – Выбор состава гидрофобно-эмульсионного раствора

Назначение эмульсии	Требования к эмульсии	Углеводородная фаза	Водная фаза	ПАВ	Твердая фаза	Наполнитель
1	2	3	4	5	6	7
1. Вскрытие солей	Инертна к породам	Нефть, дизтопливо и другие	Минерализованная	Солеустойчив	Нет специальных требований	–
2. Бурение в глинах	Инертна к породам	Нефть, дизтопливо и другие	Содержит хлориды калия, кальция	Гидрофобизатор	Нет специальных требований	–
3. Бурение при низких температурах и ММП	Устойчива при низких температурах	Дизельное топливо ДЗ	Минерализованная	Устойчив к низким температурам	Органофильная глина	–
4. Вскрытие пластов с АВПД	Пониженная фильтратоотдача	Нефть или загущенные углеводородные жидкости	Минерализованная	Стабилизатор	Органофильная глина, мел, органоуматы	Барит
5. Вскрытие пластов с АНПД	Пониженная фильтратоотдача и плотность	Нефть или загущенные углеводородные жидкости	Минерализованная	Стабилизатор	Отсутствует	–

В качестве примеров компонентного состава обратных эмульсий можно привести следующие:

а) ВИЭР [8]:

- нефтяная фаза 30-45% об.;
- минерализованная вода 50-60% об.;
- ПАВ (СЖК) 0,5-1,5% об.;
- органофильная глина 2,0-3,0% мас.

Технологические свойства:

- плотность 850-1230 кг/м³;
- условная вязкость 80-600 с;
- показатель фильтрации 0-5,0 см³/30 минут;
- статическое напряжение сдвига 1 мин./10 мин. – 0,1-2,5 Па/0,3-4,5 Па;
- электростабильность 100-450 в;

б) ИКИНВЕРТ [9]:

- водная фаза 500 л/м³;
- нефтяная фаза 500 л/м³;
- первичный эмульгатор (икмул) 30 л/м³;
- вторичный эмульгатор (иксорф) 20 л/м³;
- органофильный бентонит 5 кг/м³;
- хлорид кальция 50-200 кг/м³;
- известь 20 кг/м³.

Технологические свойства:

- плотность 900-1050 кг/м³;
- условная вязкость 40-60 с;
- показатель фильтрации 0,5-1,0 см³/30 минут;
- статическое напряжение сдвига 0 мин./10 мин.т – 1,0-2,0 Па/2,0-4,0 Па;
- электростабильность 200-300 в.

Некоторыми компаниями, работающими в сфере технологии буровых растворов, разработаны специальные составы гидрофобно-эмульсионных растворов, таких как EMUL HT, FAEPRO (M-I-Svaco), KLEEN-MUL-L (Messina), LE MUL (Baroid) и другие.

4.2.2 Приготовление и регулирование свойств гидрофобных эмульсий

Основным условием получения высокостабильных эмульсий является равномерное распределение водной дисперсной фазы в объеме углеводородной среды. Такое распределение можно получить при использовании гидро-

смесителей или прямой циркуляции (приемные емкости-насос-манифольд-скважина-приемные емкости) при обязательном соблюдении порядка ввода компонентов.

Рассмотрим приготовление одного из растворов (ИЭР), состоящего из следующих компонентов: дизельного топлива, воды, хлорида кальция, эмульгатора, органофильной глины, гидрофобизованного стабилизатора и барита. В начале в воде растворяется хлористый кальций и направляется в емкость для химических реагентов. В гидросмесителе растворяется в дизельном топливе ПАВ-эмульгатор. При перемешивании в этот раствор добавляется стабилизатор и органофильная глина. После выравнивания раствора в него вводится водный раствор хлорида кальция, и эмульсия перемешивается в течение 1-2-х часов.

При этом необходимо учитывать, что при вводе углеводородной суспензии в воду (обратный порядок) может образоваться высоковязкая паста. Утяжеление готовой эмульсии баритом осуществляется только при ее полной стабилизации.

При замене водного раствора на гидрофобную эмульсию и наоборот, а также при цементировании необходимо закачивать буферную жидкость, представляющую собой загущенную эмульсию.

Устойчивость гидрофобной эмульсии можно оценить не только по электростабильности, но и по показателю фильтрации. При этом можно различить следующие состояния эмульсионного раствора [1]:

- эмульсия седиментационно устойчива. Фильтрат представляет собой углеводородную фазу, а корка-эмульсию;
- эмульсия седиментационно устойчива. Фильтрат представляет собой углеводородную фазу с некоторым количеством эмульсии, а корка и – эмульсию с твердыми включениями;
- эмульсия сравнительно устойчива. Фильтрат представляет собой эмульсию, а корка не образуется, что говорит о недостаточной коркообразующей способности;
- эмульсия теряет седиментационную устойчивость. Фильтрат состоит из углеводородной жидкости и капелек воды;
- эмульсия седиментационно неустойчива. Фильтрат – прямая эмульсия.

Внешними признаками потери стабильности эмульсионного раствора является видимое разделение фаз, вспучивание в приемных емкостях, резкое снижение реологических характеристик, которые не повышаются при добавлениях воды. Основные рекомендации по обработке бурового раствора представлены в таблице 4.2 [1].

Таблица 4.2 – Рекомендации по регулированию свойств гидрофобных эмульсий

Цель обработки	Причины изменения параметров	Химическая обработка реагентами				
		углеводородная фаза	водная фаза	ПАВ	наполнитель	утяжелитель
Повышение плотности	1. Седиментация утяжелителя.	-	+	+	+	+
	2. Нефтепроявление.	-	+	+	+	+
	3. Водопроявление.	+	-	+	-	+
	4. АВПД	-	-	+	-	+
Повышение вязкости	Уменьшение водосодержания	-	+	+	-	-
Снижение плотности	1. АНПД.	+	+	+	-	-
	2. Нарботка твердой фазы	+	-	+	-	-
Снижение вязкости	1. Увеличение водосодержания.	+	-	+	-	-
	2. Нарботка твердой фазы	+	+	+	+	-
Снижение показателя фильтрации	Изменение соотношения фаз, повышение температуры и другие	-	+	+	+	-
Увеличение электростабильности	Изменение соотношения фаз, повышение температуры	+	-	+	+	-

Библиографический список

1. Токунов В.И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы [Текст] / В.И. Токунов, И.Б. Хейфец. – М.: Недра, 1982. – 268 с.
2. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению [Текст] / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М.: Недра, 1985. – 680 с.
3. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам [Текст] / Я.А. Рязанов. – М.: Недра, 1979. – 320 с.
4. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
5. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы [Текст]: учеб. пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
6. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: ПБ 08-624-03: введ. С 01.01.03. – С.Пб., 2003. – 320 с.
8. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов [Текст] / В.Л. Михеев. – М.: Недра, 1979. – 301 с.
9. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам [Текст] / А.Н. Ананьев. – Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз, 2000. – 142 с.
10. Уляшева Н.М. Технология буровых промывочных жидкостей [Текст]: учеб. пособие для вузов / Н.М. Уляшева: учеб. пособие для вузов. – Ухта. – 1997. – 54 с.

5. ГАЗООБРАЗНЫЕ АГЕНТЫ

Газообразные агенты объединяют буровые растворы, содержащие в своем составе в качестве основного компонента газ (непрерывная или дисперсная фаза). К таким системам относят сухой газ (воздух, природный и инертный газ, газообразные продукты горения), влажный газ (аэрозоль), пены и аэрированные жидкости. Как правило, использование газообразных агентов для продувки или промывки скважины требует дополнительных мер по герметизации устья скважины, изменения в системе приготовления и очистки буровых растворов. В связи с этим перечисленные буровые растворы используются достаточно в ограниченных случаях, связанных, в основном, со вскрытием продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями или интервалов катастрофических поглощений. В данном разделе будут рассмотрены технологические особенности применения аэрированных жидкостей и пен, в которых газообразная фаза является дисперсной фазой, а непрерывной фазой (дисперсионной средой) – вода.

5.1 Аэрированные растворы

Аэрированная жидкость представляет собой низкоконцентрированную дисперсную систему, в которой газовые (воздушные) пузырьки находятся во взвешенном состоянии на сравнительно большом расстоянии друг от друга. Отношение количества жидкой фазы или исходного бурового раствора ($Q_{ж}$) к газообразной ($Q_{г}$) изменяется от 5 до 50, а степень аэрации составляет соответственно 0,25-0,025. Как известно, аэрированные жидкости используют, в основном, для предупреждения и ликвидации поглощений буровых растворов в пласты с пониженным пластовым давлением, а также вскрытия продуктивных пластов с АНПД [2]. Снижение гидростатического давления в скважине обеспечивается наличием воздуха или газа. В свою очередь диспергированные воздушные пузырьки увеличивают сопротивление при перемещении фильтра бурового раствора в стесненных условиях порового канала при снижении скорости потока и структурирование, что снижает отрицательное воздействие на коллекторские свойства продуктивного пласта и интенсивность поглощения. При этом одновременно улучшаются показатели работы породоразрушающего инструмента (проходка на долото – в 1,5 раза и более, механическая скорость – примерно на 15-30%). Это связано с процессами на забое скважины и в циркуляционной системе при течении газожидкостных смесей. Введение в раствор

пузырьков воздуха или газа вызывает в многофазной системе *псевдооживление* твердой фазы, которое зависит от содержания газовых пузырьков, дисперсности (чем выше, тем сильнее проявляется это явление), свойств глинистой фазы в исходном буровом растворе и так далее. Эффект псевдооживления уменьшает гидравлические сопротивления даже при высоком содержании твердой фазы, которая равномерно распределяется по всему объему между воздушными пузырьками, снижая при этом внутреннее трение в системе и повышая текучесть в динамических условиях. В такое оживленное состояние переходят и частицы выбуренной породы, что улучшает условия очистки забоя скважины. Кроме того, воздушные пузырьки претерпевают по мере приближения к забою объемные изменения. При этом сжатый пузырек приобретает высокую потенциальную энергию. При его разрушении (кавитации) возникает локальный импульсно-волновой процесс, который приводит к значительным перемещениям жидкой фазы, дроблению пузырьков и усиливает интенсивность разрушения горных пород на забое [3, 4].

Существенное значение имеет выбор среды, подвергающейся аэрированию. Там, где возможно бурение с промывкой водой, целесообразно аэрировать воду. Во всех остальных случаях аэрироваться должен рабочий раствор (глинистый, полимерный и так далее). Как правило, все жидкости обрабатывают поверхностно-активными веществами и при необходимости ингибиторами коррозии (в частности, известью, хроматами цинка, Varafilm, KD-40 и другими, повышением pH). Аэрация осуществляется механическим способом (насыщение исходной суспензии воздухом при помощи *компрессора* или *эжектора*), а также химическим путем – обработкой исходного раствора пенообразующим ПАВ. При механической аэрации используется серийное оборудование с дополнительной установкой компрессоров с аэратором, обвязкой насосов, герметизацией устья с установкой обратного клапана. При химической аэрации не требуется установки дополнительного оборудования. Положительным является и тот факт, что полученный аэрированный раствор обладает повышенной агрегативной и седиментационной устойчивостью, хорошими фильтрационными и коркообразующими свойствами. Благодаря ПАВ насыщаемая жидкость принимает значительно больше газообразного агента, с помощью которого можно изменять плотность аэрированного раствора в довольно широком диапазоне.

Характерной особенностью аэрированных жидкостей и газообразных агентов в целом является сжимаемость, которая оказывает существенное влияние на углубление скважины и на основные технологические свойства системы (плотность, реологические характеристики). Гидростатическое давление на за-

бое скважины, заполненной аэрированной жидкостью, определяется глубиной скважины, объемной концентрацией газа – газосодержания (φ_0) и его плотностью ($\rho_{г0}$) при атмосферном давлении, а также средним значением плотности бурового раствора. На основании разности фактической плотности используемого жидкого компонента и кажущейся плотности аэрированной жидкости подбирают необходимую степень аэрации – отношение расхода газа при нормальных условиях к расходу жидкости. При этом расход жидкости должен обеспечивать вынос выбуренной породы на поверхность.

Значительно облегчает выбор плотности бурового раствора использование различных номограмм, например, номограммы, предложенной Ф. Поэттманом и В. Бергманом [5], которая учитывает глубину скважины, подачу бурового раствора и первоначальную плотность бурового раствора.

Для предупреждения поглощения и необходимости обеспечения статического равновесия между скважиной и пластом требуемое газосодержание можно определить по формуле [2]:

$$\varphi_0 = \left[1 + \frac{P_0 \ln\left(\frac{P_{п}}{P_0}\right) - \rho_{г0}gz_{п}}{P_0 + \rho gz_{п} - P_{п}} \right]^{-1}, \quad (5.1)$$

где $P_{п}$ – пластовое давление на глубине $Z_{п}$;

P_0 – атмосферное давление;

ρ – исходная плотность бурового раствора.

5.2 Пены

Высококонтрированная пена представляет собой агрегатно-неустойчивую дисперсную систему и состоит из жидкой дисперсионной среды и газообразной дисперсной фазы, при обязательном присутствии реагентов-стабилизаторов (ПАВ), называемых *пенообразователями*. Пены могут эффективно применяться при бурении скважин в твердых, многолетнемерзлых породах, поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,2-0,8 гидростатического. Благодаря избытку газовой фазы и взаимному сдавливанию пузырьки пены имеют не сферическую форму, а представляют собой полиэдрические ячейки, стенки которых состоят из весьма тонких пленок жидкой дисперсионной среды и молекул ПАВ, то есть имеет сотовую структуру [6,

7]. В самом начале образования пена представляет собой подвижную систему, сходную с обычной концентрированной эмульсией. Со временем пена постепенно изменяется и становится ячеисто-пленочной системой с жестким пенным каркасом. Прочность и продолжительность существования пены зависят от свойств пленочного каркаса, то есть от природы и содержания пенообразователя, вязкости дисперсионной среды, присутствия твердой фазы и метода приготовления. Со временем пленки между газовыми пузырьками становятся тоньше из-за стекания жидкости, пузырьки лопаются и пена разрушается.

Пенную систему можно охарактеризовать следующими основными свойствами [8]:

а) пенообразующей способностью (вспениваемостью) – объемом пены или высотой ее столба, который образуется из постоянного объема раствора при соблюдении определенных условий в течение определенного времени;

б) кратностью пены (β) – отношением объема пены к объему раствора, необходимого на ее образование;

в) стабильностью (устойчивостью) пены – временем существования определенного объема пены;

г) механическими свойствами: относительной плотностью, зависящей от соотношения жидкой и газовой фаз, и прочностью структуры;

д) дисперсностью – средним размером пузырьков или распределением пузырьков по размерам.

В практике бурения скважин используют двух- и трехфазные пены. Двухфазная пена состоит из водного раствора ПАВ и сжатого воздуха. Для повышения устойчивости в воду добавляют органические стабилизаторы, такие как КМЦ, РАС, ПАА и тому подобное.

Трехфазную пену можно получить, нагнетая сжатый воздух или газ в суспензию, предварительно обработанную пенообразователем.

В качестве стабилизатора пен используют мыла жирных кислот, многоатомные спирты и кислоты, эфиры сложных спиртов, продукты оксиэтилирования. Например, сульфонол, сульфонат, Foam Treat (Anchor), Quik-Foam (Baroid), Genapol Lro (Clariant), Jet Foam (Chemject), Mesuco-Foam (Messina), Emec Foam (Emec) и другие. Тип ПАВ зависит от выбранной рецептуры пены. Например, для получения двухфазной пены на основе пресной воды можно использовать любой известный тип ионогенного и неионогенного стабилизатора пен. При использовании хлоркальциевой или щелочной воды тип ПАВ выбирается на основе предварительных исследований с учетом устойчивости вещества в той или иной среде. При получении трехфазной пены на основе пресного бурового

раствора можно использовать ПАВ любого типа. Применение же в качестве жидкого компонента ингибирующего или соленасыщенного раствора требует предварительных исследований. Так, например, мыла жирных кислот обладают максимальной пенообразующей способностью при $pH = 8-9$. Алкарилсульфонаты нельзя использовать при pH больше 12 и в жестких средах. В некоторых случаях к пенным системам добавляют аполярные реагенты, которые могут существенно интенсифицировать процессы, связанные с их циркуляцией или воздействием на призабойную зону пласта.

К основным факторам, определяющим свойства пены, относятся (как и в аэрированных жидкостях) газосодержание (отношение расхода газа к расходу смеси), рецептура пенообразующей жидкости и температура. Так, например, при увеличении величины газосодержания вязкость пены значительно возрастает. Чем выше вязкость пенообразующей жидкости, тем выше агрегативная устойчивость и вязкость пенной системы. С повышением температуры вязкость пены уменьшается из-за снижения вязкости жидких прослоек и механической прочности адсорбционных слоев.

Плотность пены зависит от плотности пенообразующего раствора (ρ) и воздуха (ρ_v), а также – истинного газосодержания. Если известна средняя плотность пены (ρ_n), то степень аэрации уточняется по следующей формуле [8,9]:

$$a = (\rho - \rho_n) / (\rho_n - \rho_v). \quad (5.2)$$

Плотность пены в пластовых условиях определяется по формуле:

$$\rho_{пн} = (\rho + a\rho_{г0}) / [1 + a(P_0T/PT_0)]. \quad (5.3)$$

Для приготовления и использования пен требуется специальное оборудование: передвижные компрессоры, насосы с дозирующим устройством, газовые сепараторы – деаэраторы и дегазаторы, герметизирующее устройство устья скважины, аэратор и обратный клапан.

При использовании пены для вскрытия продуктивного пласта проводят следующие работы:

- а) после спуска бурильного инструмента в скважину рабочий раствор заменяется пеной;
- б) путем циркуляции пены достигается устойчивый режим, который характеризуется постоянным давлением на устье;
- в) после этого начинается процесс механического бурения;

г) при остановке компрессора и насоса (перед подъемом инструмента, перед спуском обсадной колонны) в скважину через затрубное пространство и бурильные трубы закачивают расчетное количество пенообразующего раствора;

д) через каждые 400-500 м подъема бурильных труб необходимо доливать пенообразующий раствор до устья;

в) в процессе подъема труб пенообразующим раствором удаляют налипшую на поверхность труб пену.

Объем пенообразующей жидкости (жидкий компонент и ПАВ) определяют по величине снижения забойного давления с учетом некоторого избыточного объема для безопасного проведения подъема бурильной колонны.

5.3 Системы рабочих жидкостей «APHRONICS»

Компанией M-I Drilling Fluids разработаны составы газожидкостных смесей, значительно отличающихся от обычных пен [10]. Дисперсионной средой этих систем являются микропузырьки воздуха диаметром 20-100 мкм, защищенные сложной двухслойной оболочкой из загущенной воды и молекул ПАВ (афроны). Отличительными особенностями APHRONICS от обычных высокостабильных пен являются:

1. Двухслойная оболочка с промежуточным слоем воды.
2. Гидрофобный характер наружной поверхности микропузырька.
3. Газовое ядро находится под давлением.
4. Малый размер, высокая прочность и стабильность структуры. При этом сжимаемость афронов на порядок ниже пен.

Для приготовления APHRONICS не требуется использование компрессоров высокого давления или другого дорогостоящего или нестандартного оборудования. Афроны автоматически образуются под воздействием высоких механических напряжений и кавитации при соблюдении определенных условий (в центробежных насосах, гидромониторных насадках, гидросмесителях и т.п.). При этом афроны, разрушенные или удаленные на поверхности, автоматически регенерируются в процессе циркуляции или гидроциклонной очистки.

Стабильность афронов и эффективность использования системы определяется прочностью и качеством двухслойной защитной оболочки, что определяется использованием смеси ПАВ и полимеров. В таблице 5.1 представлена рецептура APHRONICS.

Таблица 5.1 – Состав системы APHRONICS

Реагенты	Описание/назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Go Devil II	Смесь полимеров / стабилизация оболочки афронов	8-12
Activator I	Модифицированный крахмал / понизитель фильтрации	14-15
Activator II	Термостабилизатор и буфер pH	1,4-1,5
Blue Streak	ПАВ / генерирование и стабилизация афронов	2,1-2,2
Actiguard	Ингибитор глинистых пород	9-12
Дополнительные и вспомогательные реагенты		
Passivator	Пеногаситель для нейтрализации Blue Streak	0,2-1
KCl	Ингибитор и для повышения плотности	30-200
Kla-Cure	Органический ингибитор	10-12
M-I Side	Жидкий бактерицид	0,5-0,6
Soda Ash	Для контроля жесткости	0,5-2

Примечание:

1. Go Devil II – запатентованная смесь неионогенных полимеров для увеличения вязкости раствора при низких скоростях сдвига, загущении водной фазы двухслойной оболочки афронов и стабилизации раствора. Этот реагент обеспечивает удерживающие и выносящие свойства раствора и загущение фильтрата.

2. Activator II – увеличивает стабильность и время жизни афронов в забойных условиях.

3. Blue Streak – смесь анионных и неионогенных ПАВ. Реагент инкапсулирует микропузырьки воздуха и создает двухслойную защитную оболочку. Он добавляется в последнюю очередь после достижения системы $LSRV = 50000$ мПа·с (вязкость по Брукфильду).

Начальная плотность раствора на поверхности должна составлять 860-900 кг/м³, а содержание воздуха (афронов) – 12-14%. Меньшая плотность свидетельствует об избыточной концентрации Blue Streak и пенообразовании, большая – о недостаточном количестве афронов и низкой концентрации Blue Streak.

5.3.1 Приготовление системы

1. Очистить емкости, насосы и нагнетательную систему от остатков бурового раствора, нефти и тому подобное. Убедиться, что отсутствуют перетоки между емкостями, проверить герметичность задвижек. В связи с тем, что глинистая фаза буровых растворов оказывает негативное влияние на свойства APHRONICS, необходимо предупредить их взаимодействие.

2. Наполнить емкости пресной технической водой (по возможности теплой).

3. При жесткости воды затворения более 200 мг/л по Ca^{2+} , добавить кальцинированную соду или бикарбонат натрия.
4. Обработать Actiguard, Kla-Cure или хлоридом калия согласно рецептуре.
5. Через гидроворонку добавить Go Devil II и тщательно перемешать (30-60 минут для обеспечения набухания полимера) с помощью гидropистолетов.
6. Добавить через гидроворонку Activator I. Выдержать при постоянном перемешивании 30-40 минут для набухания полимера.
7. Медленно обработать Activator II.
8. Спустить в скважину бурильную трубу, заменить рабочий раствор на APHRONICS и промыть скважину в течение 2-3 циклов без очистки.
9. Измерить реологические параметры.
10. При $\text{LSRV} \geq 50000$ мПа·с раствор обработать Blue Streak и поддерживать циркуляцию до полной стабилизации системы. При этом необходимо использовать центробежные насосы, гидropистолеты и тому подобное для более быстрой генерации афронов.
11. В процессе использования раствора может потребоваться только его дообработка и кондиционирование для восстановления свойств после хранения и пополнение объема свежим раствором.

5.3.2 Очистка от выбуренной породы

Буровой раствор APHRONICS совместим с любым оборудованием для очистки раствора, в том числе *виброситами*. Благодаря небольшим размерам афроны свободно проникают даже через сравнительно мелкие сетки вибросит (110-210 меш), вследствие низкой плотности отделяются вместе с очищенным раствором в гидроциклонных установках и центрифугах.

5.3.3 Область применения

Рабочие жидкости на основе микропузырьков воздуха обладают плотностью близкой к плотности воды. Однако благодаря специфическим свойствам, могут быть использованы в условиях АНПД при коэффициенте аномальности до 0,15-0,2. Специфичность свойств заключается в наличии саморегулирующейся по размерам дисперсной фазы (до нескольких миллиметров), состоящей из конгломератов афронов, наследующих свойства и характеристики афрона, высокой прочности, упругости и гидрофобности микропузырьков и конгломератов, отсутствии твердой фазы и сшивающих полимеров.

Таким образом, буровой раствор APHRONICS может быть с высокой эффективностью использован:

а) благодаря высокой коагулирующей способности для предупреждения поглощений любой интенсивности при репрессии более 10 МПа, от низкопроницаемых песчаников до трещиноватых известняков проницаемостью в десятки Дарси;

б) для предупреждения дифференциальных прихватов, так как непроницаемый барьер формируется внутри коллектора;

в) для вскрытия продуктивных пластов. При этом не требуется дополнительных мер по очистке ПЗП и интенсификации притока.

К вышесказанному можно добавить, что APHRONICS позволяет снизить требуемую подачу насоса в процессе промывки или освоения скважины при сохранении качественной очистки ствола скважины это позволяет дополнительно снизить репрессию на забой, повысить показатели работы долота и уменьшить потери бурового раствора

Библиографический список

1. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы [Текст]: учеб. пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
2. Ясов В.Г. Осложнения в бурении [Текст]: справочное пособие / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
3. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов [Текст] / В.Л. Михеев. – М.: Недра, 1979. – 301 с.
4. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси [Текст] / А.А. Яковлев. – СПб.: СПб. гос. горн. ин-т, 2000. – 142 с.
5. Бронзов А.С. Бурение скважин с использованием газообразных агентов [Текст] / А.С. Бронзов. – М.: Недра, 1979. – 288 с.
6. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
7. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
8. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов [Текст] / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1980. – 380 с.
9. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам [Текст] / Я.А. Рязанов. – М.: Недра, 1979. – 320с.
10. Новое поколение жидкостей для бурения, первичного и вторичного вскрытия, заканчивания и капитального ремонта скважин [Текст] / Пер. и ред. С.В. Мезенцева. – M-I Drilling Fluids UK.- Ltd. – 2003. – 10 с.
11. Межлумов А.О. Использование аэрированных жидкостей при проводке скважин [Текст] / А.О. Межлумов. – М.: Недра, 1976. – 242 с.
12. Гасумов Р.А. Пенные системы для блокирования призабойной зоны скважин [Текст] / Р.А. Гасумов, В.Е. Шмельков, А.А. Перейма, Е.А. Эйсмонт // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. науч. статей ВНИИгаза. – 1997. – С. 39-43.
13. Уляшева Н.М. Технология буровых промывочных жидкостей [Текст]: учеб. пособие для вузов / Н.М. Уляшева: учеб. пособие для вузов. – Ухта. – 1997. – 54 с.

Характеристика химических реагентов

Название реагента	Расшифровка	Краткая характеристика	Основная функция	Дополнительные функции	Примечание
1	2	3	4	5	6
1. Хлорид натрия (NaCl)	–	Кристаллический порошок серого цвета $\rho=2165 \text{ кг/м}^3$; $S^{20}=311,3 \text{ г/л}$	1. Минерализатор в соленасыщенных растворах (5%→до насыщения). 2. Минерализатор водной фазы в обратных эмульсиях до 10%	1. Структурообразователь в перестабилизованных системах (0,5-3) %. 2. Ускоритель схватывания ($\leq 2\%$)	В соленасыщенных: обработка в 2 приема: $\frac{1}{2}$ – рассол; $\frac{1}{2}$ – в товарном виде
2. Хлорид калия (KCl)	–	Кристаллический порошок серого (К) или красновато-бурового цвета (Ф) $\rho=2512 \text{ кг/м}^3$; $S^{20}=34 \%$	Ингибитор в хлоркалиевых (3-7%) и полимер-калиевых (1-5%) растворах	1. Минерализатор в обратных эмульсиях. 2. Ускоритель схватывания в тампонажных растворах	В товарном виде или водным раствором 20% концентрацией
3. Хлорид кальция (CaCl ₂)	–	Порошок белого цвета или стекловидные пластинки $\rho=2510 \text{ кг/м}^3$; $S^{20}=42\div 74 \%$	1. Ингибитор в хлоркальциевых растворах (0,5÷1,5%). 2. Ускоритель схватывания в тампонажных растворах (1-2%)	1. Минерализатор в обратных эмульсиях. 2. Гелеобразователь в растворах с органической фазой	Водным раствором 20-40%-ной
4. Гипс	–	Порошок белого цвета (CaSO ₄ ·0,5 H ₂ O). Порошок розового цвета CaSO ₄ ·2 H ₂ O). Растворимость 0,202	1. Ингибитор в гипсовых и полимерных растворах «Полимэк»(0,2÷1,5%). 2. Минеральная добавка к портландцементным и глиноземистым материалам	Ускоритель схватывания в тампонажных растворах. Ускоритель схватывания в тампонажных растворах	В товарном виде В товарном виде

1	2	3	4	5	6
5. Жидкое стекло	Na или K силикат	Жидкость белого или светло-желтого цвета $\rho=1400\div 1500$, pH=12	1. Ингибитор в силикатных растворах (1÷5%). 2. Ускоритель схватывания (1-15%)	1. Компонент растворов с конденсированной твердой фазой. 2. Реагент для получения кольматирующей добавки 3. Ускоритель схватывания (1-15%). 4. Повышение pH и понижение жесткости	В товарном виде
6. ТПФН (Barafos)	Триполифосфат Na	Стекловидные гранулы светло-серого цвета. Плохо растворим в воде	Понизитель вязкости в пресных и полимерных растворах (0,1÷0,3 %)	1. Понизитель жесткости. 2. Модификации утяжелителей	В виде 8%-ного раствора. В пресных – единовременная добавка перед спуском обсадной колонны и геофизических приборов
7. Кальцинированная сода	Углекислый натрий Na_2CO_3	Порошок белого цвета. Медленно растворяется в воде	Для понижения жесткости фильтрата	1. Повышение pH 2. Пептизация глино-порошков 3. Ускоритель схватывания (1-5%)	В товарном виде в жидкость затворения. 15%-ный водный раствор при вторичных обработках
8. Каустическая сода	Гидроокись NaOH	Гранулы белого или серого цвета	Для повышения pH	1. Понижение жесткости фильтрата 2. Компонент гидрогели 3. Получение реагентов	Водным раствором 20%
9. Пищевая сода	Бикарбонат NaHCO_3	Порошок белого цвета	Для понижения жесткости (при загрязнении цементом)	–	В жидкость затворения в товарном виде.

1	2	3	4	5	6
10. УЦР	Угщелочной реагент	Порошок черного цвета. Глобулярный полимер (мицеллярный полиэлектролит)	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в пресных растворах (до 170 ⁰ С) (1-5%)	1. Понизитель вязкости 2. Для приготовления растворов с органической твердой фазой	В товарном виде или 10-15% водным раствором
11. ИКГУМ	Угщелочной раствор	Зернистый порошок черного цвета, рН=10-11	Понизитель вязкости (0,5-4%) (до 180 ⁰ С) и фильтрации в пресных растворах	1. Понизитель вязкости в минерализованных растворах	В товарном виде и 2-10%-ным водным раствором
12. ИКТЕМП-1	Сульфированный бурый уголь	Тонкозернистый порошок черного цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) и вязкости (150-200 ⁰ С)	–	В товарном виде или 5-10%-ным раствором. Нечувствителен к солям, ангидридам и т.п
13. Таннатин (Леонардит, Саг-вопox)	Модифицированный окисленный природный лигнит	Черный порошок. Сложная смесь гуминовых кислот (рН=4-5)	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) и вязкости. Эффективен при повышении температуры, СО ₂ и жесткости фильтрата (3-23 кг/м ³)	Стабилизация прямых эмульсий	Вводится совместно с NaOH (4:1). рН раствора 9-11
14. Полигум – С	Порошкообразный композиционный гуматный реагент	Порошок темно-коричневого цвета, рН=8-10	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) (0,5÷0,8%)	1. Понизитель вязкости. 2. Улучшение смазочной способности. 3. Флокуляция твердой фазы	Аналог: Shalechek (MI)
15. КССБ	Конденсированная сульфит-спиртовая барда	Порошок коричневого цвета, рН=8	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в ингибирующих и пресных растворах (1-7%)	1. Понизитель вязкости в ингибирующих растворах	В товарном виде или 15-25%-ным водным раствором с пеногасителем. Модификации: КССБ; КССБ-1; КССБ-2; КССБ-4.
1	2	3	4	5	6

16. ИКЛИГ-2	Аналог КССБ-2	Порошок коричневого цвета, pH=7-8	Понижитель фильтрации (Φ_{30}) и вязкости в ингибирующих и минерализованных растворах (2-4%), при вторичных обработках (0,2÷0,5%)	Эмульгатор нефти	В товарном виде или 10-12%-ным раствором с пеногасителем
17. ФХЛС	Феррохромлигносульфонат	Порошок темно-коричневого цвета, pH=5-6	Понижитель вязкости в ингибирующих растворах (1-5%)	Понижитель фильтрации (Φ_{30}) в гипсовых растворах	В товарном виде или 10-12%-ным раствором с пеногасителем и водным раствором NaOH
18. ИКЛИГ-1	Феррохромлигносульфонат	Порошок темно-коричневого цвета, pH=3-4	Понижитель вязкости в ингибирующих растворах (2-3%, при вторичных обработках – (0,2÷0,5))	Понижитель фильтрации (Φ_{30})	В товарном виде или 10-15%-ным водным раствором совместно с NaOH
19. Сперсен (МІ)	Феррохромлигносульфонат	Коричневый порошок, pH=3-4	Понижитель вязкости и фильтрации (Φ_{30}) в растворах на водной основе (3÷34 кг/м ³)	Понижитель фильтрации до 175 °С	Необходимо поддерживать: pH=9-10 – NaOH.
20. Enviro-Thin	Бесхромный ФЛС	Темный порошок, pH=3,5	Понижитель фильтрации (Φ_{30}) и вязкости (C=3,5÷17,1 кг/м ³)	–	Термостойкость→ до 177 °С; pH=8÷9,5.
21. Lignox	Сополимер Са – ЛС и акриловой кислоты	Порошок золотистого цвета, pH=3,5	Ингибитор глин, основной компонент систем Polynox	В известковых – понизитель фильтрации (Φ_{30})	Концентрация 5,7÷22,8 кг/м ³ ; через воронку.
22. Лигнотит	Модифицированный ФЛС	Светло-коричневый Порошок, pH=4	Понижитель вязкости на водной основе без пенообразования (5-50 кг/м ³)	Понижитель фильтрации (Φ_{30})	pH=8,5÷10,5
1	2	3	4	5	6

23. КЛСП	Комплексный лигносульфонат (л/с+КМЦ)	Коричневый порошок, гранулы, плавы	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в пресных растворах (0,5-5%)	1. Понизитель вязкости (5-10% – водный раствор). 2. Для восстановления свойств при Са – агрессии. 3. Ингибитор гидратации глины	Для снижения фильтрации – 15-20%-ным водным раствором
24. ИКЛИГ	Сульфированный лигнин	Порошок от светло- до темно-коричневого цвета, рН=6-7	Понизитель вязкости	–	–
25. Лигногум	Лигнин-лигнит-полимерный	Порошок темно-бурого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) без повышения вязкости в утяжеленных и тяжелых растворах (5-25 кг/м ³)	–	–
26. Baranex	Модифицированный лигнин	Порошок темно-коричневого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) без повышения вязкости	–	Устойчив к Са+Mg агрессии. В товарном виде до t=205 ⁰ С. рН – в широких пределах
27. DESCO	Сульфометилированный таннин	Красно-коричневый порошок с белыми вкраплениями	Понизитель вязкости при рН=6-14 (0,7-8,5 кг/м ³)	Понижает коррозию, эффективен в вязких глинах	–
28. ПСБ (KEM-starch -Kem-Tron Inc; Polysal-MI)	Модифицированный крахмал	Порошок с желтоватым оттенком. Хорошо растворим в пресной и соленой воде	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) – в пресных, ингибирующих и минерализованных растворах от (0,2-4%)	–	До 100 ⁰ С
29. Cat-300	Модифицированный крахмал	Порошок светло-желтого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) – в пресных, ингибирующих и минерализованных растворах (0,2-4%)	–	–
1	2	3	4	5	6
30. Dextrid	Модифициро-	Порошок или гранулы	Понизитель фильтрации	Стабилизатор глин	В соленой

(LT, LTE)	ванный и ферментативный устойчивый картофельный крахмал		(Φ_{30}) (5,7÷17,1 кг/м ³)		воде + PAC
31. Filter-Chek	Модифицированный и ферментативный устойчивый картофельный крахмал	Порошок грубодисперсный белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) при обеспечении min вязкости (C=2,9÷14,3 кг/м ³)	–	В пресных, соленых, гипсовых, известковых на основе морской воды
32. Impermex (N-Dril)	Модифицированный и ферментативный устойчивый картофельный крахмал, кукурузный крахмал	Порошок грубодисперсный белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) (5,7÷22,8 кг/м ³)	–	Известковых и гипсовых растворах + бактерицид Aldacide
33. [КМЦ-85/500-700-800] – КМЦ-9 КМЦ TC	Карбоксилметилцеллюлоза	Мелкодисперсные волокнами или порошок	Понизитель фильтрации (Φ_{30}), C=0,1÷2%	–	Пресные, ингибирующие и соленые
34. Tylose VHR	КМЦ-700	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}), C=0,1÷1,5	–	В соленасыщенных. Пресные, ингибирующие и соленые
35. CMC LV, MI, Baroid	Карбоксилметилцеллюлоза	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) без значительного повышения вязкости (0,1÷0,4%).	–	В соленасыщенных. В растворах с повышенной УВ и C _{ТВ}
	2	3	4	5	6
36. CMC HV,	Карбоксилме-	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации	–	В растворах с

MI, Baroid	тилцеллюлоза		(Φ_{30}) (от 0,1÷0,4% в пресных раствора до 0,6÷0,9% в минерализованных и на морской воде)		пониженной С тв
37. Cellex, Baroid	Na-КМЦ	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) (от 0,1÷0,4% в пресных, до 0,6÷1,2% в минерализованных и на морской воде)	Загуститель	pH=6-14 до 150 ⁰ C
38. Cellex HV, Baroid	Na-КМЦ	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) (от 0,1÷0,4% в пресных, до 0,6÷1,2% в минерализованных и на морской воде)	Загуститель	pH=6-14 до 150 ⁰ C
39. Carbocel LV, Baroid	Na-КМЦ	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) (0,3÷0,9%)	Загуститель	pH=6-14 до 150 ⁰ C
40. Carbocel HV, Baroid	Na-КМЦ	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) 0,6÷1,2	Загуститель	pH=6-14 до 150 ⁰ C
41. КМК	Карбоксиметил-крахмал	Белый порошок с желтым оттенком	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в пресных и минерализованных системах	—	—
42. PAC LV	Низкомолекулярная полианионная целлюлоза	Беловатый порошок до 150÷180 ⁰ C	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) (1,4÷4,3 кг/м ³)	—	В любых растворах на водной основе
43. PAC R	Высоко и среднемолекулярная	Беловатый порошок до 150÷180 ⁰ C.	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) (2,9÷4,3 кг/м ³)	Загуститель	В любых растворах на водной основе
44. Staflo Exlo, AKZO NOBEC R (Нидерл.)	РАС с очень низкой молекулярной массой	Белый гигроскопический порошок	Ингибитор глин	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) и регулятор вязкости	От пресных до соленых (хлоркалийевые)
1	2	3	4	5	6
45. Staflo Regular,	РАС с очень высокой молеку-	Белый гигроскопический порошок	Понизитель фильтрации (Φ_{30})	Загуститель, ингибитор глин	—

МС PAC HV/LV	лярной массой				
46. ОЭЦ (сульфацелл), Tylose ENH	–	Белый-желтый-бесцветный порошок	Понижитель фильтрации (Φ_{30})	Загуститель. Понижитель фильтрации (Φ_{30}) в тампонажных растворах	До 140 ⁰ С (в широком диапазоне минерализации)
47. КМОЭЦ (полицелл, СК-Н), Tylose CHR	–	Белый-желтый-бесцветный порошок	Понижитель фильтрации (Φ_{30})	Загуститель. Понижитель фильтрации (Φ_{30}) в тампонажных растворах	До 140 ⁰ С (в широком диапазоне минерализации)
48. Baravis	ГЭЦ	От белого до рыже-коричневого цвета	Загуститель (2,85-8,56 кг/м ³)	–	Везде, но не используется с Na ₂ CO ₃ и NaHCO ₃
49. ХС	Биополимер	От белого до кремового	Загуститель	Понижитель фильтрации (Φ_{30}).	Во всех типах до 120 ⁰ С
50. ХСД	Биополимер	Порошок кремового цвета	Загуститель (0,7÷6 кг/м ³)	–	–
51. ХВ	Биополимер ксантановой камеди	Порошок кремового цвета	Загуститель (0,7÷6 кг/м ³)	–	Для вскрытия, глушения и т.п. до 160 ⁰ С
52. МС Bioxan	Биополимер ксантановой смолы	Порошок кремового цвета	Загуститель (1,4÷4,3 кг/м ³)	–	Для вскрытия, глушения и т.п. до 160 ⁰ С
53. Barazan (Barazan Д, Д plus), Biolam ХА (ХТ, ХG)	Ксантановой биополимер	Белый порошок	Загуститель (2,85÷5,71 кг/м ³)	–	Для вскрытия, глушения и т.п. до 160 ⁰ С
54. ПАА (А1-30, Praestol)	Частично гидролизованный ПАА	Жидкость от белого до желтого цвета, порошок белого цвета	Флокулянт	Понижитель фильтрации в пресных и слабоминерализованных малоглинистых растворах (0,1÷0,4 кг/м ³).	До 120 ⁰ С
1	2	3	4	5	6
55. MS Stab	Частично гидролизованный ПАА	Белая маловязкая жидкость	Стабилизатор глин (0,3÷1,4 кг/м ³).	Предупреждает сальникообразование, флокулянт, понижитель фильтрации	До 175 ⁰ С в пресных и крепких рассолах.

				(Φ_{30})	В КСl-растворах
56. Barafloc	Частично гидролизированный ПАА	Белый порошок	Флокулянт глин ($0,014 \div 0,028 \text{ кг/м}^3$).	–	Перед вибростомом
57. Унифлок (Кем-Пас)	Частично гидролизированный-ПАА	Бело-желтый порошок	Флокулянт	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в малоглинистых растворах	В товарном виде
58. Гипан	Гидролизированный полиакрилонитрил	Низковязкая жидкость 10-15 %-ной концентрации, желтого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в пресных растворах ($0,1 \div 0,4 \%$) и соленых растворах ($1 \div 2\%$)	–	В товарном виде
59. ВПРГ (ДК-Drill)	Гидролизированный полиакрилонитрил	Грубодисперсный материал желтого цвета, порошок мелкодисперсный белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) ($0,1 \div 0,3\%$) в пресных и слабоминерализованных буровых растворах	–	Неустойчив к повышенному содержанию Са и Mg
60. М-14	Сополимер метилметакрилата с метакриловой кислотой	Порошок белого или желтоватого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в пресных (до 240°C) и соленасыщенных (до 220°C) растворах (от $0,1 \div 0,3 \%$ до $1 \div 2\%$)	1. Флокулянт. 2. Модификатор глиноматериалов.	Используется воднощелочным раствором (М-14: NaOH= =1:0,3÷1:0,4) 8%-ной концентрации. Неустойчив к $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$
61. Лакрис	Соль метакриловой кислоты с метилметакрилатом	Порошок белого или желтоватого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) в пресных и соленасыщенных растворах (от $0,1 \div 0,3\%$ до $1 \div 2\%$)	Для получения растворов с низким содержанием твердой фазы.	В товарном виде или 8%-ным водным раствором. Термостойкость – 280°C
1	2	3	4	5	6
62. Flodril PAM 1090	ПАА	Порошок белого цвета	Понизитель фильтрации (Φ_{30}) ($0,05 \div 0,3\%$)	Флокулянт	В товарном виде. Неустойчив к $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$
63. Flodril PAM	ПАА	Порошок белого	Вязко-упругий разделитель	–	В товарном виде

1040		цвета			
64. Remacid	Смесь органических веществ и катионных производных в водных растворах	Прозрачная жидкость растворимая в воде	Для предупреждения ферментативного разложения органических реагентов $C \approx 0,3 \text{ кг/м}^3$	–	В товарном виде
65. Biocide 11 L	Смесь органических веществ и катионных производных в водных растворах	Прозрачная жидкость растворимая в воде	Для предупреждения ферментативного разложения органических реагентов $C \approx 0,3 \text{ кг/м}^3$	Замедлитель коррозии	В товарном виде
66. ГКЖ-10 (11)	Этил (метил) силиконат натрия	Водно-спиртовой раствор с содержанием основного вещества 25-30%, рН 13÷14	Гидрофобизатор глинистой фазы в пресных и минерализованных (до 10% NaCl) в количествах 0,1÷0,5%)	1. Снижает адгезию между бурильным инструментом и стенкой скважины. 2. Регулирует реологические характеристики при бурении в глинах	В товарном виде или 5-10%-ным раствором. Неустойчив к содержанию ионов Ca ($\leq 0,1\% \text{ CaCl}_2$)
67. Сульфонол	Смесь натриевых солей алкилбензолсульфонатовых кислот	Паста или вязкая жидкость от желтого до темно-коричневого цвета	ПАВ для гидрофобизации глинистой породы, эмульгирования нефтяной фазы в прямых эмульсиях, вспенивания (0,5÷2%) и снижения коэффициента трения (0,02÷0,1%)	При вскрытии коллектора для сохранения естественной проницаемости (0,3÷0,5%)	В товарном виде. Нельзя использовать в минерализованных и кальциевых растворах
1	2	3	4	5	6
68. НТФ	Нитрилтриметилфосфоновая кислота	Порошок бесцветный или слегка зеленоватый	1. Замедлитель схватывания в тампонажных растворах (0,025÷0,055%). 2. Гидрофобизатор глин и регулятор реологических	–	В товарном виде – жидкость затворения. При обработке буровых растворов в

			характеристик пресных растворов при бурении в глинистых отложениях (0,01÷0,05%)		виде 1-10%-ного водного раствора.
--	--	--	---	--	-----------------------------------

Условия применения оборудования и наземной части циркуляционной системы. Требования к нему

Оборудование	Вода, пресный стабилизированный раствор	Диспергирующий утяжеленный раствор	Недиспергирующий буровой раствор	Недиспергирующий утяжеленный раствор	Раствор на углеводородной основе	Стойкая пена	Сухой газ, воздух, влажный газ
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Устьевое оборудование							
ПВО	Необходимы для регулирования давления в скважине	Используется по необходимости	Используется по необходимости	Используется по необходимости	Используется при необходимости регулирования давления в скважине	Необходимы для регулирования давления в скважине	Используется при необходимости регулирования давления в скважине
Вращающийся превентор или превентор с резиновым вкладышем	Могут использоваться при бурении с отрицательным дифференциальным давлением	Могут использоваться при бурении с отрицательным дифференциальным давлением	Могут использоваться при бурении с отрицательным дифференциальным давлением	Могут использоваться при бурении с отрицательным дифференциальным давлением	Не используются	Необходимы для отвода пены	Необходимы для отвода выходящего из скважины потока в отстойник-шламотборник
Штуцер переменного сечения	Может использоваться для регулирования противодавления	Необходим для ликвидации выброса	Необходим для ликвидации выброса. Может использоваться для регулирования противодавления	Необходим для ликвидации выброса. Может использоваться для регулирования противодавления	Необходим для ликвидации выброса	Может использоваться для регулирования противодавления	Не используется

1	2	3	4	5	6	7	8
Уравнительная камера и сепаратор для бурового раствора	Не используется	Необходимы для подавления выброса и дегазации	Необходимы для подавления выброса и дегазации	Необходимы для подавления выброса и дегазации	Необходимы для дегазации	При отводе пены в резервуар	Не используется
2. Для удаления твердой фазы							
Вибросито	Сдвоенное с ячейками среднего размера	Сдвоенное с ячейками малого или среднего размера	Двухярусное с ячейками малого и среднего размера	Двухярусное с ячейками малого и среднего размера	Сдвоенное с ячейками малого или среднего размера	Оборудование для отделения твердой фазы не требуется	Оборудование для отделения твердой фазы не требуется
Песколловушка	Вместимостью 3,2-4,8 м ³ , с конусным сбросом (45°)	Нельзя допускать сброса жидкой фазы раствора	Необходима для осаждения крупного шлама перед гидроциклоном	Необходима для осаждения крупного шлама перед гидроциклоном	Нельзя допускать сброса жидкой фазы. Для осаждения песка.	Пену используют один раз. Пена и шлам поступают в шламособорник	Оборудование не требуется. Воздух со шламом поступает в шламособорник
Пескоотделитель	Устанавливается перед илоотделителем	Может использоваться для удаления крупных частиц перед виброситом	Имеет большое значение для предотвращения перегрузки илоотделителя или центрифуги	Может быть использован при сбросе в бак с растворителем	–	–	
Илоотделитель	Для удаления мелкой илистой части твердой фазы	Не используется	Имеет большое значение	Применять не рекомендуется	Не используется	–	–
Ситогидроциклонная установка тонкой очистки	Для удаления мелкой илистой части твердой фазы	Удаляет мелкие частицы из растворов средней плотности	Имеет большое значение для удаления выбуренной пород	Полезно для растворов средней плотности	Не используется	–	–

1	2	3	4	5	6	7	8
Центрифуга	Не используется	Имеет большое значение для экономической работы с растворами высокой плотности	Может использоваться для регенерации жидкой фазы и сброса шлама	Имеет большое значение для экономической работы с растворами высокой плотности	Может использоваться для снижения плотности	–	–
Дегазатор	Для восстановления плотности	Для восстановления плотности	Имеет большое значение для надежного предупреждения выбросов		Может использоваться при газопроявлениях	Можно использовать газовый трап для разделения фаз	Можно использовать газовый трап низкого давления для регенерации газа
3. Для обработки растворов							
Смесительная воронка	Минимальных размеров для смешивания глинопорошка и химреагентов	Максимальных размеров для быстрого повышения плотности	Максимальных размеров для введения в раствор полимеров, размещается после системы очистки от твердой фазы		Максимальных размеров для приготовления нового раствора	Не требуется	Не требуется
Система подачи барита россыпью	Не используется	Очень важна для систем высокой плотности	Не используется	Очень важна для систем высокой плотности	Может применяться для систем высокой плотности	Не используется	Не используется
Перемешиватели	Струйные мешалки на резервуаре для материалов при поглощении	Для предотвращения седиментации твердой фазы	Важны для поддержания однородности системы		Для предотвращения седиментации твердой фазы и поддержания вязкости	Необходимы при обработке, но до введения пенообразователя	Не используется

1	2	3	4	5	6	7	8
84. Отстойник – шламоборник							
При обычных условиях бурения	Объем в зависимости от глубины скважины и объема шлама	Среднего размера при малом содержании шлама в растворе	Среднего размера при большом содержании шлама в выходящем растворе	Небольшого размера при очень большом содержании шлама	Небольшого размера при большом содержании шлама	Небольшого размера, шлам очень мелкий, но чистый	
При бурении в населенных пунктах	В большинстве случаев используются небольшие стальные баки, в которых транспортируются в установленное для сброса место весь шлам и жидкости. Значительные объемы требуют создания площадок для хранения и высокие транспортные расходы.				Можно подавать пену в резервуар емкостью 80м ³	Не используются	
При бурении на море	Все отходы собираются в небольшие стальные баки для обработки перед сбросом				Можно использовать имеющееся оборудование для добычи	Обычно не используются	

Учебное издание

Уляшева Надежда Михайловна

Технология буровых жидкостей

Учебное пособие

Редактор Л.А. Кокшарова

Технический редактор Л.П. Коровкина

План 2008 г., позиция 15. Подписано в печать 12.08.2008 г.

Компьютерный набор. Гарнитура Time New Roman.

Формат 60x86 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.

Усл. печ. л. 9,5. Уч.- изд. л. 9,2. Тираж 120 экз. Заказ №222.

Ухтинский государственный технический университет.

169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Отдел оперативной полиграфии УГТУ.

169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13