Г.Я.ДЕДУСЕНКО
В.И.ИВАННИКОВ
М.И.ЛИПКЕС

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Повышение технико-экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин в значительной степени связано с улучшением качества существующих и созданием новых, более совершенных систем буровых растворов.

Наряду с разработкой буровых растворов для проводки скважин в сложных геолого-технических условиях, важной задачей является создание систем растворов для массового бурения, обеспечивающих увеличение скоростей проходки скважин при минимальных затратах материалов и химических реагентов для их приготовления и регулирования свойств. К таким системам могут быть отнесены растворы с малым содержанием твердой фазы [1]. Эти растворы имеют специфические реологические свойства, характеризующиеся резко выраженной зависимостью эффективной вязкости от скорости сдвига. При высоких скоростях истечения из долота они приобретают свойства воды, обеспечивая совершенную очистку забоя. При снижении скорости течения в затрубном пространстве растворы структурируются, создавая высокую удерживающую и транспортирующую способности при минимальной эрозии стенок скважин.

Подобные свойства растворов с малым содержанием твердой фазы, наряду с минимальным значением перепада давления на забое и высокой скоростью начальной фильтрации, обеспечивают: значительный рост механической скорости бурения и времени пребывания долота на забое, сохранение номинального диаметра ствола скважин, уменьшение гидравлических сопротивлений при промывке скважин и т. п. Перспективность применения таких систем очевидна как для массового бурения, так и для специфических условий бурения на море, в труднодоступных районах Севера, в условиях уравновешенного давления скважина — пласт, когда геолого-технические условия проводки скважин не затруднены существенными осложнениями.

В настоящее время за рубежом накоплен значительный опыт применения систем буровых растворов с малым содержанием твердой фазы: полимерглинистых и безглинистых. Созданы различные рецептуры этих растворов, дана характеристика материалов для их приготовления, а также разработаны методы регулирования их свойств. Работы в этом направлении ведутся в нашей стране [9, 12]. Отсутствие достаточно четких критериев, характеризующих растворы нового типа, приводят иногда к неверным представлениям о требованиях, которым они должны удовлетворять. Часто к таким растворам относят различные системы с небольшим начальным содержанием глины, при этом не учитывается возможность дальнейшего их обогащения выбуриваемой породой, приво-

дящего к перерождению и потере характерных для растворов с малым содержанием твердой фазы свойств.

Отличительным признаком рассматриваемых растворов действительно является низкое содержание активной твердой фазы, которое должно сохраняться в течение всего времени их применения при бурении скважин. Кроме того, растворы с малым содержанием твердой фазы должны иметь вполне определенные, присущие только им реологические и некоторые другие свойства, а также обладать высокой ингибирующей способностью по отношению к разбуриваемой глинистой породе.

Для эффективного применения буровых растворов такого типа необходимо использовать очистные устройства, обеспечивающие тонкую очистку и выделение шлама с размером частиц до 20 мкм.

Авторами систематизирован имеющийся материал по растворам с малым содержанием твердой фазы, полимерным и некоторым другим системам безглинистых буровых растворов.

В книге обобщены зарубежные данные по исследованию и применению указанных растворов, рассмотрены их составы и свойства, а также влияние на механическую скорость проходки. Приведены характеристики используемых полимерных материалов. Освещены вопросы стабилизации бентонитовых суспензий и флокуляции частиц горных пород различного минералогического состава. Даны результаты исследований реологических и фильтрационных свойств растворов, приготовленных на основе отечественных полимеров. Приведены рациональные схемы и типы очистных устройств, а также опыт трехступенчатой очистки растворов с малым содержанием твердой фазы. Описан промысловый материал по применению этих растворов и рассмотрены перспективы более широкого использования их в современном бурении.

Книга написана на основе данных, опубликованных в периодической печати за последние 10 лет, а также результатов исследований авторов и имеющегося опыта применения различных систем буровых растворов, которые в той или иной степени могут быть отнесены к типу рассматриваемых.

Глава I. ХАРАКТЕРИСТИКА РАСТВОРОВ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

§ 1. КРАТКИЙ ОБЗОР РАБОТ, ОБУСЛОВИВШИХ СОЗДАНИЕ РАСТВОРОВ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Создание и применение растворов с малым содержанием твердой фазы за рубежом явилось результатом многочисленных исследований, направленных на максимальное увеличение механической скорости проходки и снижение общей продолжительности и стоимости бурения, которые проводились в США и в некоторых других странах.

Эти исследования включали вопросы, связанные с влиянием различных факторов, в том числе содержания твердой фазы и свойств буровых растворов, на механическую скорость проходки, расход долот и другие показатели эффективности бурения скважин.

Влияние на механическую скорость проходки содержания твердой фазы в растворе исследовано П. Муром и приведено на рис. 1. Снижение содержания твердой фазы с 36 до 4 % способствует росту механической скорости проходки. При этом уменьшение количества твердой фазы в области высоких ее концентраций, например, с 34 до 30 % приводит к увеличению механической скорости всего на 3 %, а уменьшение в области более низких концентраций, например, с 12 до 8 % обеспечивает прирост механической скорости проходки на 9 %. Эта тенденция усиливается по мере дальнейшего уменьшения содержания твердой фазы в растворе. Такая зависимость объясняется тем, что при высоких концентрациях твердой фазы на механическую скорость бурения дополнительное отрицательное влияние оказывает плотность бурового раствора, приводящая к увеличению давления на забой скважины, скоплению в результате этого на забое шлама и образованию так называемой подушки.

Дж. Ламмас и Л. Филд рассматривали изменение показателей бурения в зависимости от концентрации твердой фазы в пределах 1—15 %, когда отрицательное влияние плотности бурового раствора менее ощутимо. На рис. 2 приведены зависимости проходки на долото, их расхода и общей продолжительности бурения скважины от количества в растворе твердой фазы. Характер приведенных кривых показывает, что перечисленные показатели улучшаются с уменьшением содержания твердой фазы в растворе. Пунктирная прямая, параллельная оси ординат, отсекает область показателей бурения при содержании в растворе 6 % твердой фазы. Это статистически установленное ее количество, которое принято



Рис. 1. График влияния содержания твердой фазы в буровом растворе на механическую скорость проходки

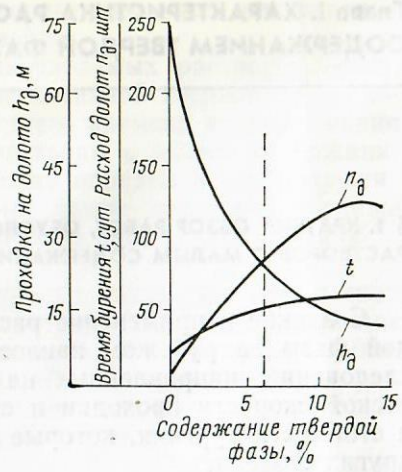


Рис. 2. График влияния содержания твердой фазы в буровом растворе на показатели бурения

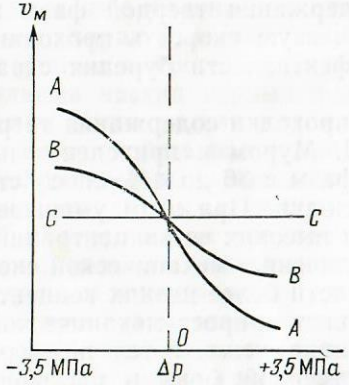


Рис. 3. График влияния перепада давления на механическую скорость проходки при бурении в различных породах:

A — сланцы с нулевой проницаемостью; *B* — песчаники, илистые сланцы; *C* — доломиты, известняки и породы с высокой пористостью и проницаемостью

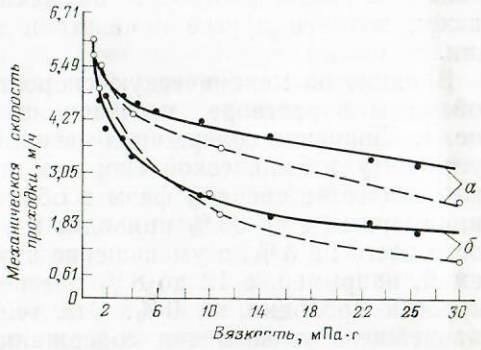


Рис. 4. График влияния вязкости на механическую скорость проходки при использовании бентонитового раствора (сплошные линии) и раствора глицерина (пунктирные линии):

а — перепад давления — 0 МПа (пластовое давление — 3,5 МПа); *б* — перепад давления 3,5 МПа (пластовое давление — 0 МПа)

в качестве максимально допустимого, обеспечивающего высокие показатели бурения.

Известны исследования, посвященные изучению влияния дифференциального давления в системе скважина — пласт на показатели бурения. В обобщенном виде изменение механической скорости проходки в зависимости от знака и величины перепада давления представлено в работе Д. Марфи серией кривых (рис. 3). Область наибольшего влияния дифференциального давления на механическую скорость проходки лежит в пределах ±3,5 МПа и

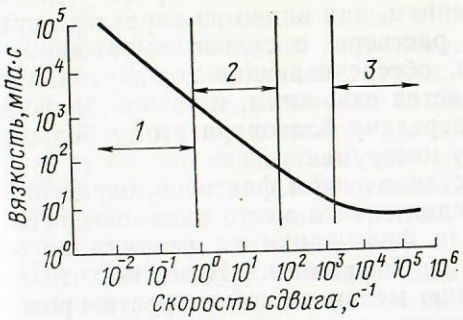


Рис. 5. Зависимость между вязкостью бурового раствора и скоростью сдвига:

1 — диапазон, соответствующий оседанию частиц; *2* — диапазон, соответствующий течению в затрубном пространстве; *3* — диапазон, соответствующий истечению из долота

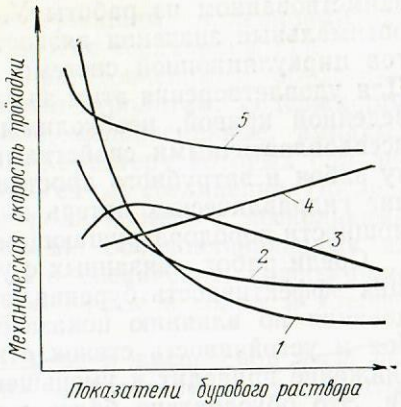


Рис. 6. Зависимость механической скорости проходки от показателей бурового раствора:

1 — плотность; *2* — содержание твердой фазы; *3* — содержание нефти; *4* — фильтрация; *5* — вязкость

зависит от типа разбуриваемых пород. Наименьшее действие перепада давления на проходку отмечается при бурении в твердых породах. Эти результаты нашли подтверждение при проведении аналогичных исследований в промысловых условиях.

Большой объем работ был проведен по установлению влияния на показатели бурения вязкости буровых растворов. Среди них следует выделить исследования Дж. Ламмаса, в которых в качестве объекта изучения использовались безглинистые водные растворы сахарозы. Полученные результаты показывают, что увеличение вязкости раствора сахарозы с 10 до 55 мПа·с снижает механическую скорость проходки на 40 %. Характерно, что изменение в тех же пределах вязкости бентонитовой суспензии приводит к падению механической скорости проходки примерно на 60 %.

Совместное влияние вязкости, содержания твердой фазы и дифференциального давления на эффективность бурения показано в работе П. Мура. Объектами исследования служили водные растворы глицерина и бентонитовые суспензии. Результаты исследований (рис. 4) дают представление об интегральном влиянии этих факторов на механическую скорость проходки, которая снижается с ростом вязкости, содержанием глины в растворе и увеличением дифференциального давления.

Наряду с работами, в которых рассматривалась эффективность разрушения забоя в зависимости от вязкости раствора, следует остановиться и на исследованиях, связанных со способностью буровых растворов к сдвиговому разжижению, от которого зависит, при прочих равных условиях, вязкость в различных участках циркуляционной системы, влияющая на эффективность промывки, очистки ствола скважины, выделение шлама и т. д. На рис. 5,

заимствованном из работы У. Маурера и Дж. Эккеля, выделены оптимальные значения вязкости раствора для различных элементов циркуляционной системы в зависимости от скорости сдвига. Для удовлетворения этим значениям, как видно из характера приведенной кривой, необходимы растворы с сильно выраженными псевдопластичными свойствами, обеспечивающие хорошую очистку забоя и затрубного пространства скважины, а также уменьшение гидравлических потерь и передачу благодаря этому большей мощности породоразрушающему инструменту.

Среди работ, связанных с установлением факторов, определяющих эффективность бурения, значительное место занимают исследования по влиянию показателя фильтрации на разрушение забоя и устойчивость стенок ствола скважины. Известно, что его снижение приводит к уменьшению механической скорости проходки. Это обусловлено более высоким перепадом давления, характерным для растворов, имеющих низкий показатель фильтрации. Эванс и Грей, проведя многочисленные исследования влияния фильтрации, вязкости и перепада давления на механическую скорость бурения, пришли к выводу, что перечисленные факторы влияют на механическую скорость проходки взаимосвязанно. Имеются данные, которые показывают, что для достижения высоких механических скоростей проходки необходимо, чтобы начальная фильтрация буровых растворов в момент разрушения забоя была высокой, так как это способствует быстрейшему выравниванию перепада давления.

Рассмотренные выше зависимости в виде обобщенных кривых, приведенных на рис. 6, взяты из работы С. Хатчинсона и Г. Андерсона. Эти кривые еще раз иллюстрируют необходимость уменьшения в буровом растворе содержания твердой фазы, снижения плотности и вязкости.

Перечень работ по влиянию свойств буровых растворов на механическую скорость проходки может быть продолжен, однако и в приведенном объеме достаточно четко прослеживаются основные требования к буровым растворам, способным повысить эффективность бурения. Для создания растворов нового типа, обладающих свойствами псевдопластических жидкостей и содержащих малое количество твердой фазы, были использованы полимерные реагенты.

§ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ РАСТВОРОВ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Полимерные реагенты, использующиеся в бурении, относятся к различным модификациям целлюлозы — карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ), гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ); производным акриловых полимеров — полиакриламид с различной степенью гидролиза (ГПАА), полиакрилат натрия и др.; биополимерам, являющимся продуктом жизнедеятельности бактерий рода *xantomonas campestris* — полимер ХС, келцан, ксантан и т. п., а также сополимерам, содержащим малеиновый ангидрид и винилацетат (бенекс) или другие соединения [1].

Полимеры, применяющиеся для приготовления и обработки буровых растворов, относятся к полиэлектролитам, содержащим в цепи макромолекулы гидроксильные, карбоксильные, амидные и другие функциональные группы, по характеру которых они делятся на анионные, катионные и неионогенные соединения. Последние обычно имеют длинную углеводородную цепь с несколькими полярными, но неионогенными группами, обусловливающими их растворимость в воде. В основном это соединения, содержащие гидроксильные и эфирные группы, устойчивые к солям и хорошо растворяющиеся в жесткой воде.

По отношению к дисперсионной среде и дисперсной фазе полимерные реагенты разделяются на загустители и адсорбенты. Первые имеют слабо выраженные анионные свойства или являются неионными соединениями в отличие от адсорбентов с хорошо выраженным анионным характером.

К числу адсорбентов относятся полимеры со следующими фирменными наименованиями: бенекс, рапидрил, лосол, дриллайд, сепаран, гипан, а к загустителям — дуавис, полимер — ХС, тилоза-ЕН, майлогель, дриспак и др.

Применение некоторых адсорбентов и загустителей, несмотря на то что первые взаимодействуют с глиной, а вторые с водой, может приводить к одинаковым результатам — увеличению вязкости раствора.

Одним из важных свойств полимеров является способность полностью или частично флокулировать дисперсные частицы различного минералогического состава. В зависимости от этих свойств полимеры относятся к трем типам: полным флокулянтам, селективным флокулянтам и полимерам двойного действия. Последние, являясь селективными флокулянтами, одновременно обладают способностью значительно повышать вязкость бентонитовых суспензий, иначе говоря, увеличивать выход раствора заданной вязкости из единицы массы глины монтмориллонитового типа.

Термин флокуляция, использующийся в различных физико-химических процессах, часто носит описательный характер, указывающий на появление в системе хлопьев — флокул, независимо от того, в результате каких процессов они образуются — при истинной коагуляции или дальней агрегации. В коллоидной химии под флокуляцией понимается дальняя агрегация, которая более точно называется коагуляцией во вторичном минимуме. Флокуляция происходит в результате того, что различные концы длинной цепи молекулы полимера адсорбируются на двух дисперсных частицах, образуя между ними достаточно прочный мостик. Обычно флокулы состоят не из двух, а из большего числа дисперсных частиц. При другом механизме флокуляции образуется связь между активными группами отдельных молекул полиэлектролита, которые одновременно связаны с частицами дисперсной системы. Такие флокулы имеют большой размер и могут полностью отделяться

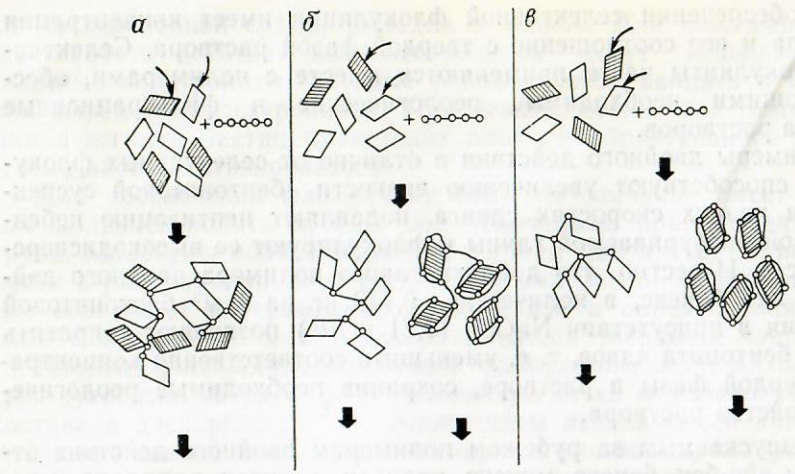


Рис. 7. Характер связей полимеров с частицами бентонита и глин небентонитового типа:

а — полная флокуляция; *б* — селективная флокуляция под действием селективного флокулянта; *в* — селективная флокуляция под действием полимера двойного действия

противление при турбулентном режиме течения. Предполагается, что полимеры «сглаживают» вихри и пульсации, характерные для турбулентного режима течения, в результате чего гидравлическое сопротивление растворов полимера, при прочих равных условиях, меньше гидравлического сопротивления чистой воды. На рис. 8 для растворов полимеров, характеристика которых приведена в табл. 1, представлены кривые зависимости потери давления от расхода жидкости в колонне труб диаметром 50,8 мм и длиной 3050 м.

Таблица 1

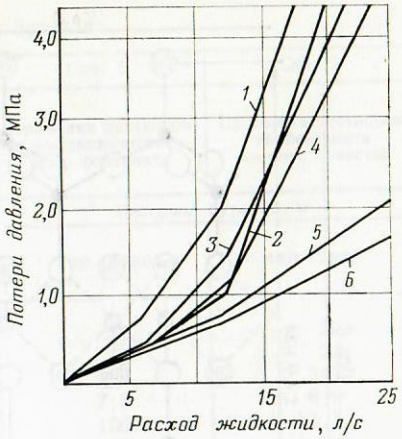
Реологические характеристики растворов некоторых полимеров, использующихся в бурении

Наименование	Концентрация*, кг/м³	Показатель степени n	τ_0/η	Наименование	Концентрация*, кг/м³	Показатель степени n	τ_0/η
Биополимер	2,85	0,46	2,10	ГЭЦ	2,85	0,85	0,50
ГПАА	1,70	0,62	1,60	КМЦ	2,85	0,70	0,15
ПАА	4,25	0,82	0,67	Вода	—	1,0	0,00

* Концентрация, обеспечивающая $\eta_{эф} \approx 8$ мПа·с при скорости сдвига 1421 $с^{-1}$.

Рис. 8. График потерь давления в колонне насосно-компрессорных труб диаметром 50,8 мм и длиной 3050 м:

1 — вода; *2* — раствор биополимера с концентрацией 2,85 кг/м³; *3* — раствор ПАА с концентрацией 1,7 кг/м³; *4* — раствор ГПАА с концентрацией 1,7 кг/м³; *5* — раствор КМЦ с концентрацией 2,85 кг/м³; *6* — раствор ГЭЦ с концентрацией 2,87 кг/м³



Большой ассортимент полимеров за рубежом и различие их свойств обеспечивают возможность выбора тех или иных соединений в зависимости от условий бурения и поставленных задач.

§ 3. СОСТАВ И СВОЙСТВА РАСТВОРОВ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Исследования, определившие общие требования, которым должны удовлетворять буровые растворы, обеспечивающие повышение механических скоростей проходки, привели к разработке новых, более прогрессивных систем буровых растворов, а именно с малым содержанием твердой фазы и полимерных.

В настоящее время термин растворы с малым содержанием твердой фазы характеризует системы, содержащие не более 6 % высококоллоидальных твердых частиц, количество которых в процессе бурения не должно изменяться.

Для приготовления этих растворов используется натриевый бентонит, относящийся к наиболее высокодисперсным глинистым материалам и обладающий способностью сильно набухать в воде. Присущие бентонитам специфические свойства обусловливаются строением кристаллической решетки минералов, входящих в эти глины. Основным минералом бентонита является монтмориллонит, имеющий формулу $Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot nH_2O$.

Кристаллическая решетка монтмориллонита, согласно существующим представлениям, образована двумя структурными элементами, состоящими из трех слоев (рис. 9). Один структурный элемент состоит из двух наружных кремнекислородных тетраэдрических сеток с атомами кремния в центрах. Атом кремния одинаково удален от четырех атомов кислорода или гидроксильных групп, между которыми находятся атомы алюминия.

Между двумя кремнекислородными тетраэдрами расположена алюмокислородная октаэдрическая сетка. Такое расположение

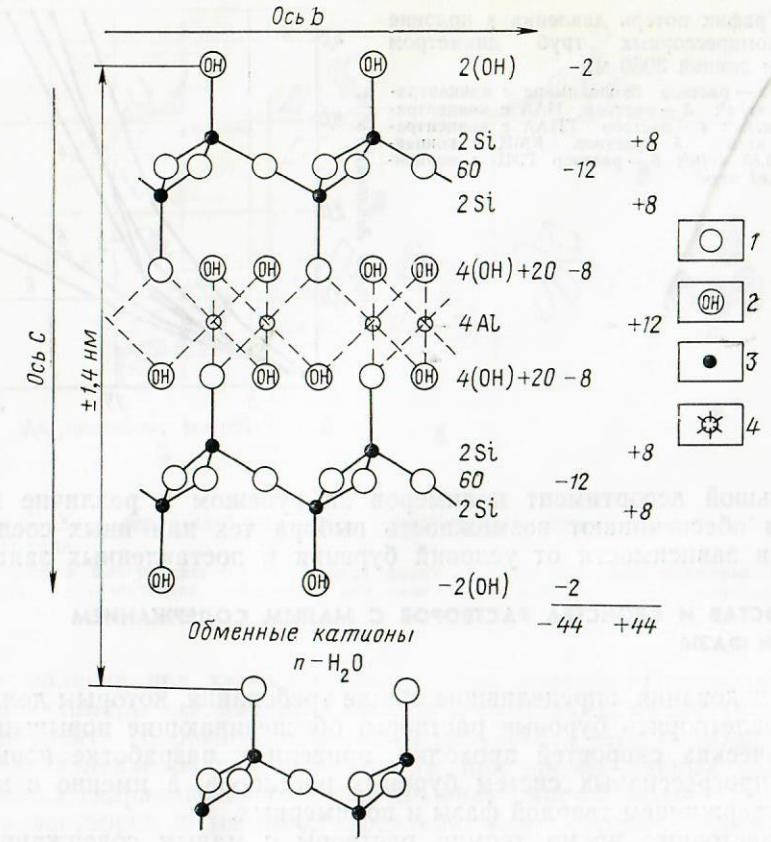


Рис. 9. Модель структуры монтмориллонита (по Эдельману и Файе):
1 — кислород; *2* — гидроксил; *3* — кремний; *4* — алюминий

сеток обеспечивает образование общих слоев, непрерывных в направлении осей *a* и *b* и наложенных на аналогичные слои в направлении оси *c*. Вершины кремнекислородных тетраэдров направлены в сторону алюмокислородной октаэдрической сетки.

Смежные пакеты обращены друг к другу одноименными слоями. В связи с тем, что молекулы воды и обменные катионы располагаются между крайними тетраэдрами, расстояние по направлению оси может сильно увеличиваться, достигая 3 нм. Расширение сетки облегчается благодаря тому, что между соприкасающимися слоями смежных пакетов, образованных одноименно заряженными атомами кислорода, существуют отталкивающие силы.

Слабой связью между слоистыми пакетами и возможностью легкого проникновения между ними воды и некоторых ионов объясняется их высокая ионообменная способность, а также сильное набухание в воде.

Бентониты, использующиеся для приготовления растворов с

Таблица 2

Влияние качества бентонита на показатели бурения

Показатели	Скв. 1	Скв. 2
	Промывка раствором из высококачественного бентонита	Промывка раствором из бентонита низкого качества
	Интервал бурения, м	
	460—2850	460—2820
Время бурения, сут	22	26
Число израсходованных долот	22	28
Время чистого бурения, ч	298	341
Скорость проходки, м/ч	7,8	6,9
Проходка на долото, м	106	84,5
Плотность бурового раствора, г/см³	1,06	1,08
Содержание общей твердой фазы, %	3,2	5,4

малым содержанием твердой фазы, должны обеспечивать высокий выход раствора заданной вязкости из единицы массы глины. Обычно перед использованием рекомендуется проверять содержание в бентоните коллоидной фракции. Наиболее распространенным методом, применяемым за рубежом, является анализ по метиленовой сини (МВТ), основанный на способности поглощения последней высококоллоидальной частью глины.

Данные для иллюстрации влияния качества бентонита на показатели бурения приведены в табл. 2. Использование низкоколлоидального бентонита, потребовавшее увеличение его содержания в растворе на 2,2 % для достижения необходимых реологических показателей, привело к снижению проходки на долото на 21,5 м и механической скорости на 0,9 м/ч. Продолжительность бурения возросла на 4 дня при увеличении стоимости 1 м на 33 цента.

При исследовании влияния состава твердой фазы растворов с малым содержанием твердой фазы на механическую скорость проходки, которая является основным критерием их эффективности, было замечено, что показатели бурения в очень большой степени зависят от отношения массы оставшейся в растворе выбуренной породы *D* к массе бентонита *B* и размера частиц, составляющих твердую фазу. Для достижения максимального эффекта при применении растворов с малым содержанием твердой фазы отношение *D*/*B* не должно превышать единицы. Это требование необходимо увязывать с созданием условий минимального взаимодействия выбуриваемой породы с жидкой фазой раствора сразу после разрушения забоя. При несоблюдении этого условия, резко снижается механическая скорость проходки [25].

Возможность поддержания заданного отношения *D*/*B* в требуемых пределах зависит от эффективности очистки и реагентов, ис-



Рис. 10. График влияния диспергированных и недиспергированных растворов на механическую скорость проходки:
1 — диспергированные; *2* — недиспергированные

пользуемых для создания необходимых реологических и фильтрационных свойств раствора. Применяемые реагенты влияют на размер частиц, составляющих твердую фазу растворов. Дж. Ламмасом доказано, что применение буровых растворов, размер коллоидных частиц которых >1 мкм, приводит к росту механической скорости проходки по сравнению с растворами, равный объем твердой фазы которых представлен частицами размером <1 мкм.

Следовательно, одним из факторов повышения механической скорости проходки является использование буровых растворов, у которых размер частиц коллоидной фазы ограничен, но в то же время достаточен для придания ему необходимых фильтрационных и реологических свойств. Эти требования обеспечиваются типом реагентов, которые не должны относиться к диспергаторам.

Приводятся данные, характеризующие один и тот же исходный бентонитовый раствор, содержащий лигносульфонаты и акриловые полимеры.

В первом случае содержание частиц менее 1 мкм возросло с 13 до 80 %, а во втором снизилось до 6 %, что обеспечило увеличение механической скорости проходки.

В работе Дж. Ламмаса и Л. Филда показано (рис. 10) влияние на механическую скорость проходки диспергированных и недиспергированных растворов с низким содержанием твердой фазы и необходимым отношением D/B. Кривые на рис. 10 иллюстрируют преимущество последних и подтверждают, что предельно допустимое содержание твердой фазы в растворах, обеспечивающее высокую эффективность бурения, должно быть ниже 6 %.

Обобщая материал, приведенный выше, можно сделать следующее заключение: основной отличительной чертой растворов с малым содержанием твердой фазы является количество глинистого коллоидного компонента, которое должно быть ниже 6 % при размере коллоидных частиц твердой фазы не менее 1 мкм.

В составе твердой фазы допускается присутствие частиц выбуренной породы, содержание которой по отношению к бентонитовому эквиваленту D/B должно быть на уровне единицы или менее. Растворы с малым содержанием твердой фазы относятся к недиспергированным и должны оказывать ингибирующее действие на выбуренную породу. Последнее требование обеспечивается типом применяемых реагентов и, в частности, полимеров.

Использующиеся для создания растворов с малым содержанием твердой фазы полимеры оказывают стабилизирующий эффект, способствуют увеличению выхода раствора из бентонита, уменьшают содержание коллоидных частиц в системе и обеспечивают регулирование количества твердой фазы в растворе в результате сенсибилизирующего действия.

В основном полимеры не осаждают частиц глины с высоким зарядом (натриевый монтмориллонит). Осаждение глины под действием полимеров часто носит название химическое удаление выбуренной породы, которое вместе с использованием механических средств очистки позволяет контролировать содержание твердой фазы в буровом растворе. Последнее может осуществляться тремя путями: 1) флокуляцией — образованием хлопьев при укрупнении частиц в результате коагуляции. Флокуляция способствует осаждению мелких частиц выбуренной породы; 2) флотацией, при которой в твердую фазу вводится воздух и пенообразующее вещество. Твердые частицы определенного размера объединяются с пузырьками воздуха и поднимаются на поверхность пены, откуда могут быть удалены; 3) гидратационным замедлением, под которым понимается образование на шламе пленок, предотвращающих гидратацию и, следовательно, пептизацию крупных глинистых частиц шлама.

В промысловых условиях флокуляция оказалась наиболее эффективным способом контролирования содержания твердой фазы в буровых растворах с малым содержанием твердой фазы, тем более что применяемые для этой цели полимеры являются, как правило, и гидратационными замедлителями.

При рассмотрении полимеров, использующихся в бурении, было показано, что флокуляцию могут вызывать как полимеры двойного действия, так и селективные флокулянты.

Выбор того или иного полимера определяется характером разбуриваемых пород, в основном минералогическим составом глин. При бурении в разрезах, где возможно включение монтмориллонита, предпочтение отдается селективным флокулянтам, а при вскрытии ненабухающих пород рекомендуется применять полимеры двойного действия.

Для получения растворов с малым содержанием твердой фазы могут использоваться не один, а два полимера, из которых первый является стабилизатором, не вызывающим изменения реологических свойств или приводящим к увеличению вязкости бентонитовой суспензии, а второй — селективным флокулянтом и гидратационным замедлителем, образующим защитную пленку (оболочку) на более крупных частицах выбуренной породы.

Химический метод удаления твердой фазы в совокупности с механическим позволяет выводить из раствора частицы выбуренной породы размером менее 20 мкм. При небольших значениях СНС и невысокой тиксотропности выделение укрупненных частиц происходит в отстойниках. В случаях же, когда нужны тиксотропные системы с высокой прочностью гелей, необходимы механические средства очистки. При высоком значении отношения τ_0 к $\eta_{пл}$

Производственное объединение по бурению «Ленбургаз»
1545

Таблица 3

Сравнение флокулирующей способности различных полимеров

№ испытания	Наименование полимера	Время седиментации 4%-ной суспензии грубодисперсной глины, с	Коэффициент A
1	Сополимер винилацетата и малеинового ангидрида	29	4,8
2	Сополимер акрилата с акриламидом (молекулярное отношение 5:95)	24	5,8
3	То же (молекулярное отношение 30:70)	14	10,0
4	Этилен — малеиновый ангидрид	88	1,5
5	Катионный полимер	25	5,6
6	Без полимера	140	

эффективность работы механических очистителей снижается.

Для выбора эффективного флокулянта и его количества существуют простые методы, основанные на скорости седиментации частиц шлама, например сравнение флокулянтов — их оценка проводится по коэффициенту A, который представляет собой отношение времени T_1, необходимого для осветления суспензии шлама без добавления полимеров, интенсифицирующих осаждение шлама, к времени T_2, необходимому для осветления суспензии того же объема с добавлением оптимального количества флокулянта.

В качестве примера могут быть использованы результаты сравнения эффективности различных полимеров по флокулирующему действию.

Объектом для испытаний являлась 4 %-ная суспензия грубодисперсной глины. В цилиндр вместимостью 100 см³ помещались 99 см³ приготовленной суспензии и 1 см³ 1 %-ного раствора испытуемого полимера. Смесь перемешивалась в течении 60 с и оставлялась в покое на время, необходимое для осветления объема 50 см³. Эталоном сравнения служило время седиментации 100 см³ суспензии без полимера.

Результаты испытаний помещены в табл. 3.

Вязкость и реологические свойства растворов с малым содержанием твердой фазы определяются характером взаимодействия бентонита с полимерами или их влиянием на жидкую фазу раствора. В табл. 4 показано действие сополимера акрилата натрия и акриламида с различным молекулярным отношением мономеров на свойства бентонитовых суспензий, содержащих от 2 до 3 % бентонита.

Данные, приведенные в табл. 4, хорошо иллюстрируют способность сополимера при очень низких концентрациях изменять фильтрационные, структурно-механические и реологические свойства раствора.

Таблица 4

Влияние сополимеров акрилата натрия и акриламида на свойства бентонитовых суспензий

№ испытания	Бентонит, %	Добавки: Количество, %	Добавки: Молекулярное отношение мономеров	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	СНС, дПа: 10 с	СНС, дПа: 10 мин	Фильтрационный показатель, см³
1	3	—	—	3	5,0	0	0	16,5
2	3	0,01	60÷40	6	5,0	35,0	60,0	19,0
3	3	0,05	60÷40	9	100,0	40,0	160,0	15,5
4	3	0,1	60÷40	10	65,0	35,0	230,0	12,5
5	3	0,01	50÷50	5	55,0	25,0	55,0	18,5
6	3	0,05	50÷50	8	55,0	25,0	180,0	13,5
7	3	0,1	50÷50	8	55,0	25,0	190,0	11,5
8	2	—	50÷50	1,5	2,5	0	0	31,0
9	2	0,1	60∓40	5	20,0	5,0	60,0	16,0
10	2	0,1	50÷50	4	12,5	5,0	50,0	15,0

Одним из важнейших свойств растворов с малым содержанием твердой фазы, обусловленных наличием в них длинноцепочных полимеров, является псевдопластичность, проявляющаяся в сильном сдвиговом разжижении и загущении при низких градиентах скорости. Это свойство приближает рассматриваемые растворы к воде при истечении их из насадок долота.

На рис. 11, заимствованном из работы [24], показано влияние скорости сдвига на вязкость различных растворов и воды. При этом выделены скорости сдвига для различных участков циркуляционной системы. Задана скорость потока — производительность насосов, диаметр бурильных труб и т. д. Приведенные кривые показывают, что при скорости сдвига порядка $1 \cdot 10^4$—

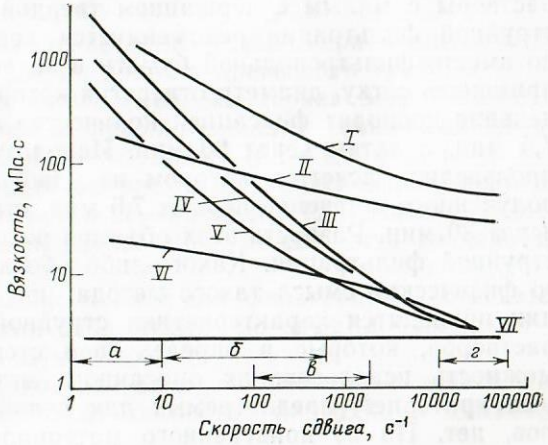


Рис. 11. График влияния скорости сдвига на вязкость различных растворов и воды:

I — глинистый раствор; *II* — раствор, обработанный лигносульфонатом; *III* — соленый раствор с добавкой асбеста; *IV* — раствор с бенексом и КМЦ; *V* — раствор с полимером-ХС; *VI* — раствор с добавками дриспака и асбеста; *VII* — вода; *а* — отстойники; *б* — затрубное пространство; *в* — буровые трубы; *г* — насадки долота

$2 \cdot 10^4$ $с^{-1}$ вязкость обработанного полимером раствора близка к вязкости воды.

Диспергированный раствор в условиях забоя (указанные выше скорости сдвига) имеет сравнительно небольшое разжижение.

Растворы с малым содержанием твердой фазы позволяют иметь оптимальные реологические показатели во всех элементах и частях циркуляционной системы. Этого нельзя достичь ни при использовании воды, ни обычных диспергированных буровых растворов.

Буровые растворы, вязкость которых снижается при высоких скоростях сдвига, позволяют повысить мощность на долоте за счет снижения потерь на трение в местах, где скорость промывочной жидкости наивысшая, т. е. в бурильных и утяжеленных бурильных трубах, турбобуре, долоте. Снижение гидравлических потерь позволяет увеличить расход промывочной жидкости или уменьшить размер гидромониторных насадок и тем самым повысить энергию струи, выходящей из насадок при неизменном давлении на буровых насосах.

Фильтрационные свойства растворов с малым содержанием твердой фазы и полимерных растворов отличаются от обычных диспергированных растворов способностью проходить через фильтрующую среду до того, как начнет образовываться корка. Для характеристики этих свойств предлагается использовать величину струйной, или, как ее еще называют, мгновенной, фильтрации [21]. Обычно отмечаемое снижение скорости проходки, которое связывают с низким показателем фильтрации, происходит из-за низкой струйной фильтрации. Последняя зависит от содержания твердой фазы, заполняющей трещины породы, образующиеся в момент разрушения забоя, что приводит к увеличению времени выравнивания давления и, как следствие, к снижению механической скорости проходки.

Свойством струйной фильтрации обладают вода, полимеры и растворы с малым содержанием твердой фазы. Для определения струйной фильтрации рекомендуется использовать прибор АНИ, но вместо фильтровальной бумаги в качестве фильтрующей среды применять сетку, диаметр отверстия которой равен 0,044 мм. Определение проводят фиксацией количества фильтрата сначала через 7,5 мин, а затем через 30 мин. Используя полученные величины, производят расчет, в котором из удвоенного объема фильтрата, полученного в течение первых 7,5 мин, вычитают объем фильтрата через 30 мин. Разность этих объемов рассматривают как величину струйной фильтрации. Какого-либо обоснования, подтверждающего физический смысл такого метода, нет, но в качестве иллюстрации приводятся характеристики струйной фильтрации различных растворов, которые в определенной степени подтверждают возможность использования описанного метода оценки. Определенных критериев, предлагаемых для новой характеристики растворов, нет. Но из приведенного материала следует, что струйная

фильтрация может быть мерилом «буримости» бурового раствора с низким содержанием твердой фазы.

Низкие водоотдачи обычных буровых растворов позволяют предотвратить некоторые осложнения в процессе бурения скважин, сохранить в какой-то степени коллекторские свойства продуктивных пластов, но не решить вопроса повышения механической скорости проходки.

§ 4. РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ И СОСТАВА РАСТВОРОВ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Рецептуры растворов с малым содержанием твердой фазы в большинстве случаев очень просты и включают бентонит, полимер двойного действия или два полимера, один из которых регулирует реологические свойства и фильтрацию, а второй является селективным флокулянтом.

Для дополнительного снижения фильтрации возможно использование нефти, эмульгирующейся в этих растворах. Количество бентонита зависит от типа полимеров и их способности увеличивать выход раствора из единицы массы глины. Известны растворы с малым содержанием твердой фазы, в которых до 3 % натриевого бентонита и не более 3 % выбуренной (другой) глины. Полимером двойного действия служит сополимер акрилата натрия и акриламида, количество которого находится в пределах 0,01—0,05 %. Отмечается, что при содержании в растворах кальция более 1 мг/л сополимер может вызвать флокуляцию не только выбуриваемой глины, но и входящего в него бентонита.

В работе [1] приведен состав раствора с малым содержанием твердой фазы, в котором в качестве полимера двойного действия используется сополимер винилацетата и малеинового ангидрида. Количество бентонита в этом растворе может изменяться в пределах 3—6 %.

Указывается, что применение этого сополимера лимитируется содержанием NaCl, которое не должно превышать 1,5 %.

В присутствии солей кальция бенекс теряет эффективность, поэтому при его применении использующаяся техническая вода обрабатывается кальцинированной содой (0,6—1,2 кг/м³).

При приготовлении раствора расход бентонита и полимера на 1 м³ воды соответственно равен 25—30 кг и 0,12—0,14 кг. В этот раствор без использования эмульгатора может быть введено до 10 % нефти.

Дополнительное снижение показателя фильтрации достигается КМЦ, гипаном и другими реагентами, которые добавляются в количествах от 0,6 до 1,8 кг/м³.

В процессе бурения расход основного полимерного реагента, как и всякого другого, зависит от скорости проходки и диаметра скважин.

Таблица 5

Расход бенекса в зависимости от скорости проходки и диаметра скважины

Диаметр скважины, мм	Расход (кг/ч) при скорости проходки, м/ч									
	1	2	3	4	6	8	10	12	14	16
178—203	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
229—279	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7
279—330	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8

Область применения бенекса ограничена температурой, которая не должна превышать 100—120 °С.

В табл. 5 приведены данные по расходу бенекса.

При использовании полимера двойного действия — рапидрила, так же как и бенекса, лимитируется содержание солей в технической воде. Допустимая концентрация хлорида натрия 1,5 г/л, а кальция 0,36 г/л.

Эффективность рапидрила в 2 раза выше, чем бенекса, что позволяет снизить содержание твердой фазы в буровом растворе до 2—3 %.

При повторных обработках полимер добавляется после прохождения раствором вибросита и других очистных устройств во избежание потерь реагента. По-видимому, это указание должно относиться ко всем реагентам, применяемым для обработки буровых растворов.

Данные по использованию растворов с малым содержанием твердой фазы в Канаде показывают значительное увеличение технико-экономических показателей бурения.

По двум контрольным скважинам, первая из которых бурилась с промывкой обычным глинистым раствором, а вторая — с раствором, обработанным полимером бенексом, при содержании 5 % бентонита, испытания показали, что механическая скорость проходки на второй скважине была на 57 % больше при соответственном снижении ее стоимости.

В табл. 6 приведены результаты бурения с использованием на восьми площадях Западной Канады недиспергированных растворов с низким содержанием твердой фазы и обычных.

Использование растворов с низким содержанием твердой фазы позволило в среднем увеличить проходку на долото на 96 %, скорость бурения на 35 % и время пребывания долота на забое на 45 %.

Имеются данные, подтверждающие целесообразность применения растворов с малым содержанием твердой фазы в некоторых неустойчивых породах и при вскрытии продуктивных пластов.

Для сохранения устойчивости ствола скважины в этих раство-

Таблица 6

Показатели бурения скважин с использованием недиспергированных растворов (МСТФ) и обычных

Площадь	Тип раствора	Интервал бурения до, м	Число долот, шт.	Время чистого бурения, ч	Время бурения, дни	Стоимость раствора, долл.	Проходка на долото, м	Скорость проходки, м/ч	Срок службы долота, ч	Увеличение, %		
										проходки на долото	скорости проходки	срока службы долота
Эдсон	МСТФ	2420	18 (1)	354,25	18,5	7811	134	9,5	19,7	51,5	8	40,5
	Обычный	2380	30 (2)	362,50	20	8104	79	6,6	12,1			
	»	2570	26 (2)	416,75	23	6804	98	6,2	16,0			
Виндфол	МСТФ	2300	14 (3)	297,00	17	6033	163	7,7	21,2	122	68,5	31,0
	Обычный	2300	31	501,25	31	7274	74	4,5	16,2			
Калэ	МСТФ	2400	9 (4)	250,25	16	7000	266	9,6	27,8	216	48,5	115,5
	Обычный	2415	26	370,50	23	5098	93	6,5	14,2			
	»	2400	32	375,00	25,5	5521	75	6,4	11,7			
Пейган	МСТФ	2560	29 (2)	587,25	35	22 800	89	4,35	20,3	124	33,5	67
	Обычный	2530	64	780,75	55	24 400	39,5	3,25	12,2			
Анте Крик	МСТФ	2970	17 (6)	493,00	25	7900	175,0	6,14	28	97	12,5	21
	Обычный	3000	28 (3)	514,25	31,5	4703	107	5,9	18,3			
	»	2960	42 (2)	610,00	35	5672	71	4,83	14,5			
Траут-Лейк	МСТФ	1640	11	235,75	18	10 779	149	7,0	21,4	70	3	52
	Обычный	1770	20	298,25	30	12 500	89	6,0	14,9			
	»	1730	20	227,50	25	13 000	76	7,6	11,4			
Роки Маун	МСТФ	3120	28 (9)	539,75	34	20 000	111	5,8	19,3	39,5	39	2
	МСТФ	3070	37 (4)	523	35	23 000	83	5,85	14,1			
	Обычный	3140	64 (2)	851,75	63	30 625	49	3,70	13,3			
	»	3120	31 (9)	690,50	38	19 700	100	4,5	22,2			
	»	3100	52 (3)	706,25	47	30 700	59,5	4,4	13,6			
Ниписи	МСТФ	1500	10	134,75	7,75	2500	150	11,1	13,5	52	72,5	12
	Обычный	1480	15	230	230	3500	99	6,5	15,3			

Примечание. В графе «Число долот» в скобках указано число штыревых долот.

рах снижают показатель фильтрации, при этом скорость проходки не падает так резко, как для сильно диспергированных растворов. Использование недиспергированных растворов с малым содержанием твердой фазы затруднено при бурении ангидридов, особенно если при этом возникает необходимость снижения фильтрации. При небольшой мощности ангидридов рекомендуется добавка безводной кальцинированной соды, карбоната бария и воды, если же содержание кальция превышает 0,02 %, то рекомендуется использовать смесь полиакрилата натрия и КМЦ. Количество диспергатора должно быть минимальным, для того чтобы эффективно регулировать содержание твердой фазы. В последнее время в качестве компонента растворов с малым содержанием твердой фазы рекомендуется ГЭЦ, как более устойчивый к солям кальция.

§ 5. НЕДИСПЕРГИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ АКТИВНОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ ВЫСОКОЙ ПЛОТНОСТИ

При развитии идеи недиспергированных буровых растворов с малым содержанием твердой фазы была показана возможность создания аналогичных утяжеленных растворов, основными компонентами которых также являлись бентонит, полимеры селективного или двойного действия и стабилизаторы бентонитовых суспензий. Д. В. Андерсон отмечал, что регулирование реологических и фильтрационных свойств этих растворов достигалось применением как бентонита, так и полимеров.

Количество полимера для этих растворов должно быть значительно выше, чем рекомендуется для обычных неутяжеленных растворов. Необходимая концентрация полимера двойного действия определяется по достижению максимальной вязкости бентонитовой суспензии, содержащей 4 % бентонита.

На рис. 12 показано влияние концентрации полимера ВАМА на кажущуюся вязкость неутяжеленного и утяжеленных растворов с малым содержанием коллоидной твердой фазы. Характер приведенных кривых показывает, что максимум значения вязкости

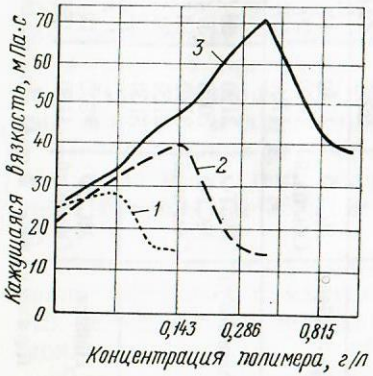


Рис. 12. График влияния расхода полимера на вязкость утяжеленных растворов:

1—4 %-ная суспензия бентонита, не содержащая барита; *2—4* %-ная суспензия бентонита, содержащая 572 кг/м³ барита; *3* — 4 %-ная суспензия бентонита, содержащая 1430 кг/м³ барита

Таблица 7

Показатели недиспергирующих утяжеленных буровых растворов различной плотности

Плотность, г/см³	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Статическое напряжение сдвига, дПа	Показатель фильтрации по АНИ, см³
1,50	37	190	20—25	3,8
1,56	41	110	20—20	3,8
1,62	37	95	20—25	3,8
1,74	38	95	20—20	4,0
1,80	42	95	20—20	4,5
2,13	47	110	—	6,2

смещается в сторону увеличения концентрации полимера по мере утяжеления раствора. Если для достижения максимальной вязкости у неутяжеленного раствора с малым содержанием твердой фазы (4 % бентонита) требуется 0,143 г/л полимера, то у того же раствора, содержащего 572 г/л барита, это количество возрастает до 0,268 г/л, а при содержании барита 1430 г/л — до 0,815 г/л.

Автором сделано предположение, что баритовые частицы препятствуют возникновению полимербентонитовых связей, поэтому для создания условий их образования в утяжеленном растворе концентрация полимера должна быть увеличена.

При выборе полимера для утяжеленных растворов было установлено, что полимеры двойного действия, способствующие повышению выхода раствора из бентонита, нежелательны. Предпочтение отдается селективным флокулянтам. Пластическая вязкость растворов повышается с увеличением концентрации утяжелителя, но при этом статическое напряжение сдвига не изменяется.

Для иллюстрации свойств недиспергирующих растворов различной плотности с малым содержанием коллоидной фазы приводится табл. 7.

Недиспергированные утяжеленные буровые растворы плотностью в пределах 1,19—2,19 г/см³ успешно использовались при бурении скважин в регионах от Северной Аляски до Луизианы и от Калифорнии до Миссисипи при бурении в твердых породах.

Для этих растворов, также как и для неутяжеленных растворов такого типа, возможность достижения высоких скоростей бурения определяется содержанием высококоллоидальных частиц, контроль за которыми очень важен.

Преимущество растворов с низким содержанием коллоидных частиц независимо от плотности раствора было доказано ранее. Их применение показало, что растут скорости проходки, снижается фрикционный износ оборудования, уменьшается расход долот.

Для этих растворов характерно резкое снижение вязкости с увеличением скорости сдвига, так как в их состав входят те же полимеры, что и в неутяжеленные растворы с низким содержанием твердой фазы.

Таблица 8

Зависимость параметров недиспергирующих и диспергирующих утяжеленных буровых растворов от температуры

Тип раствора	Время прогревания при температуре, °С	Параметры бурового раствора										
		Плотность, г/см³	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	СНС, дПа		Фильтрация, см³/30 мин	Содержание нефти, %	Содержание твердой фазы, %	Содержание коллоидных частиц, г/см³	Содержание барита, г/см³	Содержание частиц низкой плотности, г/см³	Содержание частиц выбуренной породы, г/см³
					10 с	10 мин							
Недиспергированный	—	1,69	31	97,6	34,2	146,5	5,1	2	26	0,05	0,7	0,25	0,20
»	16 ч при 205	1,69	18	29,3	4,88	14,6	6,1	2					
Диспергированный	—	1,63	23	59	4,88	14,6	5,0	2	24	0,06	0,62	0,24	0,18
»	16 ч при 205	1,63	*Незамеряемые*				14,0	2					
Недиспергированный	—	1,48	33	48,8	14,6	83,0	6,6	5	19,5	0,05	0,41	0,26	0,21
»	16 ч при 150	1,48	34	78,1	14,6	48,8	7,0	5					
Недиспергированный	—	1,67	30	58,6	9,8	24,4	3,6	5	24	0,05	0,73	0,17	0,12
»	16 ч при 150	1,67	31	53,8	9,8	14,6	5,0	5					
»	16 ч при 205	1,67	29	29,3	9,8	9,8	6,6	5					
Диспергированный	—	1,69	79	58,6	24,4	43,9	3,9	4	26	0,08	0,71	0,24	0,16
»	16 ч при 150	1,69	57	58,6	14,6	29,3	5,5	4					
»	16 ч при 205	1,69	*Незамеряемые*					4					

Для растворов с повышенной плотностью расход полимера выше и очень важно, чтобы полимер образовывал на барите пленку, т. е. покрывал частицу барита. Эта часть добавки полимера вызывает «смазочный» эффект, снижающий продавочное давление. Расход полимера составляет в данном случае 25 кг на 4000 кг барита. Используя полимер в недиспергирующих полимерных растворах, надо поддерживать необходимую характеристику вязкости раствора, что показано на примере применения ВАМА (см. рис. 12). Для утяжеленных недиспергирующих растворов, применяющихся на больших глубинах, большое значение имеет температурная стабилизация. В качестве термостойких компонентов — понизителей фильтрации предлагаются полиакрилаты натрия.

Отмечается, что вязкость недиспергирующих утяжеленных растворов, в отличие от диспергирующих, после воздействия высоких температур снижается (табл. 8). Это выгодно отличает их от диспергирующих утяжеленных растворов.

При регулировании свойств этих растворов важно определить как общее содержание твердой фазы, так и раздельно количество барита, частиц низкой плотности (выбуренной породы) и бентонита по метиленовой сини. Эти данные позволяют производить расчеты для определения необходимых добавок барита, бентонита и полимерных реагентов.

Если содержание твердой фазы находится в заданном пределе, то и показатель структурной вязкости будет приемлемым.

Всякое неожиданное повышение структурной вязкости свидетельствует о повышении содержания твердой фазы. Если увеличение структурной вязкости сопровождается возрастанием предельного динамического напряжения сдвига, то содержание твердой фазы должно быть снижено удалением либо разбавлением раствора. При увеличении предельного динамического напряжения сдвига без повышения структурной вязкости предпочтительны физико-химические методы воздействия.

В связи с тем, что преимущества недиспергирующих утяжеленных растворов перед обычными в отдельных случаях подвергаются дискуссии, в табл. 9 приводятся результаты промысловых ис-

Таблица 9

Средние показатели бурения скважин при использовании диспергирующих и недиспергирующих утяжеленных растворов

Тип раствора	Число скважин	Число долот, шт.	Средняя проходка на долото, м	Среднее время пребывания долота на забое, ч	Средняя механическая скорость, м/ч
Диспергирующий	9	418	108	24	4,5
Недиспергирующий	10	306	183	37	5,0

следований по 19 скважинам, пробуренным в Западном Техасе.

Сравнение проводилось для скважин, бурившихся в одинаковых условиях. Данные табл. 9 хорошо иллюстрируют преимущества недиспергирующих растворов.

§ 6. БЕЗГЛИНИСТЫЕ, ИЛИ ПОЛИМЕРНЫЕ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

В качестве основного компонента безглинистых буровых растворов за рубежом чаще всего используются биополимеры, относящиеся к модифицированным гетерополисахаридам, образующимся в результате воздействия бактерий рода *Xanthomonas Campestris (XC)* на глюкозу, и содержащие ее вещества.

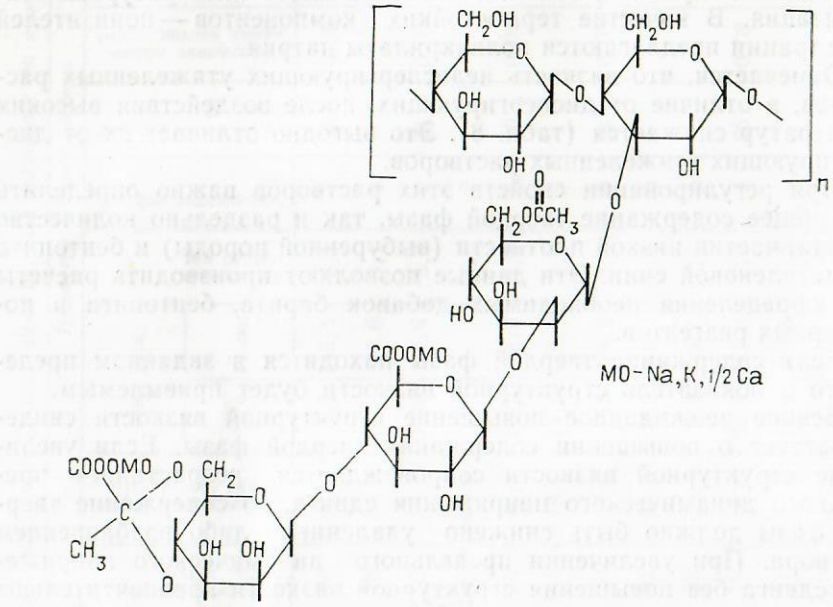


Рис. 13. Структурная формула биополимера-ксантана

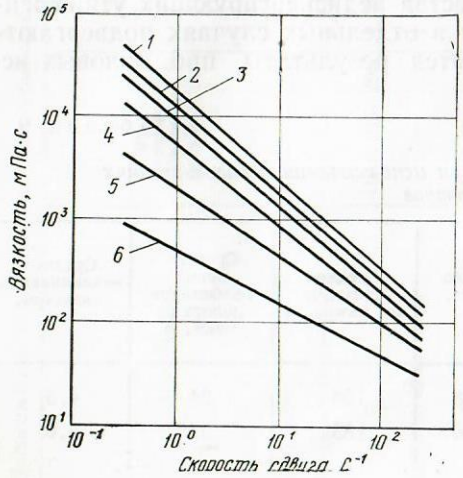


Рис. 14. График изменения вязкости водных растворов биополимера-XC различной концентрации в зависимости от скоростей сдвига:

1 — 1,5 %; *2* — 1,25 %; *3* — 1 %; *4* — 0,75 %; *5* — 0,50 %; *6* — 0,25 %

Биополимеры типа XC выпускаются под различными фирменными наименованиями: келцан, полимер-XC и другие в США, актигум-КС, актигум-КХ и родопол-23 во Франции, ксантан в ВНР и т. д. [1, 26, 27].

В химическое 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 4,6D-глюкозоидной боковой цепью на каждые 16 остатков сахаров [18].

Структурная формула биополимера представлена на рис. 13. В макромолекуле биополимера содержатся карбоксильные, карбонильные и гидроксильные группы, способные образовывать комплексные соединения с сольватированными ионами хрома. Эта способность используется для придания тиксотропных свойств водным растворам биополимеров и снижения их фильтрации.

Биополимеры выгодно отличаются от других полимеров, применяемых в бурении. Они характеризуются высокой загущающей способностью, а их растворы — сильно выраженными псевдопластичными свойствами при малой концентрации полимера (рис. 14) и устойчивостью к солям. Реологические свойства растворов полимеров сохраняются в присутствии солей и органических кислот.

Влияние соли на реологические свойства растворов келцана показано в табл. 10, заимствованной из технического бюллетеня «Ксанко а дивижн оф Келко Ко».

Таблица 10

Реологические свойства растворов биополимера келцана

Концентрация келцана, кг/м³	Реологические свойства растворов келцана					
	Кажущаяся вязкость, мПа·с	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Показатель степени n	Коэффициент k	Вязкость ($\dot{\gamma}$=50с$^{-1}$) мПа·с
			Пресная вода			
1,43	6,9	3,8	31,0	0,40	3,9	39
2,96	9,9	4,7	52,0	0,35	8,6	68
4,29	16,0	6,5	95,0	0,32	17,5	135
			Морская вода			
1,43	5,6	3,1	25,0	0,44	2,7	30
2,86	9,0	4,0	40,0	0,36	7,5	64
4,29	15,0	6,0	90,0	0,31	17,5	120
			Вода, насыщенная солью			
1,43	6,8	3,9	29,0	0,43	3,4	35
2,86	11,6	6,5	51,9	0,38	6,0	68
4,29	17,25	6,5	107,5	0,28	24,0	140

Таблица 11

Влияние концентрации полимера-ХС и воды на свойства растворов, содержащих 6% глины

Концентрация полимера-ХС, кг/м³	Кажущаяся вязкость, мПа·с	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение, сдвига, дПа	Статическое напряжение сдвига через 10 мин, дПа	Показатель фильтрации, см³
			Пресная вода		
1,43	6,0	4,5	15,2	5,86	22,8
2,86	10,6	5,9	45,8	15,70	14,2
4,29	15,8	7,2	84,0	33,30	11,4
5,72	22,3	8,6	134,0	66,00	10,1
			Морская вода		
1,43	6,9	5,1	18,1	10,80	31,5
2,86	11,6	7,2	42,0	20,60	21,2
4,29	17,7	9,7	78,3	33,30	15,5
5,72	24,2	11,8	122,0	58,6	12,6
			Вода, насыщенная солью		
1,43	4,3	4,5	0,0	0,00	64,0
2,86	8,6	7,3	13,2	5,86	26,0
4,29	16,4	12,5	38,2	12,20	16,0
5,72	22,7	14,9	76,4	26,40	12,6

Возможность использования биополимера в качестве загустителя суспензий бентонита на пресной, морской и насыщенной поваренной солью воде приведена в табл. 11.

Способность растворов биополимеров образовывать комплексные соединения с ионами трехвалентного хрома используется при создании безглинистых растворов. На рис. 15 показан эффект добавки хлорида хрома ($CrCl_3 \cdot 6H_2O$) к раствору биополимера (2,86 г/л), содержащему ионы Са для повышения pH. При концентрациях $CrCl_3 \cdot 6H_2O$ от 0,286 до 1,144 г/л кажущаяся вязкость раствора биополимера может быть более чем удвоена [18].

Недостатки, отмечаемые при использовании хромовых солей в качестве комплексообразующего агента, обеспечивающего получение безглинистого бурового раствора, привели к разработке более совершенной полимерно-полиэлектролитной системе ХСР-ОСР. В состав этого раствора кроме полимера-ХС входит полиэлектролит ОСР, предложенный в качестве органического хромовоионного буфера и стабилизатора стенок скважины. Как органический хромовоионный буфер ОСР обеспечивает в растворе в заданном диапазоне концентраций постоянный уровень содержания ионов хрома. Буферное действие ОСР хорошо иллюстрируется кривыми титрования для хромовых квасцов и ОСР (рис. 16), которые показывают, что ион хрома в растворе хромовых квасцов легко вступает в реакцию с NaOH, а ион хрома в ОСР реагирует с NaOH значительно труднее, вследствие чего оксолированные хромовые комплексы в растворе ОСР образуются не так просто, как в растворе хромовых квасцов. Благодаря этому не обнаруживается резкого эффекта переобработки и потери структуры раствора полимера-ХС, что наблюдается при использовании солей трехвалентного хрома. Свойства ОСР как реагента, образующего поперечные связи с полимером и загущающего его, иллюстрируются рис. 17. ОСР является производным лигнина, содержащим функциональные группы: OH, O, NH_2, COOH и SO_3H, определяющие, кроме способности образовывать комплексные соединения, возможность хемсорбционно связываться с поверхностью глинистого минерала. Образующийся на глинах адсорбционный микрослой ОСР способствует стабилизации стенки скважины и препятствует диспергации выбуренной породы. Диспергирующее действие системы ХСР — ОСР проверялось на водовосприимчивых глинах и дало положительный результат.

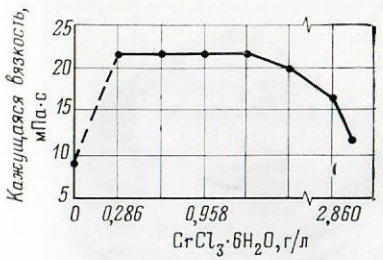


Рис. 15. График влияния добавки хлорида хрома на кажущуюся вязкость раствора полимера-ХС, содержащего $CaCl_2$

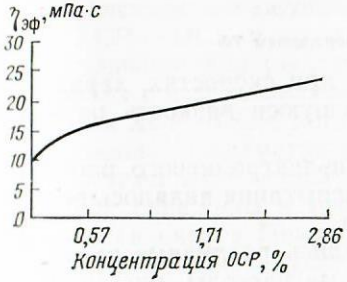


Рис. 17. График влияния концентрации ОСР на вязкость водного раствора полимера-ХС (состав раствора 2,86 г/л ХСР, 100 мг/л Са)

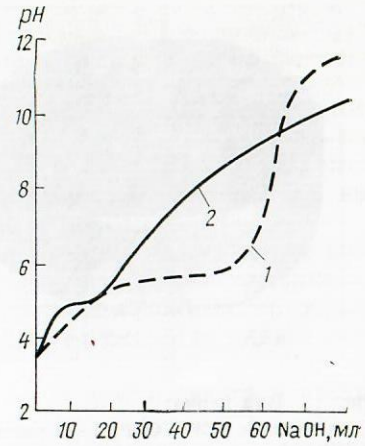


Рис. 16. График кривых титрования:

1 — хромовые квасцы; *2* — ОСР

Лабораторные исследования показали, что система ХСР — ОСР может обеспечить высокое качество очистки затрубного пространства и низкую вязкость на забое. Отмечается, что система ХСР — ОСР выдерживает значительное загрязнение коллоидальной глиной без изменения реологических свойств, необходимых для высоких показателей проходки. Эти растворы могут быть утяжелены баритом с сохранением ими псевдопластических свойств. На-

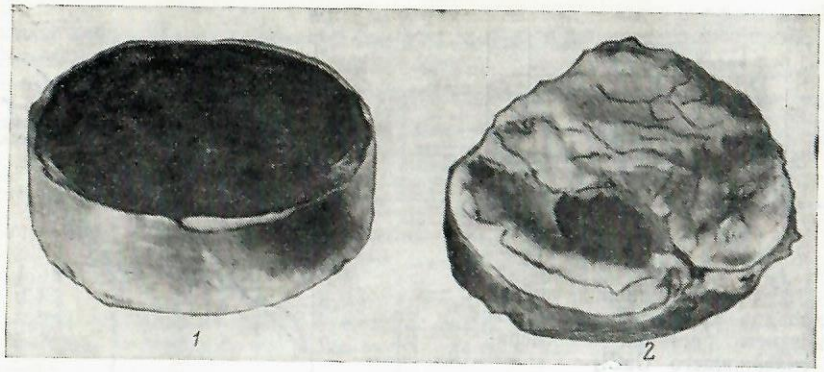


Рис. 18. Вид керна:
1 — в растворе ХСР — ОСР; *2* — в растворе с малым содержанием ТФ

пример, раствор с плотностью 1,92 г/см³ при скоростях, характерных для призабойной зоны, имеет кажущуюся вязкость порядка 10 мПа·с.

Промысловые испытания полимерполиэлектролитного раствора проводились в Западном Техасе. Целью испытания являлось вскрытие пласта элленбергер на глубине 7000 м.

Для бурения в этом районе применялись различные типы буровых растворов, в том числе утяжеленные рассолы, растворы на нефтяной основе, лигносульфонатные и др. Основные трудности были при прохождении пластов вулфкэмп и пенсильванского.

Испытание системы ХСР — ОСР было начато с глубины 3500 м после спуска 273-мм обсадной колонны.

При приготовлении раствора расход полимер-ХС составлял 2,86 кг/м³, а ОСР — 11,40 кг/м³; раствор готовился на умягченной воде. В процессе бурения использовалась жесткая вода, содержащая соли кальция и магния.

При бурении отмечалось повышение устойчивости ствола скважины. На рис. 18 показано влияние системы ХСР — ОСР и раствора с малым содержанием твердой фазы на керн. Свойства раствора при разбуривании интервала 3445—4305 м следующие:

Глубина, м	3445	3600	3860	3900	4050	4200	4305	4305
Плотность, г/см³	1,21	1,27	1,43	1,50	1,48	1,50	1,61	1,65
Вязкость по воронке Марша, с	35	39	—	43	44	38	45	46
Кажущаяся вязкость, мПа·с	13,0	22,0	22,5	22,5	17,5	19,0	26,5	29,0
Пластическая вязкость, мПа·с	7,0	12,0	13,0	14,0	13,0	10,0	14,0	18,0
Динамическое напряжение сдвига, дПа	60	100	95	85	45	90	115	110
Статическое напряжение сдвига, дПа:								
через 1 мин	19,5	14,6	19,5	24,4	24,4	53,6	58,6	48,8
через 10 мин	29,3	29,3	29,3—48,8		48,8	107,2	87,8	97,6
Показатель фильтрации по АПИ, см³	15,5	7,8	10,0	12,3	18,0	15,8	13,0	11,2

Хлориды, %	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
pH	8,0	8,6	8,4	8,2	9,5	9,0	9,8	9,4
Бентонит, г/л	4,29	8,58	8,58	14,3	17,6	20,02	—	17,6
Твердая фаза, %	10	10	14	20	20	20	20	21,0

Несмотря на систематическое увеличение плотности, реологические свойства раствора изменялись незначительно. Состав раствора (отношение полимера-ХС и ОСР) в течение всего времени испытания поддерживался постоянным. В среднем в раствор вводилось ежедневно 0,023 г/л ХСР и 0,24 г/л ОСР.

Способность бурового раствора к сдвиговому разжижению контролировалась на капиллярном вискозиметре. Хотя величина кажущейся вязкости возрастала с увеличением плотности, наклон кривых зависимости кажущейся вязкости от скорости сдвига оставался почти постоянным.

Зависимости кажущейся вязкости от скорости сдвига у растворов ХСР — ОСР и хромлигносульфонатного показаны на рис. 19.

Сравнение кавернограмм скважин, пробуренных в аналогичных условиях с использованием хромлигносульфонатного раствора с раствором ХСР—ОСР, показало, что последний обеспечил сохранение номинального диаметра в течение всего времени бурения.

Система ХСР — ОСР использовалась также при проводке поисковой скважины в пенсильванских отложениях в серево-западной части округа Пекос, штат Техас. Результаты применения этого раствора подтвердили легкость в обращении, хорошие реологи-

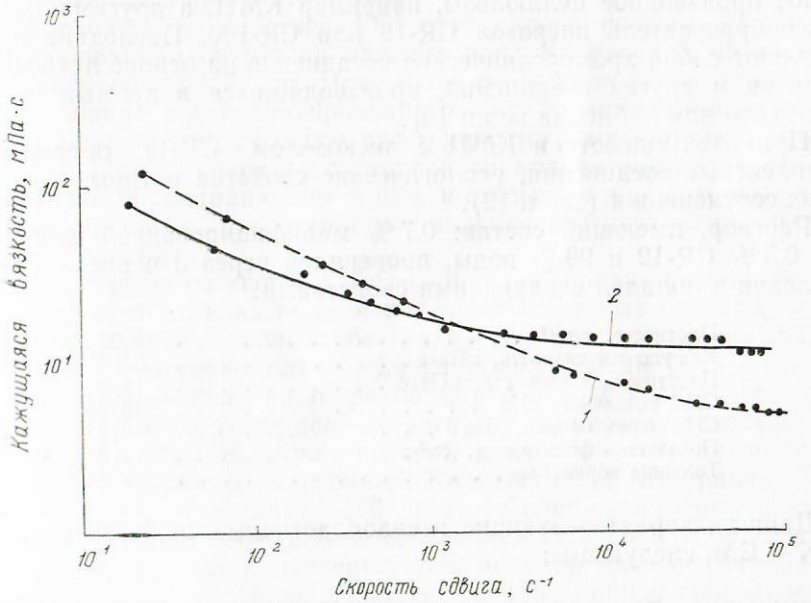


Рис. 19. Зависимость кажущейся вязкости растворов полимера-ХС — ОСР и хромлигносульфонатного от скорости сдвига:
1 — ХСР — ОСР; *2* — хромлигносульфонатный раствор

Таблица 12

Влияние содержания КМЦ и вискозола CR-12 на кажущуюся вязкость полимерного раствора

Содержание вискозола CR-12 в воде, %	Кажущаяся вязкость раствора (мПа·с) при содержании производного целлюлозы, %		
	0,75	1	1,25
0,00	4,0	6,0	8,5
0,10	5,0	7,0	10,0
0,20	6,5	12,0	17,5
0,30	14,0	20,0	50,0
0,40	33,0	60,0	120,0
0,50	70,0	115,0	—

ческие свойства, обеспечивающие передачу долоту максимальной мощности, способность очищать ствол скважины и ее забой, повышать мощность насосов и т. д. В то же время отмечено, что использование подобных систем пока ограничено их термостойкостью и стоимостью, однако идея полимерно-полиэлектролитных буровых растворов является перспективной и может быть развита на основе синтетических и термостойких полимеров.

В ВНР разработана система полимерного бурового раствора СУN — СМ, в котором одним из компонентов является водорастворимое производное целлюлозы, например КМЦ, а другим — комплексообразователь вискозол CR-12 или CR-100. Последние представляют собой хроморганическое соединение на основе лигносульфонатов и других соединений, производящихся в промышленном масштабе для дубления кожи [8].

При взаимодействии КМЦ с вискозолом CR-12 образуются комплексные соединения, реологические свойства которых зависят от их соотношения (табл. 12).

Раствор, имеющий состав: 0,7 % модифицированной целлюлозы, 0,3 % CR-12 и 99 % воды, проверялся через 3 ч после приготовления и обладал следующими свойствами:

Плотность, г/см³	1,02
Кажущаяся вязкость, мПа·с	32,5
Пластическая вязкость, мПа·с	13,0
СНС начальное, дПа	19,2
СНС через 10 мин, дПа	76,8
Показатель фильтрации, см³	12,8
Толщина корки, мм	0,4

Данные, характеризующие псевдопластичные свойства системы СУN — СМ, следующие:

Скорость сдвига, $с^{-1}$	1022	510	340,6	170,3	10,2	5,1
Величина сдвига, дПа	321,6	240,0	182,4	124,8	28,8	19,2

При этом экспонента $n=0{,}422$ и коэффициент $K=1{,}28$.

Система СУN—СМ сохраняет свои рабочие свойства при введении в нее бентонитовой и небентонитовой глин до тех пор, пока концентрация вискозола не будет менее допустимой. Этот раствор устойчив к солям натрия и кальция при температуре 140 °С. При необходимости плотность раствора может быть повышена до 1,62 г/см³.

Первые промысловые испытания полимерного раствора СУN — СМ были проведены при бурении на твердые полезные ископаемые и термальные воды. Полученный опыт был использован при проводке нефтяных и газовых скважин. В настоящее время система безглинистого раствора широко используется в бурении, в основном при вскрытии верхних интервалов.

Известны составы полимерных растворов, содержащих гуаровую смолу, относящуюся к галактоманнанам и раствор на основе биополимера-ХС с комплексообразователем $KCr(SO_4)_2 12\ H_2O$ и KCl. Разработан также состав раствора со структурообразователем, у которого в качестве полимерной основы использована карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза — (СМНЕС).

Имеются данные [20], согласно которым для создания подобных растворов используется полиакриламид. Полимеры испытывались как ингибирующий материал для стабилизации стенок скважин при разбуривании неустойчивых глинистых пород. Эти исследования показали, что полимерные растворы, содержащие высокомолекулярный ПАА, способствуют повышению устойчивости глин, особенно в присутствии KCl.

Ингибирующее действие KCl обусловлено ионами K^+. В негидратированном состоянии диаметр иона K^+ равен 0,266 нм, а в гидратированном 0,76 нм. При таком соотношении диаметров гидратированного и негидратированного иона K^+ последний свободно проникает в межплоскостное расстояние монтмориллонита, равное 0,96 нм. При размере гексогонального кольца монтмориллонита 0,28 нм ион K^+ встраивается в него и связывает элементарные слои монтмориллонита, предотвращая межплоскостную гидратацию и диспергирование.

Полимерные растворы с добавкой KCl находят применение при бурении на море и на суше в водочувствительных сланцах.

Стабилизация сланцев обеспечивается использованием KCl в сочетании с частично (20—40 %) гидролизованным ПАА.

Для изготовления раствора на морской воде в качестве структурообразующего материала-загустителя применяется второй полимер. При использовании пресной воды загустителем является прегидратированный бентонит. Количество ПАА равно 71 — 2145 г/м³, KCl — от 28 до 170 кг/м³. Содержание прегидратированного бентонита в растворе составляет 14,3—28,6 кг/м³. Растворы на пресной воде характеризуются высокой степенью псевдопластичности, определяющей хорошую удерживающую способность и очистку забоя скважины. Растворы с полимерным загустителем менее псевдопластичны, но имеют отношение $\tau_0/\eta_{пл} \approx 1$. Эти растворы могут быть утяжелены до плотности 1,92 г/см³ и обладать

высокой термостойкостью — 204,4 °С. Показатель фильтрации рассматриваемых растворов достигает 30—80 см³ по АНИ. Считается, что для подобных систем его снижения не требуется. Исключение составляют случаи, когда возможно возникновение прихватов из-за разности пластового гидродинамического давления. При бурении в породах, где есть условия для образования глинистой корки, рекомендуется иметь показатель фильтрации не ниже 8—10 см³. При меньшем его значении образование плотной корки снизит содержание полимера в фильтрате и последний потеряет защитные свойства при контакте со сланцами гумбо. Нетрещиноватые сланцы не создают проблем такого рода. При разбуривании этих пород величина фильтрации может быть менее 5 см³.

В присутствии карбонатных, сульфидных и фосфатных анионов защитная способность растворов снижается. Предполагается, что перечисленные анионы затрудняют адсорбцию полимера.

Для этих растворов не рекомендуется использование комплексообразующих солей, в частности содержащих трехвалентный хром. Образование сшитых полимеров снижает эффективность этих растворов. Нежелательно также повышение pH более 11, так как при этом увеличивается степень гидролиза.

Особенно отрицательно увеличение степени гидролиза при температурах 150 °С и более. При использовании растворов, содержащих KCl, имеется тенденция к увеличению скорости коррозии. Для борьбы с этим явлением приемлемой является добавка сульфатов.

Отмечается, что для эффективного использования полимерных растворов необходима соответствующая очистка. Обязательна установка вибросит с сетками 60—80 отверстий на 25,4 мм, а также пескоотделителей и илоотделителей.

В связи с тем, что свежеприготовленные полимерные растворы имеют тенденцию к закупорке мелкоячеистых вибросит, рекомендуется, пока полимерный раствор не достигнет сдвигового разжижения, использовать сита с более крупными ячейками.

Широкое применение полиакриламидные растворы с KCl получили при бурении в твердых осыпающихся сланцах. В районе предгорий Канады с использованием этих растворов пробурено более 300 000 м. В одной из скважин была зарегистрирована забойная температура 204,4 °С, не оказавшая отрицательного влияния на свойства раствора. Состав применявшегося раствора: 1,43 кг/м³ ПАА и 28,6 кг/м³ KCl, прегидратированного бентонита 14,3—28,6 кг/м³. При повторных обработках, компенсирующих потери ПАА в результате адсорбции, количество его составляло 0,71 кг/м³. Реологические показатели раствора: $\eta_{стр}=10$ мПа·с, $\tau_0=195$ дПа. При необходимости снижения показателя фильтрации применялся крахмал. При очистке наряду с указанным очистным оборудованием использовались отстойники, эффективность работы которых повышалась добавкой в раствор флокулянтов. Структурированные растворы очищались на ситах и илоотделителях.

Стоимость полимерного раствора была на 15—20 % ниже стои-

Таблица 13

Показатели полиакриламидных растворов с KCl, применяемых в морском бурении

Показатели	У берегов Испании		У берегов Португалии		Северное море
Диаметр скважины, мм	469,9	317,5	469,9	317,5	
Плотность, г/см³	1,20		1,15		1,30
Вязкость по АНИ, с	45	44	30—50	35—40	35—50
Структурная вязкость, мПа·с	20	20	10—20	10—15	15—25
Предельное динамическое напряжение сдвига, дПа	80	75	50—125	50—75	10—100
Предельное статическое напряжение сдвига, дПа	10/25	10/20	10/25	15/20	10/10—25/75
Показатель фильтрации по АНИ, см³	11	5	10—12	10—15	20—5
pH	10	10	9,5—10,8	11,5	9—10

мости обычных растворов на водной основе. После успешного применения этой системы полимерного раствора при бурении в твердых породах область их использования была распространена на площади, где встречаются вязкие сланцы типа гумбо. В указанных условиях в 1976 г. у берегов Испании было пробурено 27 скважин. В состав растворов при этом входили различные полимеры для регулирования реологических свойств и фильтрации. Содержание основных компонентов: ПАА и KCl составило соответственно 1,43 кг/м³ и 143 кг/м³. Свойства этих растворов приведены в табл. 13. Общая стоимость бурения была на 30 % ниже по сравнению с бурением при использовании лигносульфонатного раствора.

Утяжеленный полимерный раствор KCl/ПАА использовался на 15 скважинах в дельте р. Маккензи.

Плотность применявшихся растворов изменялась в пределах 1,68—1,80 г/см³, а в отдельных случаях достигала 1,92 г/см³. При этом показатель фильтрации поддерживался на уровне 15 см³, для чего в буровой раствор добавлялись эфиры, целлюлоза и биополимеры.

Для создания безглинистых буровых растворов с высокими показателями псевдопластичности находит применение высоковязкая ГЭЦ. Растворы ГЭЦ характеризуются устойчивостью к солям и эффективны в широком диапазоне pH. Выпускаются два полимера: QP и WP. Растворы, содержащие полимер QP, сохраняют стойкость при температурах до 80 °С. В пределах этой температуры снижение вязкости является функцией температуры, а затем наступает деградация полимера. Химическая деградация ГЭЦ происходит под действием сильных окислителей — марганцово-кислого калия, персульфата аммония, бихромата натрия. Персульфат аммония при температуре 65 °С разрушает ГЭЦ в течение 1 ч на 75 %.

Таблица 14

Пример эффективности применения раствора с ГЭЦ при бурении скважины глубиной 1200 м

Показатели	Тип раствора	
	Бентонитовый	Полимерный
Время бурения, дни	25,5	18,0
Число долот	13	6
Стоимость раствора, долл.	11000	18000
Общая стоимость скважины, долл.	243000	218000
Экономия, долл.	—	25000

В настоящее время ГЭЦ довольно широко используется в бурении. Имеются данные, характеризующие эффективность применения безглинистых буровых растворов с ГЭЦ, которые рекомендуются в основном для бурения в неустойчивых сланцах и для заканчивания скважин. При использовании специальных обработок ГЭЦ позволяет восстанавливать первоначальную проницаемость пласта на 93—100 %.

В табл. 14 приведены сравнительные показатели бурения при применении растворов, содержащих ГЭЦ и бентонит.

Необходимо отметить, что во всех материалах по использованию растворов с малым содержанием твердой фазы и особенно полимеров большое внимание уделяется системе очистки и применяемым очистным устройствам, которые должны вместе с флокулянтами обеспечить поддержание заданных показателей растворов в процессе бурения.

Делаются попытки создания растворов безглинистых и с малым содержанием твердой фазы при использовании водных гелей ПАА и аналогичных полимеров при их взаимодействии с солями поливалентных металлов, которые могут быть переведены в соединения меньшей валентности в присутствии восстановителей. Эти поливалентные металлы в переходном состоянии являются гелеобразующими реагентами в водной среде, содержащей полиэлектролит. Меняя состав и количество указанного гелеобразующего реагента, а также условия, при которых происходит гелеобразование, можно получать широкий спектр гелей — от жидких высокой подвижности до густых и упругих систем. При этом получение жидких гелей достигается разбавлением концентрированных, что способствует повышению их эффективности и сокращает расход полимера.

В качестве солей поливалентных металлов могут использоваться перманганаты и бихроматы калия и натрия.

Нижний предел начальной концентрации соли будет зависеть от типа полимера, его концентрации в воде, типа воды и геля, который требуется получить. Количество вступающего в реакцию с

поливалентным металлом соединения — восстановителя должно составлять порядка $3 \cdot 10^{-3}$ молей переходного металла на грамм полимера. Лучшие результаты обеспечивает использование воды, содержащей NaCl, $CaCl_2$ и $MgCl_2$.

В качестве восстановителей могут использоваться сульфат натрия, гидросульфид натрия, метабисульфиты натрия и калия, сульфит калия, бисульфит натрия, сульфат натрия, тиосульфид натрия, сульфат железа, сероводород, а также соединения, не содержащие серы, — гидрохинон, гидразинфосфат и т. д.

В настоящее время наиболее широко используемым восстановителем являются гидросульфит натрия или калия.

Восстановитель берется в избытке в целях компенсации растворившегося в воде кислорода при контакте с воздухом в процессе приготовления геля, а также возможного контакта с другими окисляющими веществами, которые могут встретиться на промыслах. Избыток может достигать 200 % от стехиометрического количества, необходимого для перевода, например, Cr^{+6} в Cr^{+3}.

Приготовление гелей осуществляется следующим образом: растворяют полимер в воде. В полученный раствор при перемешивании вводят восстановитель, а затем добавляют соединение, содержащее поливалентный металл.

Образование геля происходит в момент восстановления соли и изменения валентности металла. Для повышения устойчивости гелей может использоваться известняк или другая твердая порода.

Полученные гели могут использоваться в качестве безглинистых буровых растворов или служить добавкой для растворов с малым содержанием твердой фазы. Отмечается возможность введения в такие растворы утяжелителей, а также материалов, препятствующих потере циркуляции. При выборе добавок необходимо использовать только совместимые с водными гелями.

Буровые растворы на основе гидрогелей акриловых полимеров, полученных описанным способом, могут применяться и для периодической очистки скважин. При этом резко выраженная псевдопластичность таких растворов обеспечивает при низких скоростях сдвига (17 и 10 $с^{-1}$) очень высокую вязкость, а следовательно, и несущую способность этих систем.

Использовался ПАА со степенью гидролиза 21 %, с содержанием 12 % азота. Готовился 0,3 %-ный водный раствор ПАА (2 л). Затем к отдельным порциям (200 $см^3$) этого раствора ПАА добавлялись различные количества 10 %-ного раствора $Na_2S_2O_4$. Смешение производилось в течение 10 мин, а затем вводились различные количества 10 %-ного раствора $Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$. После перемешивания (10 мин) и выдерживания в течение 48 ч определялась кажущаяся вязкость. Во всех случаях были получены устойчивые гели. Результаты испытаний приведены в табл. 15.

Приведенные данные указывают на то, что с ростом содержания $Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$ и при наличии достаточного количества восстановителя скорость гелеобразования растет.

Для приготовления растворов с низким содержанием твердой

Вязкость гелей ПАА

Таблица 15

$Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$	$Na_2S_2O_4$	Кажущаяся вязкость, мПа·с	
		сразу после приготовления	через 48 ч
0	0	28	30
0,025	0,025	38	37
0,05	0,05	49	36
0,05	0,10	35	56
0,10	0,10	41	47,5
0,10	0,15	34	53
0,15	0,15	28	50
0,25	0,25	42	80

фазы рекомендуется в базовый бентонитовый раствор, содержащий 2,45 % бентонита, вводить растворенный ПАА, а затем добавлять соли поливалентного металла и восстановителя.

Соотношение компонентов в гелях ПАА следующее:

Бентонит, г/см³	0,0245	0,0245	0,1800
Глина небентонитового типа, г/см³	0,9245	0,0245	0,1800
Полимер, г/см³	0,0007	0,0007	0,0014
$Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$, г/см³	0,00013	0,00022	0,00045
$Na_2S_2O_4$, г/см³	0,00013	0,00022	0,00045

В табл. 16 даны реологические свойства полученных растворов после перемешивания и выдерживания в течение различного времени.

Анализ зарубежных материалов по приготовлению и применению растворов с малым содержанием твердой фазы показывает их значительные преимущества по сравнению с традиционными глинистыми растворами благодаря специфическим особенностям фильтрационных и реологических свойств таких систем, их способности флокулировать тонкодисперсные частицы выбуренной породы и замедлять процесс гидратации крупных отдельностей.

Обладая псевдопластическим характером течения, такие растворы имеют минимальные значения эффективной вязкости при высоких градиентах сдвига (6000 $с^{-1}$), что создает благоприятные условия для очистки забоя и повышения энергии струи при гидромониторном бурении. При низких скоростях сдвига (100 $с^{-1}$), характерных для течения в затрубном пространстве, отмечаются высокие вязкостные характеристики, что способствует лучшей очистке ствола скважины от выбуренной породы.

В связи с тем что для приготовления растворов с малым содержанием твердой фазы применяют полимеры, подавляющие интенсивное диспергирование глинистых пород, размер частиц в них не превышает 1 мкм, что обуславливает высокие значения на-

Таблица 16

Реологическая характеристика гелей

№ раствора	Кажущаяся вязкость (мПа·с) при скоростях сдвига, $с^{-1}$						СНС, дПа	
	1022	511	341	170	102	31	10 с	10 мин
	600*	300*	200*	100*	6*	3*		
1	18	18	19,5	24	50	0	1	2
2	26	29	37,5	51	150	150	3	9
3	33,5	46	52,5	66	200	250	3	6
4	40	52	64,5	69	325	300	15	50
Повторное определение свойств после 10 мин перемешивания на мультимиксере								
1	8	9,5	10,5	10,5	0	0	0	0
2	8,3	9,5	10,5	12,0	0	0	0	5
3	10	12,5	14,3	16,5	0	0	0	2
4	13,8	17,5	21	30	75	50	2	18
Определение свойств после 3 ч выдерживания								
1	11,5	14	15	18	0	0	0	0
2	14,5	18	21	27	50	50	1	5
3	14	16	19,5	24	50	0	1	3
4	29	40	48	69	250	300	5	9

* Показатель Фанна

чальной (мгновенной) фильтрации, стимулирующей увеличение скорости выравнивания перепада давления в предразрушенной зоне и отрыв породы от забоя.

Перечисленные факторы способствуют существенному увеличению механической скорости бурения, проходки на долото, сокращению расхода материалов и времени на приготовление и регулирование свойств полимерглинистых и безглинистых растворов. Данные, имеющиеся в отечественной литературе [1, 9, 13, 17], а также опыт применения рассмотренных систем при бурении скважин за рубежом позволяют сформулировать некоторые требования к их технологическим свойствам и применяемым материалам: 1) вязкость предельно разрушенной структуры ($\sim$6000 $с^{-1}$) не должна превышать 3—7 мПа·с; 2) эффективная вязкость, характеризующая течение раствора в затрубном пространстве ($<$100 $с^{-1}$), не менее 50—150 мПа·с; 3) начальная (мгновенная) фильтрация раствора не менее 25 % от стандартной; 4) в растворе не должна диспергироваться выбуренная порода; 5) для приготовления растворов с малым содержанием твердой фазы должны использоваться натриевые бентониты, характеризующиеся высоким выходом раствора из 1 т бентонита; 6) применяемые полимеры должны обеспечивать подавление гидратации глинистых пород и селективную флокуляцию дисперсных частиц в полимербентонитовых растворах и полную флокуляцию в безглинистых растворах.

Глава II. ПОЛИМЕРБЕНТОНИТОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ АКРИЛОВЫХ ПОЛИМЕРОВ

§ 1. СТАБИЛИЗАЦИЯ БЕНТОНИТОВЫХ СУСПЕНЗИЙ АКРИЛОВЫМИ ПОЛИМЕРАМИ

Получение буровых растворов с малым содержанием твердой фазы предопределяет использование высококачественных бентонитов с максимальным выходом раствора на единицу глинистой массы.

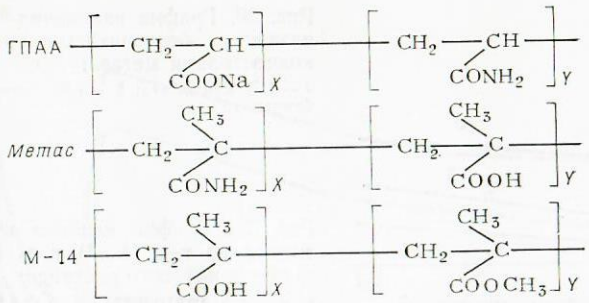
В настоящее время на базе бентонитовых глин Черкасского, Саригюхского и других месторождений осуществляется выпуск глинопорошков с выходом раствора 10—12 м³/т. Для улучшения качества бентонитовых глинопорошков используются методы химического модифицирования, включающие обработку исходного сырья кальцинированной содой и полимерами. Это дает возможность увеличить выход раствора до 18—23 м³/т.

Проведенные испытания показали, что при условии высокой степени гидратации бентонита можно получить кинетически и агрегативно устойчивые суспензии с содержанием твердой фазы всего 2 %.

Растворы с малым содержанием твердой фазы относятся к полимербентонитовым системам, для получения которых могут использоваться полимерные реагенты, способные наряду со стабилизацией бентонитовой суспензии флокулировать высокодисперсные глинистые частицы небентонитового состава, а также предотвращать гидратацию выбуренной породы.

К полимерам двойного и селективного действия относятся некоторые водорастворимые сополимеры линейного строения, в макромолекуле которых сосредоточены различные по характеру действия функциональные группы. Это в основном сополимеры акриламида и акрилата натрия, акриламида различной степени гидролиза и акрилонитрила, малеинового ангидрида и винилацетата, винилацетата и винилового спирта, малеинового ангидрида и дивинилового эфира и др. [19].

Исходя из возможной эффективности, обусловленной строением и относительной молекулярной массой полимеров, а также доступностью их для практического использования, из отечественных полимеров испытывались сополимеры акриламида и акриловой кислоты или акрилата натрия (ГПАА), метакриламида и метакрилата натрия (метас) и сополимер метакриловой кислоты и метилметакрилата (М-14), структурные формулы которых приведены ниже:



Метас и М-14 применяются для обработки глинистых растворов в качестве защитных реагентов-стабилизаторов, а ПАА хотя и относится к сильно действующим флокулянтам, но при определенных условиях также проявляет способность стабилизировать дисперсные системы.

При разработке рецептур полимербентонитовых растворов с малым содержанием твердой фазы прежде всего изучались условия, при которых происходила стабилизация бентонитовых суспензий.

Для изучения условий стабилизации бентонитовых суспензий при обработке их водорастворимыми полимерами использовались реологические методы, которые в совокупности с определением показателя фильтрации достаточно полно характеризуют физико-химическое состояние раствора.

Полученные зависимости представлены на рис. 20.

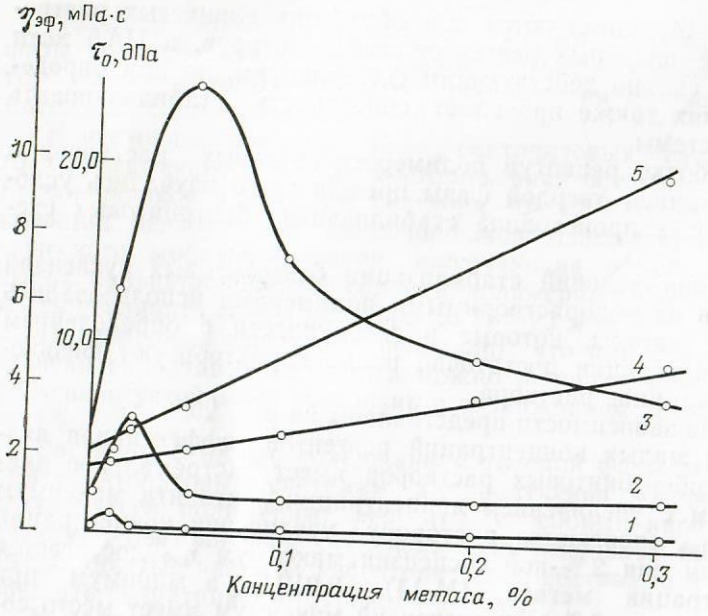
В области малых концентраций реагентов эффективная вязкость полимербентонитовых растворов имеет экстремальное значение. Причем с увеличением концентрации бентонита максимум и минимум $\eta_{эф}$ сдвигаются в сторону увеличения концентраций реагента. Если для 2 %-ной суспензии максимум $\eta_{эф}$ достигается при концентрации метаса (М-14) — 0,012 %, а минимум при 0,025 %, то для 4 и 6 %-ных суспензий максимум имеет место соответственно при 0,025 и 0,05 %, а минимум — при 0,05 и 0,1 %. С увеличением содержания полимера наблюдается рост $\eta_{эф}$. Изменение пластической вязкости и предельного динамического напряжения сдвига показано на рис. 21 и 22.

Характер полученных кривых позволяет считать, что в начальный период обработки — при низкой концентрации полимера происходит флокуляция глинистых частиц, максимум $\eta_{эф}$ и τ_0 соответствует концентрации полимера, обеспечивающей образование сплошной сопряженной полимербентонитовой структуры в растворе. При дальнейшем увеличении концентрации полимера происходит насыщение поверхности частиц твердой фазы и суспензия переходит в стабилизированное состояние. Это приводит к резкому снижению $\eta_{эф}$ и τ_0, а СНС достигает максимального значения, так как нарушается жесткая система связи частиц твердой фазы посредством «мостиков» из макромолекул полимера и начинают пре-



Рис. 20. График изменения эффективной вязкости бентонитовых растворов от концентрации метаса:
1 — 2 % бентонита; *2* — 4 % бентонита; *3* — 6% бентонита

Рис. 21. График влияния концентрации метаса на $\eta_{эф}$ (*1*—*3*) и τ_0 (*4*, *5*) полимербентонитового раствора:
1, *4* — 2 % бентонита; *2*, *5* — 4 % бентонита; *3* — 6 % бентонита



обладать силы молекулярного сцепления, реализующиеся через слой адсорбированного полимера.

С увеличением концентрации полимера в растворе оболочки вокруг частиц бентонита становятся толще, поэтому прочность структуры постепенно снижается, а пластическая вязкость возрастает за счет вязкой составляющей полимера. На основании полученных зависимостей можно выделить три основные стадии взаимодействия бентонитовых суспензий с акриловым полимером: I — флокуляция глинистых частиц; II — образование сопряженной полимербентонитовой структуры; III — стабилизация бентонитовой суспензии.

Характер изменения показателя фильтрации подтверждает эти представления (рис. 23). Наибольшая интенсивность его снижения наблюдается до момента стабилизации суспензии. Дальней-

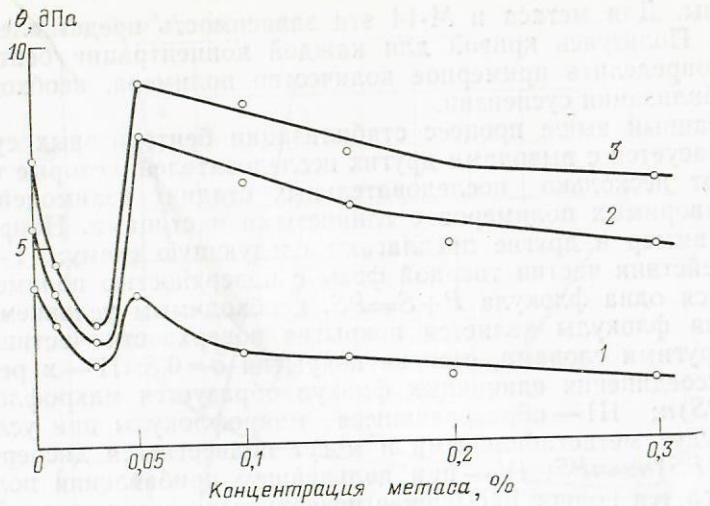


Рис. 22. График изменения статического напряжения сдвига от концентрации метаса в полимербентонитовом растворе, содержащем 4 % бентонита:
1 — θ_1; *2* — θ_{10}; *3* — θ_{30}

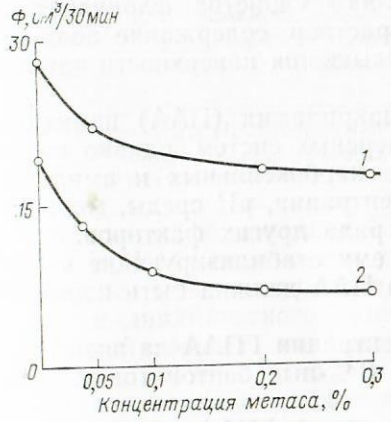


Рис. 23. График влияния концентрации метаса на показатель фильтрации полимербентонитовых растворов с различным содержанием твердой фазы:
1 — 2 % бентонита; *2* — 4% бентонита

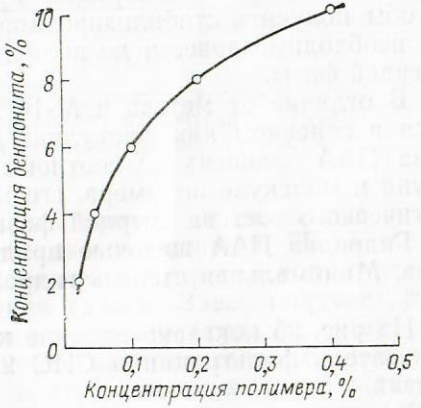


Рис. 24. Зависимость между концентрацией метаса и содержанием бентонита для получения стабильной системы

шее увеличение концентрации реагента незначительно влияет на изменение фильтрационных свойств растворов.

Количество реагента, необходимое для стабилизации суспензии, находится в определенной зависимости от концентрации твер-

дой фазы. Для метаса и М-14 эта зависимость представлена на рис. 24. Пользуясь кривой для каждой концентрации бентонита можно определить примерное количество полимера, необходимое для стабилизации суспензии.

Описанный выше процесс стабилизации бентонитовых суспензий согласуется с выводами других исследователей, которые также выделяют несколько последовательных стадий взаимодействия водорастворимых полимеров с глинистыми частицами. Например, В. К. Ламмер и другие предлагают следующую схему: I — при взаимодействии частиц твердой фазы с поверхностью полимера P образуется одна флокула $P+S \rightleftarrows PS$, необходимым условием образования флокулы является покрытие поверхности частицы на 50 %. Другими словами, степень покрытия $\sigma=0{,}5$; II — в результате присоединения единичных флокул образуется макрофлокула $nPS \rightleftarrows (PS)n$; III — образовавшиеся макрофлокулы при условии $\sigma=0{,}5$ будут метастабильными и могут подвергаться диспергированию: $(PS)n \rightleftarrows nPS$; IV — при дальнейшем прибавлении полимера достигается полное насыщение поверхности частиц твердой фазы ($\sigma=1$). При этом $nPS=nPSP$, что приводит к стабилизации суспензии. Дж. М. Лайне также отмечает, что стабилизация суспензий наблюдается при полном покрытии поверхности частиц твердой фазы адсорбционным слоем полимера.

Таким образом, можно считать, что метас и М-14 в определенном диапазоне концентраций проявляют свойства флокулянтов. Чтобы получить стабилизированный раствор, содержание полимера необходимо довести до полного насыщения поверхности частиц твердой фазы.

В отличие от метаса и М-14 полиакриламид (ПАА) применяется в основном как флокулянт дисперсных систем, однако свойства ПАА зависят от соотношения карбоксильных и амидных групп в молекуле полимера, его концентрации, pH среды, минералогического состава твердой фазы и ряда других факторов.

Гидролиз ПАА щелочью придает ему стабилизирующие свойства. Минимальная степень гидролиза ПАА должна быть порядка 20 %.

На рис. 25 показано влияние концентрации ГПАА на вязкость, показатель фильтрации и СНС 2,5 и 6 %-ных бентонитовых суспензий.

В пределах исследованных концентраций ГПАА обеспечивает стабилизацию суспензий с последовательным снижением показателя фильтрации, ростом вязкости и СНС. Последнее согласуется с существующим объяснением механизма стабилизации, согласно которому частицы бентонита и мелкие флокулы связываются между собой молекулярными пачками и нитями полимера, образующими сетчатую структуру. При некоторых соотношениях бентонита и полимера такое взаимодействие приводит к образованию высоковязких и малоподвижных систем. Снижение концентрации бентонита до 2,5 % позволяет получить растворы, имеющие небольшую вязкость и прочность структуры.

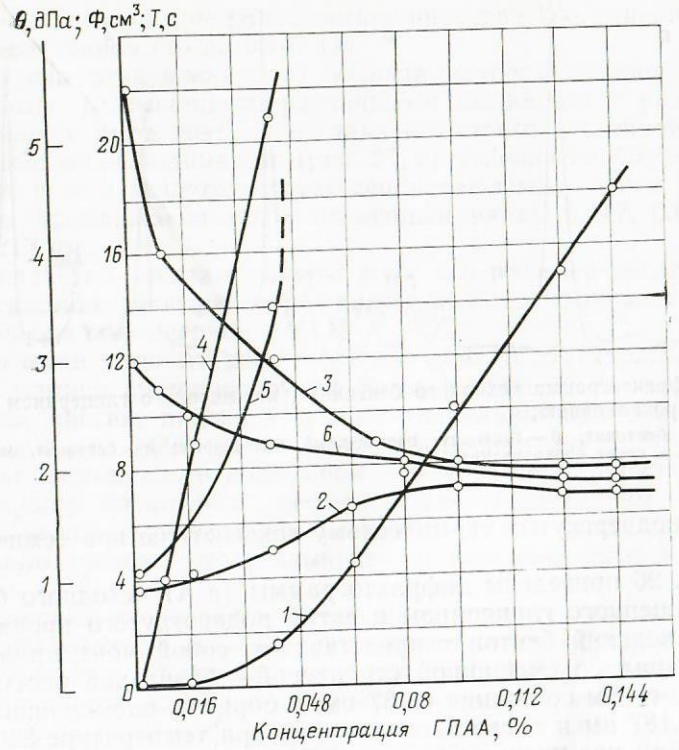


Рис. 25. Зависимость показателя фильтрации, условной вязкости и СНС бентонитовых суспензий от концентрации ГПАА: *1* — θ_{100}; *2* — T_{100}; *3* — *Ф* 2,5 %-ной суспензии; *4* — θ_{100}; *5* — T_{100}; *6* — *Ф* 6 %-ной суспензии

Растворы, содержащие ГПАА, отличаются от растворов с метасом и М-14 тем, что при увеличении концентрации ГПАА отсутствуют экстремумы эффективной вязкости и предельного статического и динамического напряжения сдвига. Здесь получает развитие сопряженная полимербентонитовая структура, которая усиливается по мере увеличения содержания реагента в растворе. Выделить стадию стабилизации в этих системах не представлялось возможным, так как нельзя было установить предельную концентрацию полимера, при которой достигается полное насыщение бентонита.

Для выяснения физико-химической природы стабилизирующего действия акриловых полимеров, в частности ГПАА в суспензии бентонита, проводился рентгеноструктурный анализ.

Из выделенных отмучиванием коллоидных фракций готовились препараты исходного бентонита и бентонита, насыщенного ГПАА. На установке И-150 в рентгеноструктурной лаборатории Института геологии АН СССР проводилась дифрактометрическая съемка этих образцов, а также бентонита, обработанного глицерином, и

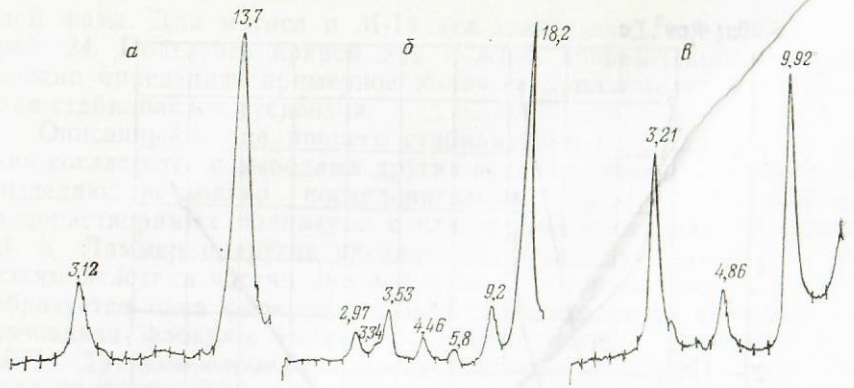


Рис. 26. Дифрактограмма исходного бентонита, насыщенного глицерином и подвергнутого прокаливанию:

а — исходный бентонит; *б* — бентонит, насыщенный глицерином; *в* — бентонит, насыщенный глицерином, после прокаливания

образцов, подвергнутых термическому воздействию при температуре 550 °С.

На рис. 26 приведены дифрактограммы (в Å) исходного бентонита, насыщенного глицерином и затем подвергнутого прокаливанию. Саригюхский бентонит представляет собой монтмориллонитовый минерал со смешанной структурой — базальное расстояние в воздушно-сухом состоянии 0,137 нм, в образце, насыщенном глицерином, 0,187 нм и после прокаливания при температуре 550 °С — 0,992 нм. При насыщении образца ГПАА (рис. 27, *а*) происходит

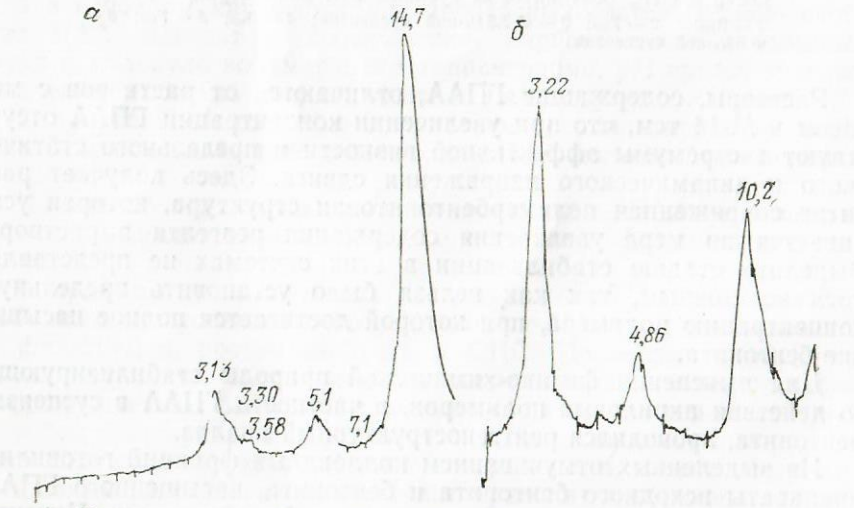


Рис. 27. Дифрактограмма бентонита, насыщенного полимером до и после прокаливания:

а — бентонит, насыщенный полимером; *б* — бентонит, насыщенный полимером, после прокаливания

внедрение полимера в межплоскостное пространство, сопровождающееся увеличением его до 0,147 нм.

Структура воздушно-сухого образца неупорядоченного монтмориллонита (насыщенного различными катионами с различным количеством воды и поэтому не дающего строго численной серии) после насыщения полимером (рис. 27, *а*) становится более упорядоченной, о чем свидетельствует серия рефлексов более высоких порядков, приближающихся к численным рядам 0,147, 0,07, 0,05, 0,358, 0,313 нм.

Это является доказательством того, что полимер внедряется в межплоскостное пространство минерала, т. е. проникает в него статистически равномерно.

Термически обработанный образец (рис. 27, *б*) характеризуется присутствием смешанослойной фазы, состоящей из монтмориллонитовых частиц, подвергнутых прокаливанию при температуре 550 °С размером 0,099 нм и частиц монтмориллонита (размером 0,147 нм) насыщенного полимером. Об этом свидетельствует значение первого базального рефлекса, равного 0,102 нм (против 0,099 нм эталона), и наличие асимметричного крыла пика в области малых углов, что указывает на неполное сгорание полимера.

Полученные результаты позволяют считать, что происходит адсорбция полимера на базальных плоскостях монтмориллонита и соответственно внедрение в межплоскостное пространство, сопровождающееся изменением межплоскостных расстояний. При гидратации находящийся в межслоевом пространстве полимер сохраняет способность связывать дополнительное количество воды.

Аналогичный характер взаимодействия отмечен при исследовании бентонита, насыщенного метасом.

В результате проведенных исследований установлено, что полимерные реагенты — метас, М-14, ГПАА, обеспечивают стабилизацию (2,5—6 %) бентонитовых суспензий и получение растворов с низким начальным содержанием твердой фазы. Стабилизация рассматривается как предельное насыщение бентонита полимером за счет образования внешней оболочки из макромолекул полимера и проникновения его внутрь подвижной кристаллической структуры бентонита. При этом показано, что в растворах, обработанных метасом и М-14, по мере увеличения концентрации полимера выделяется три последовательные стадии: флокуляция, образование сопряженной полимербентонитовой структуры, стабилизация. Установлена эмпирическая зависимость между концентрацией метаса (М-14) и концентрацией бентонита для получения стабилизированной системы. В бентонитовых растворах, обработанных ГПАА, отсутствуют стадии перехода системы из одного состояния в другое: с увеличением содержания полимера происходит интенсивное структурообразование, сопровождающееся усилением полимерных связей между частицами дисперсной фазы. При этом стабилизация раствора оценивается по достижению определенной величины показателя фильтрации.

§ 2. СВОЙСТВА ПОЛИМЕРБЕНТОНИТОВЫХ РАСТВОРОВ

Структурно-механические и реологические свойства. Исследованию подвергались растворы, содержащие 3 % бентонита и 0,05—0,3 % метаса.

Работа проводилась на ротационном вискозиметре реотест RV, имеющим диапазон скоростей сдвига от 3 до $1{,}3 \cdot 10^3$ $с^{-1}$ и обеспечивающим измерения при температурах до 90 °С. При более высоких температурах (до 200 °С) растворы испытывались на высокотемпературном реометре ВСН-2.

Перед загрузкой в прибор исследуемые растворы перемешивались в течение 1 ч. Влияние концентрации полимера на характер кривых течения при температуре 20 °С представлено на рис. 28. При всех исследованных концентрациях метаса с увеличением его содержания наблюдается равномерное повышение вязкости раствора и сохранение вида кривых течения. Для более наглядного представления о реологических свойствах полученных полимербентонитовых растворов и влияния на них концентрации полимера в полулогарифмической системе координат были построены гиперболические кривые изменения $\eta_{эф}$, от скорости сдвига (рис. 29). Неньютоновский характер течения этих растворов проявляется в явной зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига. Во всех случаях имеет место снижение $\eta_{эф}$ с увеличением $\dot{\gamma}$. Интенсивность этого процесса определяется концентрацией полимера в растворе. У 3 %-ной бентонитовой суспензии без полимера при увеличении скорости сдвига с 3 до $1{,}3 \cdot 10^3$ $с^{-1}$ $\eta_{эф}$ уменьшается в 10 раз. Введение в суспензию бентонита всего 0,05 % метаса вызывает резкое усиление структурообразования и, как следствие, более сильное (до 30 раз) снижение $\eta_{эф}$ с увеличением скорости сдвига.

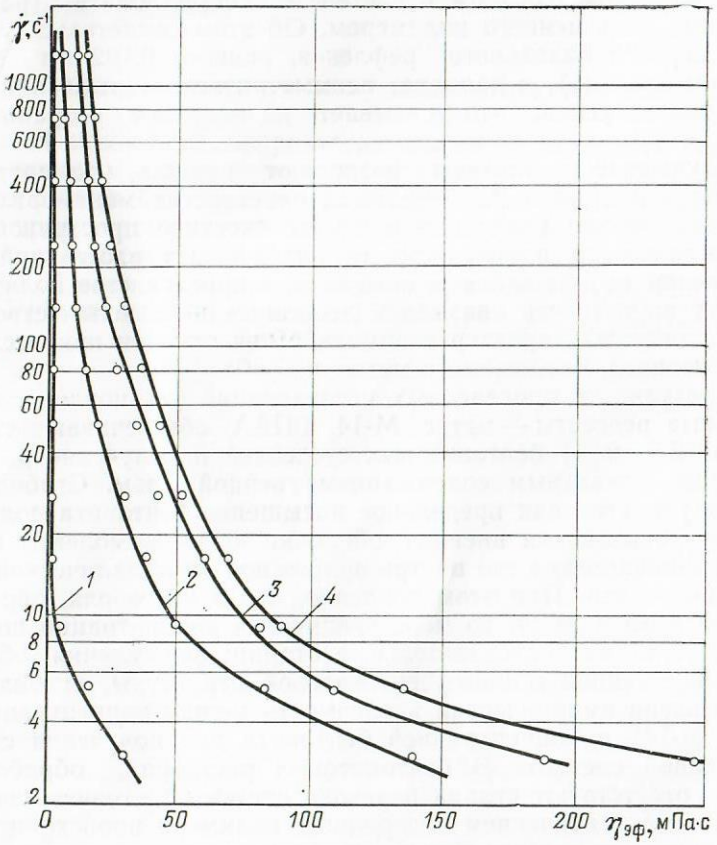


Рис. 28. График изменения $\eta_{эф}$ от скорости сдвига 30 %-ной бентонитовой суспензии с метасом:
1 — суспензия бентонита; 2 — 0,05 % метаса; *3* — 0,15 % метаса; *4* — 0,3 % метаса

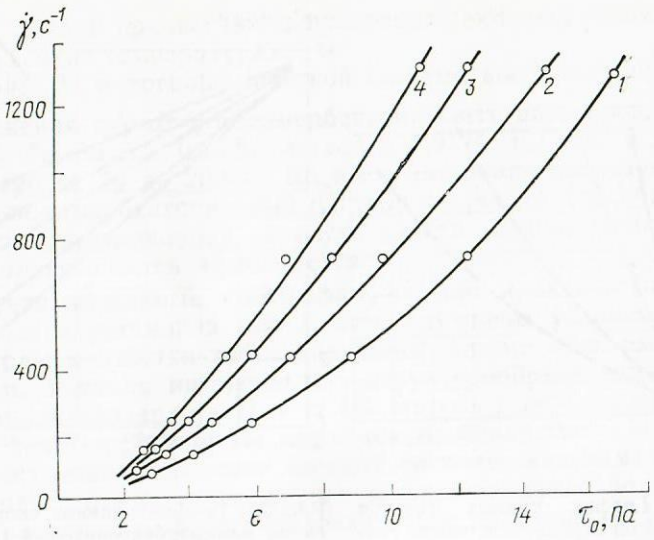


Рис. 29. Кривые течения 3 %-ной полимербентонитовой суспензии:
1 — без метаса; *2* — то же с 0,05 % метаса; 3 — то же с 0,15 % метаса; *4* — то же с 0,3 % метаса

Семейство кривых на рис. 29 показывает, что повышение концентрации метаса в полимербентонитовом растворе приводит к росту $\eta_{эф}$. Последнее обусловлено, по-видимому, влиянием вязкостной составляющей полимера. Степень разжижения раствора с увеличением скорости сдвига от 3 до $1{,}3 \cdot 10^3$ $с^{-1}$ при этом несколько уменьшается. Эффективная вязкость снижается в 15—20 раз против 30 при содержании метаса 0,05 %.

С увеличением температуры до 80 °С кривые течения перемещаются в область более низких значений напряжения сдвига (рис. 30), что характеризует уменьшение прочности структуры

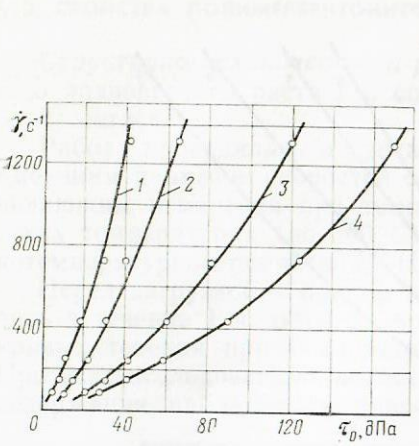


Рис. 30. График кривых течения 3 %-ного полимербентонитового раствора, содержащего 0,3 % метаса, при различной температуре:
1 — температура 20 °С; *2* — 40 °С; *3* — 60 °С; *4* — 80 °С

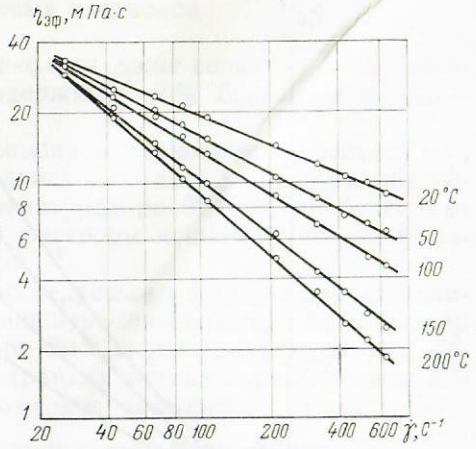


Рис. 31. График влияния скорости сдвига на полимербентонитовый раствор, содержащий 3 % бентонита, 0,25 % метаса и 0,01 % K_2CrO_4, в диапазоне температур от 20 до 200 °С

растворов, связанную, по-видимому, с уменьшением вязкости дисперсионной среды и конформационными изменениями полимера. С ростом температуры от 20 °С до 80 °С эффективная вязкость полимербентонитовых растворов, содержащих 0,05—0,3 % полимера, уменьшается в 1,7—2 раза, причем в несколько большей степени у растворов с более высоким содержанием полимера.

Исследования влияния температуры в пределах до температуры 200 °С на структурно-механические свойства полимербентонитовых растворов проводились на высокотемпературном реометре. Для предотвращения коагуляции системы при воздействии высоких температур (более 100 °С) в подвергавшиеся испытанию растворы вводился бихромат калия. Действие хроматов основано на их сильной окислительной способности, приводящей к восстановлению Cr^6 до Cr^3. При высоких температурах окислительно-восстановительный процесс интенсифицируется. Трехвалентный хром является сильным комплексообразователем, способным образовывать комплексные соединения с различными высокомолекулярными веществами, имеющими карбоксильные, амидные и другие функциональные группы. При этом не исключено и образование комплексов, в которые вовлекаются глинистые материалы. Может происходить прямое взаимодействие трехвалентного хрома с бентонитом в результате обменных реакций и последующего неионного закрепления хрома, который затем выступает в качестве комплексообразователя и связывает макромолекулы полимера. Образующиеся по этой схеме полимерные слои, по-видимому, об-

ладают высокой прочностью и предотвращают деградацию раствора при высоких температурах.

На рис. 31 в логарифмической системе координат представлены изменения $\eta_{эф}$ от $\dot{\gamma}$-полимербентонитовых растворов, содержащих 3 % бентонита, 0,25 % метаса и 0,01 % K_2CrO_4, в диапазоне температур от 20 до 200 °С. Во всем интервале исследуемых температур полимербентонитовый раствор сохраняет способность разжижаться с увеличением скорости сдвига. С повышением температуры процесс интенсифицируется.

Полученные данные показывают, что при практическом использовании этих растворов могут быть улучшены условия разрушения породы и очистки забоя скважины. Кроме того, имеется возможность, изменяя интенсивность структурообразования, регулировать $\eta_{эф}$ и поддерживать этот показатель в необходимых пределах при течении раствора в затрубном пространстве.

Реологическое поведение каждой системы, как отмечалось выше, наряду с $\eta_{эф}$ характеризуется прочностью тиксотропной структуры и временем ее восстановления после разрушения. Исследования прочности коагуляционной структуры в основном необходимы для расчета давления страгивания, а также несущей способности бурового раствора, что особенно важно при бурении глубоких скважин с высокими забойными температурами.

Были исследованы тиксотропные свойства полимербентонитовых растворов в зависимости от концентрации бентонита и полимера при различных температурных условиях. Рассматривалась также возможность регулирования процесса структурообразования введением в систему реагентов-структурообразователей. Определение предельного статического напряжения сдвига при нормальной температуре проводилось на приборе СНС-2, а влияние высоких температур изучалось на приборе ВСН-2М. Время выдерживания растворов в покое изменялось от 1 мин до 8 ч.

На рис. 32 представлены зависимости предельного статического напряжения сдвига исследуемых растворов от времени выдерживания их в покое. Кривые *1* и *2* характеризуются наличием участков быстрого и более медленного нарастания прочности структуры. Такой характер зависимости $\theta—T$ объясняется протеканием в системе двух последовательных процессов: образования структуры в результате взаимодействия частиц бентонита с полимером и усиления возникающих контактов. Интенсивность образования структуры в рассматриваемом случае зависит от коллоидальности и концентрации бентонита [17].

На рис. 33 показано упрочнение структуры в течение 4 ч растворов, содержащих 4 % бентонита и различное количество метаса. В растворе, где концентрация метаса составляет 0,02 %, не достигнуто состояние стабилизации и частицы бентонита флокулированы. Взаимодействие между флокулами не обеспечивает достаточной прочности структуры в системе, поэтому СНС имеет низкое значение. В растворе, содержащем 0,1 % метаса, достигнуты усло-

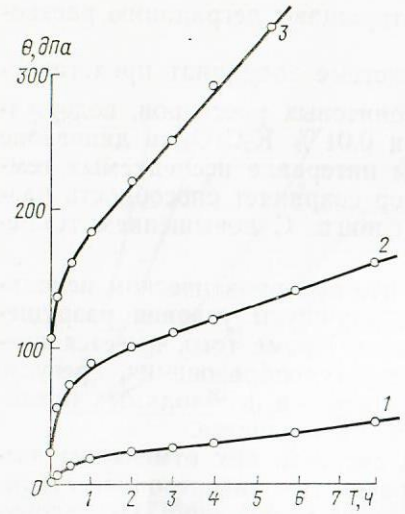


Рис. 32. Зависимость предельного статического напряжения сдвига полимербентонитового раствора, содержащего метас, от времени выдерживания:
1 — 3 % бентонита; *2* — 4,5 % бентонита; *3* — 6 % бентонита

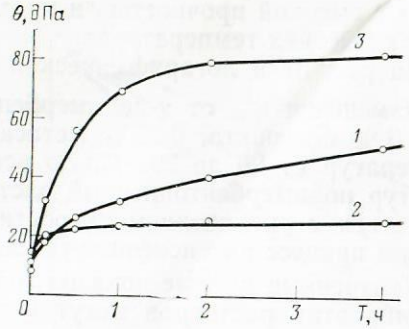


Рис. 33. График упрочнения структуры во времени 4 %-ного бентонитового раствора от содержания метаса:
1 — без метаса; *2* — 0,02 %; *3* — 0,1 %

вия стабилизации бентонита, поэтому прочность структуры и скорость ее упрочнения здесь максимальны, что объясняется интенсивным взаимодействием частиц бентонита между собой и образованием полимерных связей между ними.

В связи с образованием в ряде случаев систем со слаборазвитой тиксотропной структурой, обусловленной низкой концентрацией бентонита или недостаточной его коллоидальностью, рассматривалась возможность повышения предельного статического напряжения сдвига полимербентонитовых растворов. Изменяя условия гидрофильной коагуляции введением в растворы окислов магния или алюминия были получены более высокие показатели СНС. Использование окислов вместо солей позволяет сохранить природные тиксотропные свойства бентонита. Возможность увеличения предельного статического напряжения сдвига полимербентонитовых растворов введением в них окислов алюминия или магния может быть реализована на практике в тех случаях, когда повышение СНС невозможно или нежелательно за счет добавок бентонита.

Температурные изменения прочности коагуляционной структуры исследуемых растворов, содержащих 3—6 % бентонита, 0,25 % метаса и 0,01 % хромпика, представлены в табл. 17.

Полученные зависимости носят экстремальный характер, обусловленный многообразием процессов, приводящих к структурообразованию системы и изменению их направленности при различных температурах. Вместе с тем у всех полимербентонитовых растворов, подвергавшихся испытанию, можно выделить некото-

Таблица 17

Изменение тиксотропных свойств полимербентонитовых растворов, содержащих 0,25% метаса и 0,01% хромата калия, в процессе термообработки

Температура, °С	Статическое напряжение сдвига (дПа) через 1 и 10 мин при концентрации бентонита, %			
	3	4	5	6
20	0/6	16/32	68/84	130/157
50	2/20	17/38	67/110	430/435
70	3/25	57/78	114/170	630/660
100	4/20	25/100	47/50	133/150
120	8/9	23/23	26/27	55/55
150	4/8	4/10	8/42	115/190
170	6/8	17/34	14/35	110/660
200	6/10	12/30	30/60	170/400

рые общие закономерности структурообразования, связанные с повышением температуры. Все растворы имеют максимальные значения СНС при температуре 70 °С, затем наблюдается снижение прочности структуры. Область наиболее низких величин СНС находится в пределах 120—150 °С. При более высоких температурах СНС вновь возрастает, но не достигает максимальных значений, имевших место при температуре 70 °С.

Исследования структурно-механических и реологических характеристик полимербентонитовых растворов с малым содержанием твердой фазы позволили установить, что эти растворы обладают очевидными преимуществами по сравнению с обычными, химически обработанными растворами в части весьма выраженной зависимости вязкости от скорости сдвига, особенно при высоких температурах и характера структурообразования. Эти особенности создают возможность улучшить условия очистки забоя и ствола скважины.

Немаловажное значение при этом имеет способность раствора быстро упрочнять структуру при нахождении в покое. Проверялась возможность снижения потерь давления в циркуляционной системе. Для исследования использовалась вискозиметрическая установка капиллярного типа АКВ-2м. Полученные кривые течения путем графического дифференцирования трансформировались в зависимости $\Delta p - Q$. Для определения фактического давления вводилась поправка на кинетическую энергию. Результаты исследований представлены на рис. 34. В области квадратичного трения (турбулентное течение) полимербентонитовые растворы имеют сравнительно низкий коэффициент гидравлического сопротивления. При испытаниях в скважине полученный эффект подтвердился.

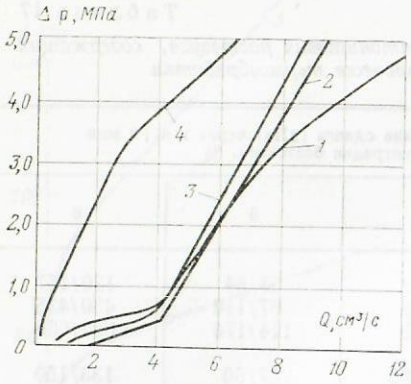


Рис. 34. График гидравлической характеристики буровых растворов с малым содержанием твердой фазы: *1* — 4 %-ный раствор с 0,25 % метаса ($\eta_{пл}$ — 8,5 мПа · с, τ_0 — 24 дПа); *2* — вода; *3* — необработанная суспензия бентонита ($\eta_{пл}$ — 2,44 мПа · с, τ_0 — 21 дПа); *4* — 4 %-ный раствор с 0,25 % ГПАА ($\eta_{пл}$ — 20 МПа · с, τ_0 — 348 дПа)

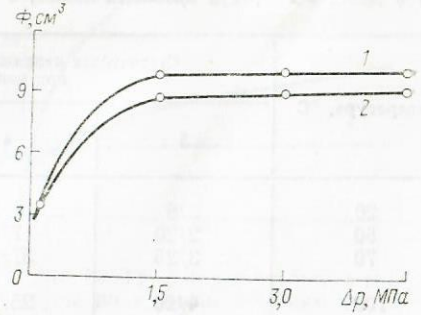


Рис. 35. График влияния перепада давления на показатель фильтрации: *1* — 5 % бентонита и 0,15 % метаса; *2* — 6 % бентонита и 0,15 % метаса

Фильтрационные свойства. Показатель фильтрации зависит от коллоидальности данной системы степени дисперсности твердых частиц, их гидратации и ряда других факторов, а также состояния фильтрационной корки и ее уплотнения под действием перепада давления. При исследовании процесса фильтрации обычно учитываются специфические свойства исследуемых систем: их компонентный состав и конкретные условия, при которых может находиться раствор в скважине. Исследование полимербентонитовых растворов позволило установить некоторые зависимости, связанные с концентрацией полимера и бентонита. При заданной концентрации бентонита в системе, увеличение содержания полимера выше определенного предела не влияет на показатели фильтрации. Получение систем с меньшей величиной фильтрации возможно повышением концентрации бентонита, однако это отрицательно скажется на показателях бурения.

Рассматривалось влияние перепада давления и температуры на величину фильтрации полимербентонитовых растворов. Исследование проводилось на фильтр-прессе ВНИИБТ, позволяющем изменять перепад давления в пределах 0,1—10 МПа и повышать температуру до 250 °С. В приборе предусмотрено перемешивание раствора, что дало возможность рассматривать процесс фильтрации в динамических условиях. Последние являются более информативными. В статических условиях упрочняющаяся тиксотропная структура влияет на показатель фильтрации, уменьшающийся с увеличением толщины корки. В потоке скорость фильтрации зависит в основном от химической обработки исследуемого раствора.

Действие перепада давления на показатель фильтрации рассматривалось в связи с состоянием фильтрационной корки и свойствами испытуемого раствора. При перепаде давления 0,1—1 МПа проницаемость фильтрационных корок снижается, уплотнение, близкое к предельному, достигается при 2—4 МПа. При 3—4 МПа уменьшается роль защитных реагентов и основное значение приобретает содержание твердых частиц в корке, их природа, дисперсность, степень гидрофильности и степень уплотнения корки в результате действия перепада давления. Влияние перепада давления на показатель фильтрации полимербентонитовых растворов показано на рис. 35. С увеличением перепада давления этот показатель растет и достигает максимума при $\Delta p = 1{,}5$ МПа. Дальнейшее увеличение Δp на него не влияет. Это позволяет считать, что предельное уплотнение фильтрационных корок полимербентонитовых растворов происходит при более низком перепаде давления, чем у обычных буровых растворов. Полученный результат может быть объяснен небольшой концентрацией бентонита в растворе и свойствами акрилового полимера, структурирующего глинистый материал. Фильтрационные корки полимербентонитовых растворов с малым содержанием твердой фазы даже при высоком показателе фильтрации отличаются повышенной плотностью и имеют характер пленок. Пленки полимеров, образующиеся на породах, слагающих стенки скважины, способствуют сохранению устойчивости ствола. Это хорошо согласуется с результатами использования полимеров для получения искусственных структур в почвах, создания антифильтрационных экранов в ирригационном строительстве, закрепления подвижных песков в пустынях и т. д. В то же время полимербентонитовые буровые растворы с малым содержанием твердой фазы способствуют интенсификации разрушения забоя скважины. Последнее связано со скоростью выравнивания перепада давления под долотом, вследствие чего образуются адсорбционные разделяющие слои в трещинах призабойной зоны, понижающие прочность породы и облегчающие ее разрушение. Выравнивание перепада давления определяется величиной мгновенной фильтрации бурового раствора. Опыты, проведенные во ВНИИБТ на установке ПИП-500, позволили оценить и полимербентонитовые растворы в сравнении с обычными растворами, содержащими 25 % твердой фазы. В процессе эксперимента измерялась степень выравнивания перепада давления ($\Delta p_{нач.} = 10$ МПа за 0,5 с) при фильтрации бурового раствора через пластинку песчаника, вырезанную из керна. Изменение давления фиксировалось осциллографом. Результаты изменения следующие:

Содержание твердой фазы, %	5	25	5	25
Плотность, г/см³	1,04	1,2	1,04	1,21
Вязкость, с	25	25	24	25
Фильтрация, см³/30 мин	36	25	5,5	5
Степень выравнивания давления через 0,5 с от начала перепада, МПа	0,67	2,16	3,3	5,5

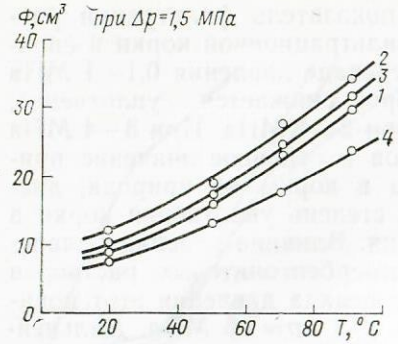


Рис. 36. График влияния температуры на показатель фильтрации полимербентонитовых растворов, содержащих:

1 — 6 % бентонита и 0,3 % метаса; *2* — 3 % бентонита и 0,13 % метаса; *3* — 6 % бентонита и 0,15 % метаса; *4* — 6 % бентонита, 0,3 % метаса и 10 % нефти

Хотя эти опыты носили рекогносцировочный характер, они показали, что наиболее интенсивно выравнивается перепад давления у полимербентонитовых растворов с большим показателем фильтрации и намного медленнее у растворов, содержащих большое количество глины и имеющих низкую водоотдачу. При практически равных показателях фильтрации значительно интенсивнее (в 2—3 раза) выравнивается давление у растворов с малым содержанием твердой фазы. Если скорость фильтрации приблизить к мгновенной, как это имеет место в реальных условиях, то эффект у растворов с малым содержанием твердой фазы будет больше.

С ростом температур показатель фильтрации полимербентонитовых растворов увеличивается, повышение концентрации метаса в пределах 0,15—0,3 % не способствует ее снижению, последнее может быть достигнуто увеличением содержания бентонита и эмульгированием нефтяных добавок (рис. 36). Ухудшение фильтрационной характеристики полимербентонитовых растворов, содержащих термостойкий реагент — метас, по-видимому, связано с уменьшением вязкости дисперсионной среды, десорбцией реагента и его конформационными изменениями, происходящими при температурах порядка 120 °С. Эти процессы обратимы, на что указывает восстановление свойств растворов после снятия температурного фактора (табл. 18).

Резюмируя результаты исследований фильтрационных свойств растворов с малым содержанием твердой фазы, следует отметить, что наряду с известными выводами о влиянии концентрации коллоидальности твердой фазы и температуры получена новая характеристика, отличающая эти растворы от обычных. Это относится к влиянию перепада давления на фильтрацию и скорость выравнивания давления в условиях, приближающихся к забойным.

Солестойкость. Солестойкость буровых растворов на водной основе определяется типом химических реагентов, используемых для их обработки. Отношение химических реагентов к агрессивному действию солей в первую очередь зависит от их химической природы и строения. На устойчивость водорастворимых полимеров к солям кроме их строения влияет и наличие в молекуле полимера тех или иных функциональных групп. Например, присут-

Таблица 18

Термообработка растворов, содержащих метас

Добавка, %	Показатели раствора		
$K_2Cr_2O_7$	T_{100}, с	СНС 1/10, дПа	Ф, см³
—	8,0	18/49	4,0
0,01	9,0	22/53	6,2
Показатели раствора после 5 ч термостатирования при температуре 125° С			
—	6,9	7/30	6,2
0,01	7,6	10/39	5,6

Примечание. Раствор содержит 4% черкасского бентонита, обработанного кальцинированной содой и 0,15%-ным метасом.

ствие карбоксильных групп снижает устойчивость полимера к поливалентной агрессии, а гидроксильных, наоборот, повышает. Этим объясняется низкая устойчивость акриловых полимеров к кальциевой агрессии. В то же время метас и М-14 относятся к числу реагентов, характеризующихся устойчивостью к натриевым солям. Известны системы буровых растворов с полным насыщением NaCl, у которых в качестве стабилизатора используются реагенты метас и М-14. На основании этих данных предполагалось, что растворы с малым содержанием твердой фазы на основе метаса должны быть устойчивыми к солям натрия, в частности к его хлориду. Однако оказалось, что концентрация метаса в растворах с малым содержанием твердой фазы недостаточна для получения солестойких систем. В присутствии NaCl, даже небольших его количеств — 1 г/л, увеличиваются вязкость и статическое напряжение сдвига. При содержании в растворе 25 г/л NaCl резко возрастает фильтрация, а статическое напряжение сдвига падает, что указывает на гидрофобную коагуляцию раствора (табл. 18 а).

Хлористый кальций вызывает гидрофобную коагуляцию при концентрации менее 2 г/л, что связано, как указывалось выше, со строением метаса — наличием в нем карбоксильных групп.

Действие NaCl и $CaCl_2$ было проверено на растворах из модифицированного черкасского и немодифицированного саригюхского бентонитов. Результаты получены идентичные, с той лишь разницей, что полимербентонитовые растворы, приготовленные из черкасского бентонита, благодаря присутствию кальцинированной соды выдерживают до 0,3 % $CaCl_2$. При использовании саригюхского бентонита добавки NaCl в пределах, не вызывающих коагуляции раствора, могут применяться для структурообразования.

Изменение свойств полимербентонитовых растворов под действием сравнительно небольших добавок NaCl может быть объяснено глобулизацией цепочек полимера в системе с малой концентрацией твердой фазы.

Таблица 18а

Солеустойчивость полимербентонитового раствора, содержащего 4% бентонита и 0,25% метаса

Концентрация соли в растворе, г/л		Показатели раствора			
		Φ, см³ за 30 мин	pH	T, с	СНС$_{1/10}$, дПа
NaCl	0	5	10,15	30	0/4
	0,2	7	10,05	32	8/44
	0,4	7	10,00	31	19/60
	1,0	7	9,96	34,5	41/98
	1,5	7	9,90	41	54/100
	2,0	7	9,95	47	93/107
	3,0	7	9,72	90	94/121
	5,0	7	9,66	150	82/109
	10,0	8	9,55	105	82/98
	15,0	11	9,48	91	82/96
	20,0	11	9,45	59	59/68
	25,0	21	9,32	57	31/37
CaCl	0	5	11,16	28	3/8
	0,10	7	11,05	30	8/28
	0,20	8	11,15	32	26/55
	0,30	8	11,10	35	36/76
	0,40	8	10,95	74	71/118
	0,50	8	10,95	74	122/154
	1,00	9	10,76	н/т	250/272
	1,50	11	10,70	137	175/175
	1,75	16	10,60	40	46/60

Смазочные свойства. Введение смазочных добавок в буровой раствор существенно улучшает его рабочую характеристику. Смазочное действие раствора облегчает внедрение долота в породу, повышает износостойкость опор долот, снижает трение бурильной колонны о стенки скважины. Исследованию смазочных свойств буровых растворов посвящен целый ряд работ, в которых рассматривается влияние концентрации и качества глинистого материала, некоторых химических реагентов, различных примесей и специальных смазочных добавок. Я. М. Кершенбаум показал, что введение глины в воду увеличивает коэффициент трения; аналогичное действие отмечают и другие исследователи, проводившие исследования износа подшипников, опор долот в буровых растворах. Р. С. Лернер установила, что контактно-усталостный износ подшипников долот значительно ускоряется с ростом содержания глины и шлама в растворе, причем природа глины не влияет на усталостный износ. Время до питтинга находится в обратной степенной зависимости от концентрации глины.

Химическая обработка (кроме УЩР) способствует некоторому снижению трения износа при скольжении, но не изменяет условий усталостного разрушения при качении. Применение малоглинистых растворов, высокая степень их очистки и замена железистых

утяжелителей баритом может повысить сроки службы опор долот и других узлов, работающих в аналогичных условиях. Противоизносная характеристика буровых растворов с малым содержанием твердой фазы может быть улучшена введением карбоновых кислот (C_{10} и выше) и продуктов их содержащих, например таких, как СМАД-1. СМАД-1 совместима со всеми реагентами, однако противопоказаниями для ее применения является высокий pH и Ca, Mg-агрессия.

В полимербентонитовых растворах с малым содержанием твердой фазы смазочная добавка СМАД-1 выполняет также функции активного вспомогательного компонента, усиливающего структурообразование, повышающего вязкость и уменьшающего показатель водоотдачи раствора, что позволяет поддерживать минимально необходимое содержание бентонита. Возможность регулирования вязкости, водоотдачи СНС добавками сырой нефти и СМАД-1 показана на примере раствора, содержащего 4 % бентонита, 0,25 % метаса (рис. 37).

Другие смазочные материалы (графит, сульфонол, талловое масло) ухудшают качество раствора. Графит увеличивает содержание твердой фазы. Сульфонол и талловое масло сильно вспенивают раствор.

Нефть, нефтепродукты и смазочные добавки получили широкое распространение в промысловой практике в основном как средства для профилактики прихватов и увеличения ресурса работы долот на опоре. Другим направлением в применении смазочных добавок является снижение сил трения при работе бурильного инструмента в скважине. Особое значение это имеет при бурении сверхглубоких скважин, где могут использоваться полимербентонитовые растворы с малым содержанием твердой фазы. В этом случае критерием смазочной способности бурового раство-

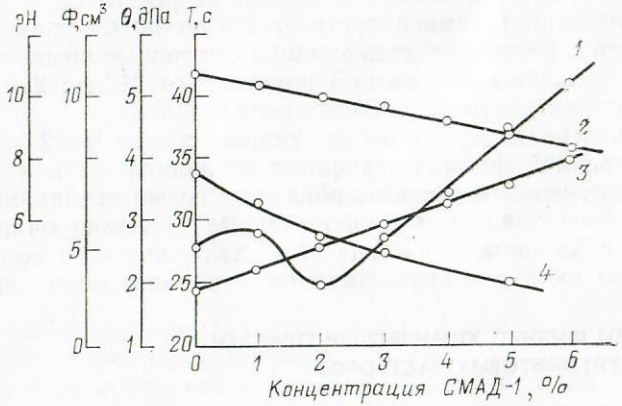


Рис. 37. График влияния добавок СМАД-1 на показатели полимербентонитового раствора, содержащего 4 % бентонита, 0,25 % метаса:
1 — θ_{10}; *2* — pH; *3* — T_{500}; *4* — Φ_{30}

Таблица 19

Смазочная характеристика растворов с малым содержанием твердой фазы

Обработка 4%-ной бентонитовой суспензией	Коэффициент трения при температуре, °С		
	20	40	60
0,25% метаса	0,420	—	—
2% СМАД-1	0,074	0,055	0,035
4% нефти	0,128	—	—
2% СМАД-1 + 2% нефти	0,083	0,060	0,055
0,25% метаса + 1% графита + 2% СМАД-1	0,039	0,034	0,027
2% СМАД-1 + 1% таллового масла	0,070	0,056	0,055

ра является снижение коэффициента трения-скольжения. Испытания растворов производились с помощью машины МАСТ-1, имеющей пару трения типа шар — кольцо, погруженную в кювету с исследуемой средой. МАСТ-1 обеспечивает также возможность изменять режим нагружения трущихся элементов и температуру испытуемого раствора.

Данные испытаний приведены в табл. 19, откуда следует, что полимерные реагенты, в частности метас, практически не оказывают влияния на коэффициент трения. Из смазочных добавок наиболее эффективной оказался СМАД-1 (смесь окисленного петролатума с соляровым маслом). 2 %-ный СМАД-1 снижает коэффициент трения раствора с метасом от 0,420 до 0,070, а с добавкой 1 % графита до 0,039. Эмульгированная нефть уменьшает коэффициент трения до 0,123. Остальные смазки работают хуже и кроме того дают нежелательные побочные эффекты.

С повышением температуры от 20 до 90 °С фракционная характеристика растворов, содержащих смазочные компоненты, улучшается. Изменение контактной нагрузки от 40° до 240 °Н практически не влияет на коэффициент трения.

Результаты исследования растворов с малым (2—6 %) содержанием твердой фазы, полученных на основе метаса (до 0,3 %), показывают, что эти системы обладают всеми необходимыми свойствами, обеспечивающими оптимальные условия очистки забоя и ствола скважины, снижение гидродинамического сопротивления и высокую скорость выравнивания перепада давления на забое.

§ 3. МЕТОДЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ ПОЛИМЕРБЕНТОНИТОВЫХ РАСТВОРОВ

Исследование флокулирующей способности акриловых полимеров

Проводилось изучение флокуляции тонких шламов различной природы при взаимодействии с полимерами: метасом, М-14, ГПАА.

Таблица 20

Характеристика дисперсного состава шламов

Тип породы	Состав фракций, %						
	Размер фракций, мкм						
	0—10	10—20	20—30	30—40	40—50	50—70	>70
Диабазы (породы основного состава)	5,4	10,8	30,6	12,6	8,0	7,8	24,8
Пегматиты (породы кислого состава)	21,5	17,4	12,7	8,8	6,5	8,4	24,8
Городищенская гидрослюдистая глина	7,4	9,2	12,2	13,5	10,7	12,5	34

В качестве шлама использовались высокодисперсные порошки кристаллических пород основного и кислого состава, а также небентонитовые глинопорошки. Фракционный состав шлама приведен в табл. 20.

Для оценки флокуляции частиц в суспензиях в настоящее время применяется ряд методов, основанных на измерении скорости седиментации твердой фазы или скорости фильтрации дисперсионной среды, которые дают лишь качественную характеристику флокулообразования. Размеры флокул в необходимых случаях определяют с помощью микроскопа. Было проведено изучение флокуляции шламов, представленных по минералогическому и химическому составу породами, диспергированными в процессе бурения. При этом имелось в виду определение концентрации полимера, необходимой для флокуляции тонкодисперсных частиц шлама, степени его укрупнения в результате флокуляции, размеров и макроструктуры образующихся флокул.

Для установления необходимого количества полимерного реагента, позволяющего получить максимальную флокуляцию тонкодисперсных частиц шлама, использовался метод измерения оптической плотности суспензий. Этот метод основан на том, что пучок света, проходящий через мутную среду, уменьшает свою интенсивность. Чем оптически плотнее среда, тем больше ослабляется интенсивность падающего пучка света. Величину оптической плотности находят из выражения

$$D = \lg (I_0/I_i),$$

где I_0 — интенсивность падающего света; I_i — интенсивность света, прошедшего через мутную среду.

Если частицы суспензии существуют отдельно одна от другой, то такая среда задерживает свет больше, и наоборот, если частицы флокулированы в агрегаты.

Исследования проводились на фотоэлектрокалориметре ФЭК-56Т со светофильтром № 8 (красный). Фракции до 5 мкм

отмачивались и удалялись из суспензий для увеличения светосилы и извлечения частиц менее 2 мкм, которые искажают результаты за счет дифракции света. Оптическая плотность 0,5 % шламовой суспензии измерялась в процессе осаждения твердой фазы с интервалом в одну минуту.

Результаты исследований, представленные на рис. 38, 39, показывают, что флокуляция тонких шламов наблюдается при концентрации метаса 0,03 %, ГПАА — 0,001 % в суспензиях из пород основного состава и при концентрациях метаса 0,001 %, ГПАА — 0,0005 % в суспензиях из пород кислого состава, причем частицы размером менее 7 мкм практически не флокулируют. Последнее может быть связано с весьма малой концентрацией твердой фазы в суспензиях. В глинистых суспензиях использовать метод оптической плотности не представлялось возможным из-за дифракции света.

Для исследования степени укрупнения тонких частиц шлама в результате флокуляции был сконструирован на базе торзионных весов специальный седиментометр-флокулометр поплавкового типа, позволяющий фиксировать изменение плотности суспензии с точностью до 0,0001 г/см^3. Прибор состоял из поплавка, подвешенного на крючке коромысла торзионных весов и полностью погруженного ниже зеркала суспензии в седиментационном цилиндре. Для определения плотности суспензии в этом приборе использовались торзионные весы с пределом измерения 0—250 мг и поплавок диаметром 8 мм и высотой 300 мм. За высоту анализируемого столба суспензии принималась длина поплавка. Чтобы исключить погрешность измерения за счет вертикального перемещения поплавка в процессе седиментации (что имеет место в седиментометре Фигуровского), снижение плотности суспензии компенсировалось нагрузкой на весы, которая, в свою очередь, служила регистрируемым показателем процесса. Калибровку прибора производили на солевом растворе с различной концентрацией соли и строили зависимость нагрузки на весы от плотности раствора. Плотность определялась пикнометром и рассчитывалась с точностью до 0,0001 г/см^3. Приготовлялась 2 %-ная суспензия исследуемого материала на дистиллированной воде и тщательно перемешивалась. В процессе опыта фиксировалась нагрузка на торзионные весы и определялось изменение плотности суспензии во времени через каждые 10 с (с учетом поправок на изменение температуры и вязкости среды).

Первая серия опытов проводилась без реагентов, а вторая — с добавкой полимера, который вводился в суспензию в виде водощелочного раствора. Оптимальная концентрация полимера подбиралась опытным путем в диапазоне 0,0001—0,1 % до получения максимальной флокуляции тонких фракций. После этого с помощью номограммы для вычисления диаметра частиц при гранулометрическом анализе пород ареометрическим методом строились интегральные кривые гранулометрического состава исходной и флокулированной суспензий, которые путем графического диф-

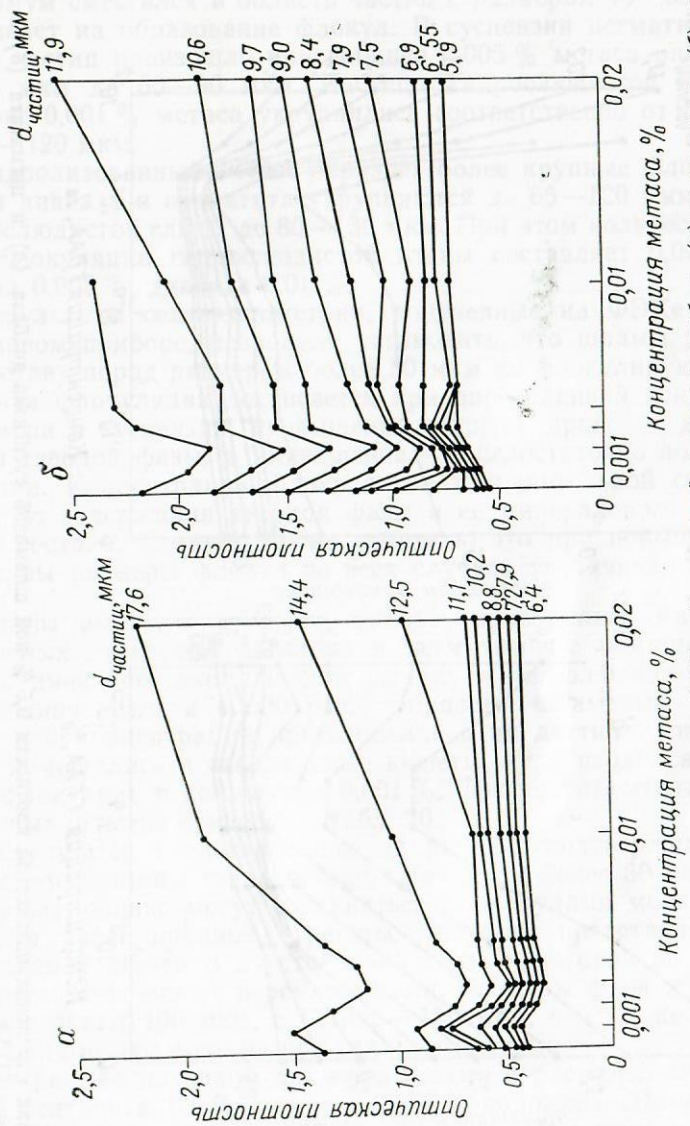


Рис. 38. График изменения оптической плотности 0,5 %-ной шламовой суспензии диабаза (*а*) и пегматита (*б*) в зависимости от концентрации метаса

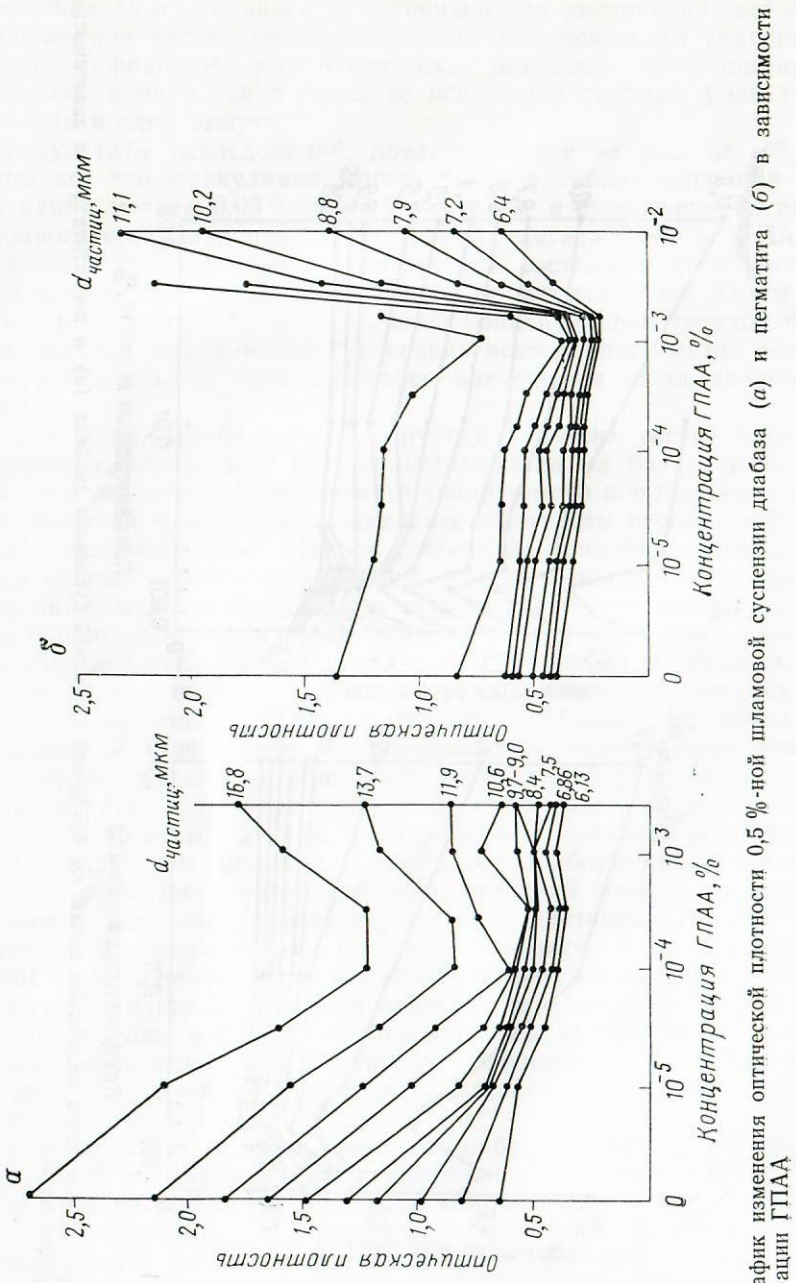


Рис. 39. График изменения оптической плотности 0,5 %-ной шламовой суспензии диабаза (*а*) и пегматита (*б*) в зависимости от концентрации ГПАА

ференцирования трансформировались в кривые плотности распределения частиц по размерам. Последние дают более наглядные представления об укрупнении частиц при добавках полимера. Исходная суспензия диабазового шлама имела максимум частиц размером 15—45 мкм, после обработки метасом (в количестве 0,02%) максимум сместился в область частиц с размером 45—85 мкм, что указывает на образование флокул. В суспензии пегматита укрупнение частиц произошло при добавке 0,005 % метаса размером от 5—50 мкм до 50—90 мкм. Частицы гидрослюдистой глины при добавке 0,001 % метаса укрупнились соответственно от 5—60 мкм до 65—120 мкм.

Гидролизованный ГПАА образует более крупные флокулы: частицы диабаза и пегматита укрупняются до 65—120 мкм, частицы гидрослюдистой глины до 80—130 мкм. При этом количество ГПАА для флокуляции гидрослюдистой глины составляет 0,001 %, пегматита 0,005 %, диабаза 0,01 %.

Результаты седиментометрии, полученные на ФЭКе и на поплавковом приборе, позволили установить, что шламы различных по составу пород размером более 50 мкм не флокулируют. Максимальная флокуляция достигается при определенной концентрации полимера в суспензии, превышение которой приводит к стабилизации твердой фазы, а уменьшение — к недостаточно полной флокуляции. Концентрация флокулянтов в значительной степени зависит от содержания твердой фазы и ее минерального и химического состава. Следует также отметить, что при повышении температуры размеры флокул во всех случаях увеличивались.

Чтобы выяснить строение флокул, проводились микросъемки шламовых дисперсий диабазов и пегматитов с помощью микроскопа, имеющего экран и фотонасадку и позволяющего получить увеличение объекта в 500 раз. Образцы шламовых суспензий 0,5 %-ной концентрации приготовлялись на дистиллированной воде и помещались в специальные кюветы, куда вводился полимерный флокулянт в количестве 0,001 %. Дисперсный состав использованных шламов приведен в табл. 20.

Результаты, представленные на рис. 40, подтверждают вывод о том, что частицы твердых пород размером более 50 мкм не флокулируют, однако могут соединяться с флокулами мелких частиц, образуя более крупные агрегаты. Флокулы представляют собой компактные агрегаты с устойчивой связью, которая не нарушается при механическом перемешивании. Размеры флокул с метасом не превышают 100 мкм, с ГПАА — 150 мкм, что также подтверждает данные, полученные при седиментометрии.

На рис. 41 показаны флокулы шлама в растворе, содержащем 0,5 % бентонита, 0,5 % шлама и 0,002 % полимера. Шлам вводился после обработки бентонитовой суспензии. При этом в растворах с метасом флокулировали только частицы шлама, а в растворах с ГПАА флокулировала также часть бентонита.

Исследование характера флокулообразования (под микроско-

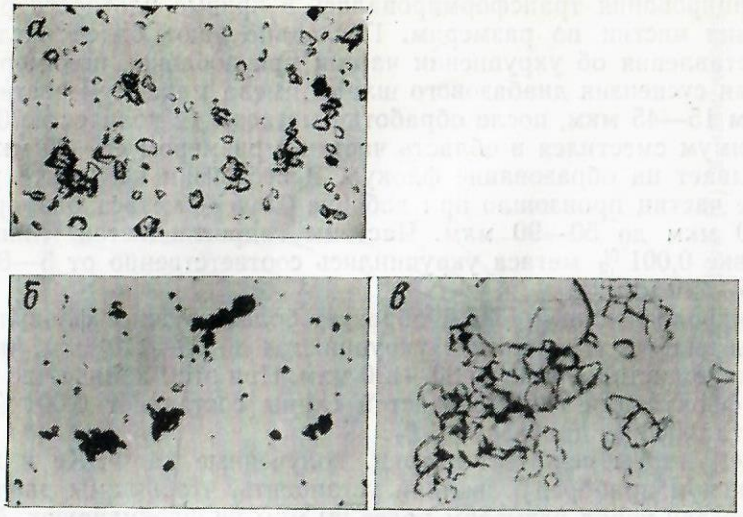


Рис. 40. Флокуляция частиц пегматита и диабаза в воде, содержащей метас:
а — флокулы в суспензии пегматита, обработанной метасом; *б* — флокулы в суспензии диабаза, обработанной ГПАА-3; *в* — флокулы в суспензии пегматита, обработанной ГПАА-2

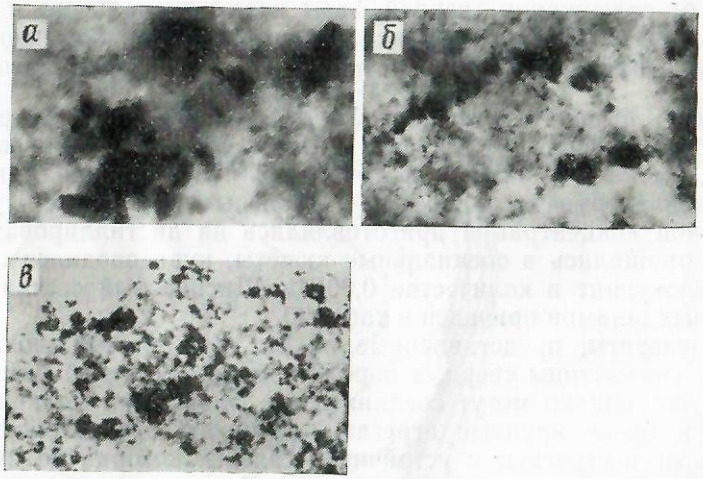


Рис. 41. Флокуляция частиц пегматита и диабаза в растворах с метасом и ГПАА:
а — флокулы частиц диабаза в бентонитовой суспензии, обработанной метасом; *б* — то же, обработанной ГПАА-3; *в* — флокулы пегматита в бентонитовой суспензии, обработанной ГПАА-2

пом) позволяет выделить три основные схемы взаимосвязи частиц шлама с полимерными флокулянтами, показанными на рис. 42.

Для определения количества полимера, связанного частицами твердой фазы в шламовых и бентонитовых суспензиях, проводи-

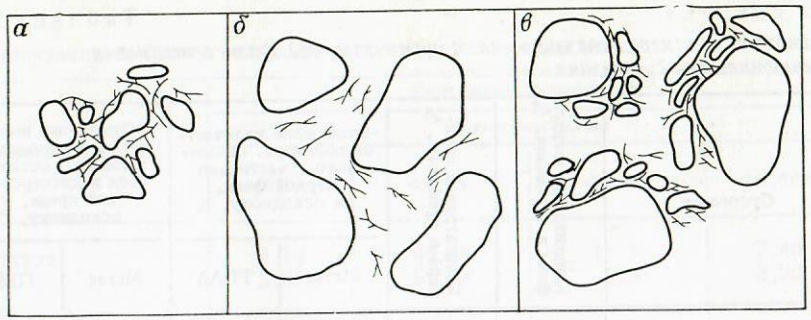


Рис. 42. Возможная схема образования крупных флокулированных комплексов:
а — флокула из мелких частиц размером до 50 мкм; *б* — частицы более 50 мкм полимер не связывает; *в* — мелкие частицы, связанные полимером, налипают на крупные

лись исследования с помощью вискозиметра ВПЖ-3. Вискозиметрия использовалась как метод определения концентрации полимера. Для этого предварительно получали калибровочную кривую зависимости вязкости раствора полимера от его концентрации при термостатировании при температуре 25 °С. Затем готовились суспензии бентонита и шламов, в которые вводился полимер в количестве 0,2 %. После перемешивания суспензии с полимером в течение 1 ч твердая фаза выделялась в осадок путем центрифугирования.

На ВПЖ-3 определялась вязкость фугата и вычислялось остаточное количество полимера. Опыты по центрифугированию растворов полимеров в идентичном режиме позволили убедиться, что при отсутствии твердой фазы полимеры не осаждаются.

Результаты исследований, представленные в табл. 21, показывают, что частицы бентонита и шламов могут связывать несколько большее количество метаса, чем требуется для насыщения их поверхности, как было установлено. Основываясь на современной теории растворов полимеров, учитывая состояние макромолекул в растворе, с одной стороны, и возможность возникновения межмолекулярных связей между функциональными группами полимера с образованием фибрилл, пачек и других надмолекулярных структур — с другой, можно полагать, что происходит многослойная адсорбция метаса на поверхности твердой фазы. Полученные данные позволяют также более точно оценить количество полимера, находящегося в несвязанном состоянии в полимербентонитовом растворе.

Количество гидролизованного ГПАА, связанное бентонитом и шламами, практически не зависит от содержания твердой фазы суспензии, что подтверждает характер взаимодействия частиц твердой фазы с ГПАА. В данном случае происходит образование структурированной системы по принципу «мостиковой» связи, а избыток полимера остается в дисперсионной среде. По-видимому, этим и объясняется разделение фаз при центрифугировании растворов, содержащих ГПАА.

Таблица 21

Количество полимера, связанное частицами твердой фазы в шламовых и бентонитовых суспензиях

Суспензия	Концентрация твердой фазы в суспензии, %	Концентрация полимера в суспензии, %	Отношение количества полимера, связанного с частицами твердой фазы, к исходному, %		Отношение количества несвязанного полимера, оставшегося в дисперсионной среде, к исходному, %	
			Метас	ГПАА	Метас	ГПАА
Диабаза	2	0,2	37	16,5	63	83,5
»	4	0,2	47	16,5	53	83,5
Пегматита	2	0,2	33	10,5	67	89,5
»	4	0,2	42,5	11,5	57,7	88,5
Городищенской гидрослюдистой глины	2	0,2	19	16,5	81	83,5
То же	4	0,2	33,5	21	66,5	79
Бентонита	2	0,2	45,5	21	54,5	79
»	4	0,2	53,0	25,5	46,0	74,5
»	6	0,2	86,0	28	14	72

Выделение шлама из полимербентонитовых растворов

Ранее была рассмотрена способность некоторых акриловых полимеров при определенных концентрациях одновременно стабилизировать бентонитовую суспензию и флокулировать шламы небентонитового состава. На основании полученных результатов предусматривалось оценить возможность и полноту выделения шлама из растворов, обработанных этими полимерными реагентами.

Для селективной флокуляции шлама прежде всего необходимо обеспечить условия стабилизации бентонита в растворе. При этом концентрация полимерного реагента должна быть на таком уровне, чтобы определенная часть его находилась в избытке, т. е. в свободном состоянии, что позволит связывать тонкодисперсные частицы выбуренной породы в агрегаты (флокулы).

Для исследований селективной флокуляции и очистки полимербентонитовых растворов применялась центрифуга ЦЛС-31М, имеющая фактор разделения до 27 000 и автоматическое регулирование режима работы. Исследуемый раствор приготовлялся при помощи специальной высокочастотной мешалки. Бентонит подвергался предварительной гидратации не менее 72 ч. Шлам вводился в раствор в количестве 2—4 %. Центрифугирование осуществлялось ступенчато и частота вращения ротора увеличивалась через каждые 10 мин. Перед началом центрифугирования раствор перемешивался до полного разрушения структуры. В паузе переключения частот производился отбор проб для определения содержания

Таблица 22

Характеристика дисперсного состава каолина и ювинской глины

Наименование глин	Содержание фракции, %			
	Дисперсность, мм			
	>0,05	<0,05	<0,01	<0,002
Ювинская	6,14	40,08	43,36	7,40
Каолин	3,92	91,68	1,20	3,20

твердой фазы. Контролировались также водоотделение, состав и структура осадка. Свойства раствора — плотность, вязкость, показатель фильтрации, СНС, pH — определялись до и после полного цикла центрифугирования. В качестве глинистых шламов были использованы порошкообразные ювинская и дружковская гидрослюдистая глина, каолин и глина с высоким содержанием окислов железа. Дисперсный состав некоторых из этих глин приведен в табл. 22.

При исследовании возможности селективного выделения глинистых шламов из полимербентонитовых растворов изучалось влияние различных факторов, влияющих на эффективность этого процесса, а именно влажность глин, температурные воздействия, структурно-механические свойства растворов, величина центробежного ускорения.

Проведенные исследования позволили установить, что при определенных условиях и соотношениях реагента и бентонита удается полностью вывести глинистый порошкообразный шлам и восстановить исходные свойства растворов. Для ГПАА оптимальная концентрация полимера находится в пределах 0,008—0,08 %, а для метаса и М-14 — в пределах 0,045—0,15 % при содержании бентонита от 2 до 6 %.

Эффективность флокуляции во многом зависит от типа глины, использовавшейся в качестве шлама, степени ее дисперсности и влажности. На рис. 43 показано влияние типа зашламляющей глины и центробежного ускорения на содержание остаточной твердой фазы. Исходный раствор содержал 4 % бентонита и 0,15 % метаса. Количество зашламляющей глины составляло 4 %. Как видно из приведенных кривых, все использовавшиеся в качестве шлама глины могут быть выделены из полимербентонитового раствора. При этом вместе с зашламляющей глиной при определенных величинах центробежного ускорения выделяется и часть бентонита. Этого не происходит, если для приготовления раствора используется высококачественный бентонит. Начальное 4 %-ное содержание твердой фазы в растворе при зашламлении его нефтеабадской глиной, содержащей окислы железа, достигается при величине центробежного ускорения 7000 м/с^2 и при зашламлении

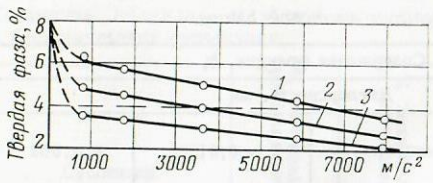


Рис. 43. График влияния типа зашламляющей глины и центробежного ускорения на выделение твердой фазы с исходным содержанием 4 % бентонита и 0,15 % метаса:

1 — нефтеабадская глина; *2* — ювинская глина; *3* — каолин

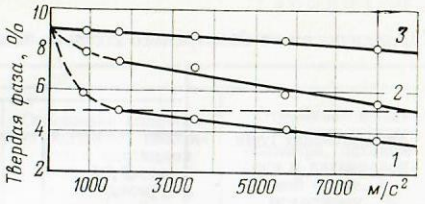


Рис. 44. График выделения глинистого шлама из полимербентонитового раствора с различной прочностью структуры:

1 — θ_1=6; *2* — θ_1=16; *3* — θ_1=60 МПа

ювинской гидрослюдистой глиной — 3000 м/с². Каолин удаляется из раствора при центробежном ускорении 500 м/с².

Изучая влияние влажности зашламляющих глин на флокуляцию и последующее удаление центрифугированием, было установлено, что при влажности 50 % возможность удаления ювинской гидрослюдистой глины из полимербентонитового раствора уменьшается на 30 %, при 80 %-ной влажности глина переходит в раствор. Затрудняет выделение зашламляющей глины и высокая прочность тиксотропной структуры полимербентонитового раствора, что видно на рис. 44.

Термообработка растворов до температуры 100 °С, если она предшествует введению небентонитовой глины, не оказывает заметного влияния на флокуляцию и последующее ее выделение (табл. 23, опыты 1 и 3). Воздействие температуры на зашламленный раствор несколько ухудшает выделение глинистого шлама

Таблица 23

Влияние термообработки на свойства полимербентонитовых растворов после удаления глинистого шлама

Номер опыта	Состав расствора, %		Показатели исходного раствора					Показатели очищенного раствора				
	Бентонит	Метас	ρ, г/см³	T_{100}, с	СНС$_{1/100}$, дПа	Ф, см³	pH	ρ, г/см³	T_{100}, с	СНС$_{1/10}$, дПа	Ф, см³	pH
1	3,18	0,136	1,02	4,5	—	8,7	8,6	1,02	4,5	0/0	9	8,3
2	3,18	0,136	1,02	4,5	—	8,7	8,6	1,01	6,0	0/2	9	8,3
2	5,0	0,15	1,03	5,0	1/3	6,0	9,1	1,03	5,0	1/3	7,5	8,2
4	5,0	0,15	1,03	5,0	1/3	6,0	9,1	1,03	7,0	3/5	7,0	8,5

Примечание. В опытах 1 и 3 дружковская глина (4%) вводилась после термостатирования растворов при температуре 100° С, а в опытах 2 и 4 проводилось термостатирование зашламленных растворов.

(опыты 2 и 4), это подтверждается некоторым ростом вязкости и СНС очищенного раствора.

Для исследований был использован шлам диабаза, имеющий следующий фракционный состав:

Размер частиц, мкм	0—5	5—10	10—20	20—30
Содержание, %	4,5—9	9,65—10,6	13,8—12,0	13—6,6

Продолжение

Размер частиц, мкм	30—40	40—50	50—70	>70
Содержание, %	6,45—5,8	6,10—4,6	7,8—6,6	42,7—44,8

В качестве показателя очистки раствора принималось массовое количество шлама, выделенное в осадок при определенном ускорении центробежного поля, выраженного в виде безразмерного критерия Фруда. Исследуемые растворы содержали 2—4 % бентонита, различное количество полимерного реагента и 2 % шлама. Чтобы показать эффект флокуляции шлама, для обработки бентонитовых суспензий кроме полимеров двойного действия применялись и другие высокомолекулярные соединения, не обладающие этими свойствами, в частности КМЦ-400, РС-2, гипан и др. Методика исследований позволяла установить концентрацию полимера, необходимую для полного выделения шлама. При этом имелось в виду, что если высокодисперсная часть шлама будет флокулировать, то очистка раствора улучшится. Базой для сравнения служила необработанная бентонитовая суспензия.

Селективное выделение зашламляющей твердой фазы было достигнуто в растворах, обработанных метасом и содержащих 2—4 % бентонита и 2 % шлама.

При концентрации метаса 0,2 %, несмотря на высокие вязкости и СНС по сравнению с необработанным раствором, шлам был полностью выделен.

Выделить же бентонит, стабилизированный метасом, не удавалось даже при ускорении 20 000 м/с², в то время как гидратированный бентонит без метаса полностью выделялся в осадок при 12 000 м/с². Эти данные еще раз свидетельствовали о высокой эффективности метаса как стабилизатора бентонитовых суспензий и флокулянта небентонитовых пород.

Если зашламляемый раствор предварительно обрабатывался стабилизирующим реагентом, например КМЦ, то эффективность флокуляции шлама и очистка раствора ухудшались. В растворах, обработанных только стабилизаторами типа КМЦ, РС-2, флокуляции не наблюдалось. Выделение неглинистых шламов из этих растворов зависело от величин вязкости и СНС.

Рассматривалось влияние крупности частиц шлама на степень выделения их из полимербентонитовых растворов, содержащих 4 % бентонита и 0,2 % метаса.

Отмучиванием были приготовлены фракции шлама с размером частиц до 10 мкм, 10—20, 20—30, 30—50 и 50—70 мкм. Количество шлама каждой фракции, вводившейся в раствор, составляло 2 %.

При центробежном ускорении 9600 м/с² частицы шлама размером 10 мкм выделялись в количестве 16—24 %, а фракции шлама крупностью более 10 мкм выделялись полностью.

Проверялось влияние температуры на эффективность выделения неглинистого шлама из полимербентонитовых растворов, содержащих 4 % бентонита и 0,25 % метаса. Исходный раствор при перемешивании нагревался до температуры 60 и 90 °С. Затем при перемешивании раствор постепенно охлаждался до 20 °С и подвергался центрифугированию по принятой методике. Полученные результаты позволили установить, что с увеличением температуры флокуляция шлама усиливается, поэтому выделение его из раствора происходит при меньших ускорениях центробежного поля. Флокулы шлама при перемешивании при заданных скоростях не разрушались.

Стендовые исследования очистки полимербентонитовых растворов с малым содержанием твердой фазы

Для проверки флокуляции в динамических условиях и устойчивости флокул при очистке раствора в гидроциклоне была сконструирована стендовая установка, работающая в замкнутом цикле, с помощью которой оценивались показатели очистки бентонитовых растворов, обработанных полимерными реагентами. Для обработки наряду с полимерами селективного действия использовались полимеры-стабилизаторы. 4 %-ная бентонитовая суспензия, стабилизированная полимером, зашламлялась кристаллической выбуренной породой (диабаз), имела, по данным ситового анализа, следующий фракционный состав:

Размер частиц, мкм	+250	+100	+71	—71
Содержание, %	0,5	18,3	18,3	62,9

Количество шлама в растворе составляло 2 %.

Очищаемый раствор прокачивался через гидроциклон, где происходило разделение твердой фазы. Время циркуляции ограничивалось заданным объемом шламовой пульпы, который составлял 0,5 л. После выхода шламовой пульпы очистка прекращалась. В пульпе определялось содержание глины и шлама, затем шлам полностью отделялся путем отмывок и подвергался ситовому анализу.

Полученные результаты (табл. 24) подтверждают эффективность метаса как селективного флокулянта, способствующего повышению степени очистки раствора. На это указывает более полное выделение илистых фракций шлама и сокращение времени очистки. Из растворов, стабилизированных КМЦ, РС-20 и другими, выделение шлама, особенно частиц менее 71 мкм, было в 1,5—2 раза меньше.

Системы полимербентонитовых растворов с малым содержанием твердой фазы могут быть получены в основном при использо-

Таблица 24

Очистка полимербентонитовых растворов с малым содержанием твердой фазы на стендовой установке

Содержание реагента в растворе, %	Вязкость раствора, с	Время циркуляции, с	Извлечение шлама	
			Всего, г	В том числе частиц размером 71 мкм, %
Нет	21,5	50	54,4	43,3
		Метас		
0,02	46,0	54	55,6	47,3
0,20	30,0	30	89,0	60,7
0,30	32,5	28	81,5	60,0
		Гипан		
0,02	44,0	30	22,9	22,8
0,20	24,0	35	48,2	44,9
		КМЦ-400		
0,20	24,5	48	54,0	36,4
		РС-2		
0,20	45	50	20,0	45,0

вании таких акриловых реагентов, как метас и М-14. Эти реагенты обладают свойствами полимеров двойного действия. Оптимальная концентрация бентонита в этих растворах составляет 4—6 %, а соотношение его с полимером должно находиться примерно в пределах не менее 1 : 0,02—1 : 0,05.

Стабилизация бентонита связана с его полным насыщением полимером, который не только создает внешнюю защитную оболочку вокруг глинистых частиц, но и проникает внутрь подвижной кристаллической решетки монтмориллонита, способствуя тем самым дополнительной гидратации и набуханию бентонитовой глины.

Кроме стабилизации бентонитовой суспензии, перечисленные полимеры селективно флокулируют тонкие дисперсии выбуренной породы, включая небентонитовые глины, а также предотвращают пептизацию более крупного шлама.

Концентрация полимера, обеспечивающая флокуляцию гидрослюдистых глинистых пород, составляет 0,001—0,005 %, шлама неглинистых кислых пород — не менее 0,005 %, а основных пород — 0,01—0,02 %.

Возможность значительного повышения эффективности очистки растворов с малым содержанием твердой фазы и полимеров двойного действия подтверждена при испытании их на стендовой установке гидроциклонного типа.

Глава III. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

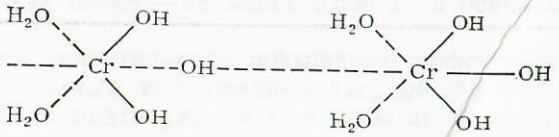
§ 1. НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЦЕССАХ КОМПЛЕКСООБРАЗОВАНИЯ

Приведенный в первой главе материал показал, что в основу получения полимерных растворов положены процессы комплексообразования, которые присущи линейным полиэлектролитам, содержащим в макромолекуле гидроксильные, амидные, карбоксильные, сульфокарбоксильные и другие полярные группы, обусловливающие гидрофильность этих полимеров. Комплексообразователями служат соли поливалентных металлов, причем наиболее прочные комплексные соединения образуют ионы металлов с большим зарядом и малым ионным радиусом. Это в первую очередь относится к Cr, Al, Ca, Zr, Ti и другим металлам, ионы которых обладают большой гидратной емкостью. Наиболее активными комплексообразователями являются соли хрома. Процесс образования комплексных соединений гидрофильных полимеров с солями трехвалентного хрома считают аналогичным процессу минерального дубления каллогена кожи, идущему с образованием многоядерных комплексов. Механизм этого процесса упрощенно можно представить как внедрение во внутреннюю сферу аквакомплекса хрома функциональных групп полимерных лиганд, обладающих сродством к воде, и образование Н-связей между группами ОН, которые содержатся во внутренней сфере хромового комплекса с различными полярными группами.

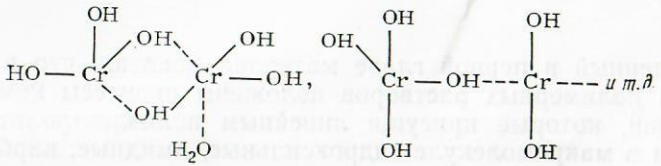
Необходимыми условиями получения многоядерных хромовых комплексов являются стерическая доступность полярных групп в макромолекулах полимеров и основность раствора, обеспечивающая образование гидрокомплексов. Последние образуются при pH 8—10, что обусловливается количеством добавляемой щелочи, которое должно быть меньше необходимого для полной нейтрализации, а также скоростью ее введения, предупреждающей выпадение в осадок гидроокиси хрома. Способностью образовывать многоядерные комплексы путем связывания атомов хрома через гидроксильные группы обладают гидрокомплексы. Гидроксильные группы последних за счет образования Н-связей приобретают координационную емкость, равную двум, и в отличие от обычных гидроксильных групп называются ол-группами.

Тенденция образования многоядерных комплексов повышается с увеличением разбавления и температуры раствора.

Схематично процесс олифизации можно представить в следующем виде:



При старении, которое протекает во времени, происходит образование более устойчивых комплексов с двумя и тремя ол-группами:



Ол-группы в таких комплексах не так легко присоединяют ионы водорода и не так легко замещаются такими анионами, как аква-группы и простые гидроксилы.

Вопросу взаимодействия полярных групп макромолекул полимера с аква- и ол-группами хромового комплекса, природе связей, дополнительно возникающих между ними, посвящен ряд работ.

Я. Я. Макаров-Землянский рассматривал вопрос структурирования смешанных полиамидов солями металлов, в частности хрома. Отмечал высокую активность основных и янтарнокислых солей его. Процесс, по мнению автора, начинается с образования ион-дипольных связей. В дальнейшем вода приводит к переходу части таких связей в более прочные донорно-акцепторные, благодаря чему структурирующий эффект проявляется в большей степени. Хлориды двухвалентных металлов и хлористого алюминия такого действия на полиамиды не оказывают.

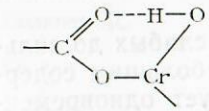
При комплексообразовании солями трехвалентного хрома полиамида АК-60/40 установлено, что количество хрома, необратимо связанного с полиамидом, зависит не только от первоначальной концентрации соли, но и от его природы. При этом лучше всего с полиамидом связываются $Cr(NO_3)_3$, затем $CrCl_3$, $Cr(Cu_3COO)_3$ и $Cr(ClO_4)_3$. $Cr(NO_3)_3$ понижает, хлорид же хрома $CrCl_3$ повышает гидрофильность комплекса.

В первом случае $Cr(NO_3)_3$, связанный с группой $CoNH_2$ полимера, блокирует их, препятствуя проникновению молекул воды.

При связывании полиамидов $CrCl_3$, наоборот, наблюдается увеличение гидрофильности полимера за счет гидрофильности соли во внутренней сфере, в которой содержатся только молекулы воды. При нагревании происходит образование поперечных связей за счет удаления из внутренней сферы хрома молекул воды, место которых занимают функциональные группы полимера. ИК-спектроскопией доказано, что такого рода взаимодействие происходит за счет электронных пар кислорода карбонильной группы.

По мнению Кюнцеля, в карбоксилсодержащих полимерах две ионизированные группы $-C\begin{matrix}O\\O\end{matrix}$ от двух соседних макромолекул входят во внутреннюю сферу многоядерных комплексов хрома.

А. Н. Михайлов указывает, что вероятность этого процесса возрастает за счет образования устойчивых шестичленных циклов



, в которых возникает Н-связь между карбонильным кислородом карбоксила и гидроксильными группами. Количество последних резко возрастает при повышении pH системы.

Подобным образом происходит структурирование в растворе полиакриловой кислоты (ПАК) с образованием студней и гелей. Процесс застудневания протекает во времени и длится несколько дней.

Координация групп $-C\begin{matrix}O\\O\end{matrix}$ структуры белка происходит наиболее прочно, когда во внутренней сфере хромового комплекса помимо молекул воды, групп ОН содержится небольшое число кислотных остатков, например SO_4^{-2}, который обладает значительным средством с хромом.

Гидроксилсодержащие полимеры, такие, как ПВС, структурируются кислотами, солями, в том числе соединениями трех- и шестивалентного хрома.

Концентрированные растворы ПВС после хромирования застудневают. Пленки после высушивания теряют растворимость. Аналогичные результаты получены при взаимодействии крахмала с основными солями хрома.

При структурировании водорастворимых полимеров хромовыми комплексами возникают поперечные связи и в зависимости от их природы (ионной, ковалентной и т. д.) приобретается устойчивость к воде и гидрофильность системы увеличивается. Последняя может быть повышена двумя путями: 1) введением структурирующего агента, приводящего к разрыву или снижению межмолекулярных Н-связей, которые становятся способными к гидратации; 2) созданием условий, когда возникающие поперечные связи имеют более гидрофильную природу, чем функциональные группы полимеров.

Влияние природы образующихся поперечных связей на механические свойства закомплексованного полимера очень велико — при одной и той же степени структурирования, механические свойства могут быть различны. По величине энергии связи делятся на две группы: 1) слабые, с энергией менее 10 ккал/моль —

это связи, образованные силами Ван-дер-Ваальса, Н-связи и солевые связи; 2) сильные, с энергией более 10 ккал/моль — это электровалентные (ионные), ковалентные (атомные) и донорно-акцепторные (координативные) связи.

Белки коллагена кожи, имеющие в своем составе различные функциональные группы, образуют и различные по характеру связи. С ионами Cr^{+3} белки образуют донорно-акцепторные, ионные и водородные связи, что благоприятно отражается на механических свойствах кожи.

Н. Н. Павлов для получения спектра связей от слабых до сильных наметил три основных пути: 1) полимер с небольшим содержанием однородных функциональных групп требует одновременного применения нескольких видов структурирующих агентов, образующихся функциональными группами связи различного типа; 2) полимер с большим содержанием однородных функциональных групп, расположенных достаточно регулярно, например типа полиамидов, возможно структурировать как несколькими, так и одним структурирующим агентом, образующим сильные поперечные связи. В этом случае роль «слабых» будут играть оставшиеся межмолекулярные Н-связи; 3) в полимере с большим содержанием разнообразных функциональных групп типа белка может возникнуть спектр поперечных связей при обработке лишь одним видом структурирующего агента.

По мнению автора, значения Н-связи, и особенно донорно-акцепторных связей, могут изменяться в широких пределах в зависимости не только от природы функциональных групп и структурирующего агента, но и от условий и времени комплексообразования.

Приведенные сведения о процессах комплексообразования водорастворимых полимеров с солями поливалентных металлов и трехвалентного хрома позволяют понять механизм образования комплексных соединений и определить пути создания систем, обладающих свойствами буровых растворов, способных обеспечить высокие технико-экономические показатели бурения. Для получения таких растворов используются биополимеры и некоторые другие водорастворимые линейные полимеры, содержащие в макромолекуле полярные группы, обусловливающие их гидрофильность.

§ 2. БИОПОЛИМЕРНЫЙ РЕАГЕНТ БП-1

В результате совместных работ с ИМВ АН УССР и ВНИИБТ[1] был создан реагент БП-1, относящийся к биополимерам.

Для синтеза использовался выявленный в процессе исследований штамм *X. Campestris* 8162, который оказался наиболее активным продуцентом гетерополисахарида.

Из подвергнутых испытанию материалов, содержащих углерод,

[1] Матышевская М. С., Гвоздяк Р. И., Майко И. И. Микробиологический журнал. Киев, Наукова Думка, 1979, № 1.

Таблица 25

Результаты проверки свойств различных биополимеров экспресс-методом

Наименование биополимера	Содержание в растворе, %		Показатели раствора			
	Вода	Хлорный хром	$\eta_{эф}$, мПа·с	$СНС_{1/10}$, дПа	Φ, см³	pH
Полимер-ХС	99,6	—	12,5	15/15	>50	8,2
»	99,4	0,2	32,0	104/188	9,0	9,7
Келцан	99,6	—	11,0	10/10	>50	8,0
»	99,4	0,2	36,0	102/120	12,0	9,6
Ксантан	99,6	—	12,5	3/3	>50	7,3
»	99,4	0,2	36	78/93	12	9,25
Искра Индастри	99,6	—	10	2/2	>50	8,0
»	99,4	0,2	33	96/105	13,5	9,6
БП-1	99,6	—	10	0/0	>50	7,4
»	99,4	0,2	37	105/126	13,0	—

Примечание. Содержание биополимера в растворе 0,4%. В остальных таблицах размерность показателей таже.

а именно — глюкоза, сахароза, гуминовые кислоты, меласса кормовая, в качестве среды была выбрана последняя, как наиболее доступная и эффективная. Кроме того, использование мелассы исключало необходимость дополнительного внесения в ферментативную среду органического источника азота.

При отработке условий синтеза биополимера, контрольные пробы последнего проверялись экспресс-методом, основанном на способности гетерополисахарида образовывать комплексные соединения при взаимодействии с солями поливалентных металлов, в частности $CrCl_3$. Сущность метода [10] сводилась к следующему: у 0,4 %-ного водного раствора испытуемого биополимера определялись pH, водоотдача, статическое напряжение сдвига и эффективная вязкость. Затем в этот раствор вводились 0,1—0,2 % $CrCl_3$ и NaOH до pH 9,2—9,6. После перемешивания в течение 20 мин вновь определялись перечисленные выше показатели. Если полученный гидрогель имел водоотдачу не более 13 см³, статическое напряжение сдвига через 1 мин покоя не менее 40 дПа, а через 10 мин 90 дПа и эффективную вязкость не менее 30 мПа·с, то испытуемый образец биополимера считался кондиционным.

Сравнительная оценка реологических и фильтрационных свойств биополимера БП-1 с его зарубежными аналогами (келцан, полимер-ХС, ксантан и др.) по выше приведенной методике показала их идентичность (табл. 25). Это же было подтверждено результатами химического анализа: содержание азота 1,51 %, кислотное число 10 мгКОН/г, число омыления 60 мгКОН/г, эфирное число 50 мгКОН/г, что также соответствовало данным, характеризующим импортные образцы биополимеров. Надежным методом индентификации водорастворимых полимеров является ИК-спектроскопия,

Таблица 26

Области частот, характеризующие наличие и тип функциональных групп различных биополимеров

Тип колебаний	Биополимеры			
	келцан	ХВ-28	ксантан	БП-1
	Длина волны μ, мкм			
ν_{OH} — колебание связи гидроксильных групп (ассоциация)	3,12	3,14	3,03	3,03
ν_{CH} — колебание связи групп CH	3,57	3,59	3,47	3,47
$\nu_{C=O}$ — колебание связи группы C=O	5,84	5,88	5,81	5,78
$\nu_{as\ COO^-}$ — несимметричное колебание карбонильного аниона	6,28	6,28	6,21	6,23
$\sigma_{s\ CH_3^-}+\nu_{s\ COO^-}+\beta_{s\ CH_2}$ — комбинационный диапазон	7,19—7,35	7,19—7,40	7,04—7,35	7,04—7,29
$\nu_{C=O}+\beta_{OH}$ — комбинационный диапазон	8,13	8,13	8,06	8,06
$\nu_{C-CO}+\nu_{C-O\ (H)}$ — комбинационный диапазон эфира и третичной гидроксильной группы	8,77	8,77	8,77	8,77
$\nu_{C-O\ (H)}$ — колебание связи первичных и вторичных гидроксильных групп	9,61	9,56	9,61	9,61

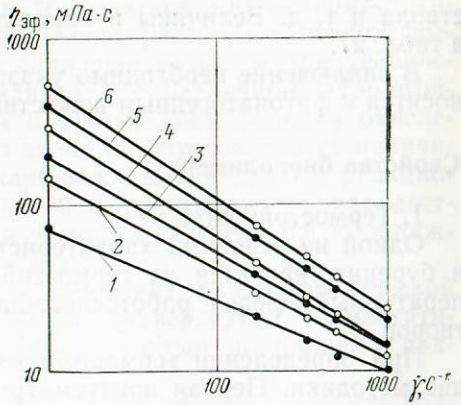
которая позволяет судить о строении исследуемого вещества, наличия в нем отдельных структурных элементов и атомных групп, а также их взаимном расположении.

ИК-спектры были получены на приборе «Спектр 2000»[1] при соблюдении следующих условий: продолжительность съемки — 15 мин, степень усиления — 1,95, доля используемой энергии — 1. Необходимые для испытания пленки биополимеров готовились из 0,1 %-ных водных растворов на дистиллированной воде. Техника изготовления заключалась в следующем: водный раствор биополимера выливается на поверхность ртути, находящейся в чашке Петри, затем из фильтровальной бумаги устанавливалось кольцо требуемого диаметра. При высыхании раствора в кольце образовывалась прозрачная пленка, досушивание которой из-за прочного связывания биополимера с водой проводилось при температуре 50 °C в течение 48 ч. Критерием полного удаления влаги являлось исчезновение в спектрограмме зоны βOH в диапазоне частот порядка 1640 $см^{-1}$. ИК-спектры поглощения, полученные при исследовании перечисленных выше биополимеров типа *X. Campestris,* представлены в табл. 26. Как уже указывалось, поглощение света определенными группами атомов, вызванное их колебанием, про-

[1] Работа проведена в ВНР в институте СКФИ в лаборатории И. Катона.

Рис. 45. График эффективной вязкости растворов БП-1 и келцана в функции скорости сдвига:

1 — 0,3 %-ный раствор БП-1; *2* — 0,3 %-ный раствор келцана; *3* — 0,4 %-ный раствор БП-1; *4* — 0,4 %-ный раствор келцана; *5* — 0,6 %-ный раствор БП-1; *6* — 0,6 %-ный раствор келцана



исходит в одной и той же так называемой характеристической области света. Это позволяет сравнивать испытуемое вещество с известными. Спектрограммы ИК-спектров всех трех биополимеров очень близки. Для большей наглядности в табл. 26 приведены области частот, характеризующие наличие и тип функциональных групп в исследовавшихся полимерах.

Эти данные подтверждают идентичность химического строения отечественного биополимера с наиболее известными биополимерами типа ХС. Сопоставлялись реологические свойства водных растворов БП-1, келцана, ксантана.

Используя кривые течения, были построены зависимости $\eta_{эф}$ от $\dot{\gamma}$ 0,3—0,6 %-ных растворов указанных полимеров, ассимптоты которых совпадали (рис. 45), что указывало на аналогию и в реологическом поведении БП-1 с полимерами, выбранными для сравнения.

Приняв в качестве модели, характеризующей реологию водных растворов полимеров, двухпараметрическое уравнение Оствальда-де-Вале $\tau=K\dot{\gamma}^n$, были подсчитаны значения показателя n. Этот показатель определяет характер потока, а следовательно и возможное гидродинамическое поведение раствора в скважине — влияние его на разрушение и очистку забоя, эррозию стенки, очистку

Таблица 27

Сравнение показателя n растворов келцана и БП-1

Наименование биополимера	Концентрация раствора, %		
	0,3	0,4	0,6
	Значение n		
Келцан	0,46	0,35	0,30
БП-1	0,56	0,40	0,36

ствола и т. д. Величины показателя n растворов БП-1 приведены в табл. 27.

В заключение необходимо указать, что биополимер БП-1 не относится к фитопатогенным веществам.

Свойства биополимера

1. Термостойкость.

Одной из основных характеристик полимеров, использующихся в бурении, является их термостойкость, которая определяет температурный предел работоспособности полимерных буровых растворов.

При определении термостойкости биополимера использовались две методики. Первая предусматривала определение эффективной вязкости раствора биополимера до и после термостатирования. Время и температура задавались, причем при постоянной температуре время последовательно увеличивалось. Это позволило определить период, в течение которого завершаются процессы, приводящие к изменению вязкости при данной температуре. Термостатирование проводилось во вращающихся автоклавах ВНИИБТ. Вязкость определялась на ротационном вискозиметре «Фан 35 S».

Результаты исследования представлены на рис. 46 в виде семейства температурных кривых $\eta_{эф}$—T, которые показывают, что с увеличением температуры термостатирования вязкость водного раствора биополимера снижается. Время термостатирования, обусловливающее при температурах до 150 °С максимальное ее сни-

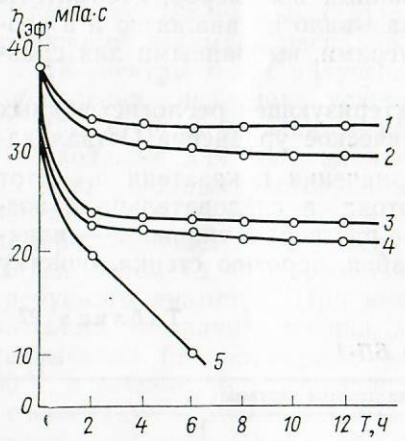


Рис. 46. График влияния температуры и времени термостатирования на эффективную вязкость 1 %-ного водного раствора биополимера:

1 — после термостатирования при температуре 60 °С; *2* — то же, при 80 °С; *3* — то же, при 100 °С; *4* — то же, при 120 ° С; *5* — то же, при 150 °С

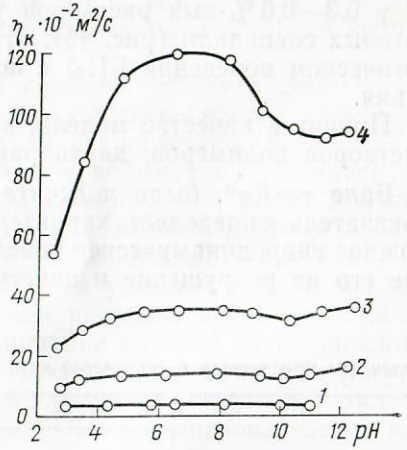


Рис. 47. Зависимость кинематической вязкости водных растворов биополимера от величины pH:

1 — 0,1 %; *2* — 0,2 %; *3* — 0,3 %; *4* — 0,4 %

жение, составляет два часа. При температуре 150 °С термостатирование вызывает спонтанное разжижение раствора в течение всего времени прогрева. Некоторое снижение вязкости при увеличении температуры связано, по-видимому, с различной термостойкостью боковых цепей полимера и протеканием реакций окисления, этерификации, частичного гидролиза, обусловленных наличием в макромолекуле полимера карбоксильных и других функциональных групп. При температуре 150 °С происходит полная деструкция макромолекул полимера и вязкость раствора после охлаждения становится равной вязкости воды.

Определение термостойкости по изменению характеристической вязкости водных растворов полимера, подвергнутых термостатированию при различных температурах (время постоянное) подтвердило полученный результат.

2. Влияние pH и солей на вязкость и оптическую плотность водных растворов БП-1.

На рис. 47 представлена зависимость кинематической вязкости водных растворов БП-1 от величины pH [10].

Полученные кривые показали, что при концентрации биополимера 0,1 % величина pH не оказывает существенного влияния на вязкость. По мере увеличения концентрации отмечаются характерные для водных растворов высокомолекулярных линейных полимеров изменения вязкости от pH, связанные со степенью диссоциации ионогенных групп макромолекул. Кривые *3* и *4* имеют «седло» при pH=5—8, обусловленное максимальным повышением степени диссоциации карбоксильных групп, приводящих к выпрямлению макромолекул и увеличению сил межмолекулярного взаимодействия. Из-за роста сопротивления движению растворителя повышается вязкость раствора. При pH=2,5 низкая вязкость обусловлена уменьшением степени диссоциации карбоксильных групп, приводящей к образованию спиралей и клубков, которые в значительно меньшей степени, нежели вытянутые макромолекулы, влияют на коэффициент внутреннего трения.

Снижение вязкости, отмечающееся при pH>8, вызвано, по-видимому, подавлением диссоциации карбоксильных групп при определенном избытке щелочи в растворе. Последующий же рост вязкости может быть объяснен гидролизом, в результате которого у макромолекул биополимера вновь появляется заряд.

Влияние величины pH на оптическую плотность (в относительных единицах) показано на рис. 48.

Изменение оптической плотности, наблюдаемое при различных величинах pH, связано, как и колебания вязкости, с конформационными изменениями макромолекул биополимера. Распрямление молекул способствует образованию сетчатой структуры в результате электростатического взаимодействия и вызывает увеличение мутности раствора. Образование клубков и спиралей при уменьшении степени диссоциации карбоксильных групп полимера приводит к уменьшению оптической плотности.

Влияние концентрации хлористого калия на оптическую плот-

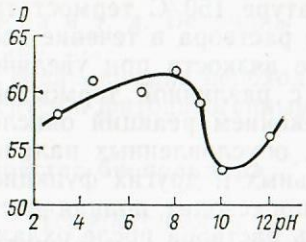


Рис. 48. График влияния pH на оптическую плотность 0,1 %-ного раствора биополимера

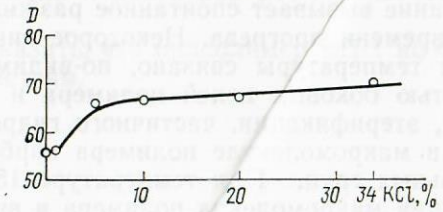


Рис. 49. График влияния KCl на оптическую плотность раствора биополимера

ность раствора БП-1 показано на рис. 49. Максимум оптической плотности соответствует 5 %-ному содержанию соли. Увеличение ее количества практически не изменяет этого показателя. Последнее связано с природой биополимера, обусловленной способом его синтеза.

При определении влияния KCl, NaCl и $CaCl_2$ на вязкость водных растворов БП-1 концентрация солей изменялась от 1 % до насыщения. Результаты исследования (рис. 50, 51) показали, что эти соли вызывают незначительное снижение вязкости растворов при концентрации 5—10 %. Более высокие концентрации практически не влияют на вязкость, что указывает на незначительное высаливание биополимера. Это и подтверждается приведенными выше результатами определения оптической плотности 0,1 % раствора биополимера, содержащего KCl. Последний вызывает некоторое повышение оптической плотности раствора при содержании

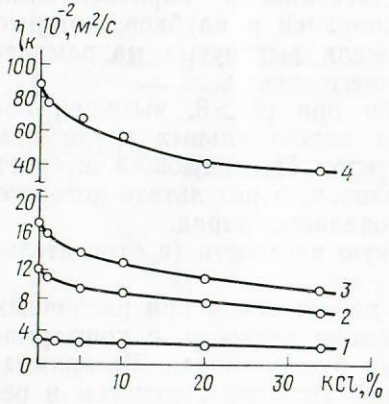


Рис. 50. График влияния KCl на кинематическую вязкость водных растворов биополимера различной концентрации:

1 — 0,1 %; *2* — 0,2 %; *3* — 0,3 %; *4* — 0,4 %

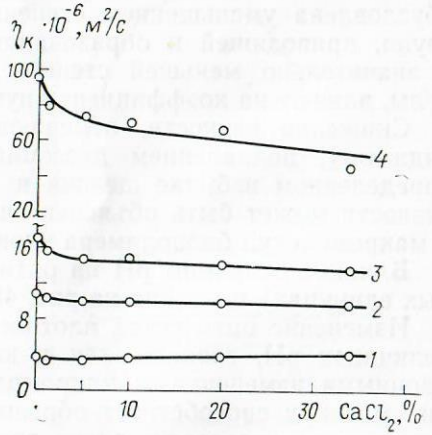
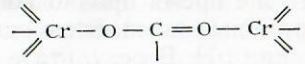


Рис. 51. График влияния $CaCl_2$ на кинематическую вязкость водных растворов биополимера различных концентраций:

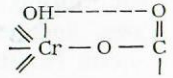
1 — 0,1 %; *2* — 0,2 %; *3* — 0,3 %; *4* — 0,4 %

5 %, что указывает на начавшееся высаливание биополимера. При повышении концентрации хлористого калия этот процесс не развивается (см. рис. 49).

3. Взаимодействие биополимера БП-1 с солями комплексообразователями. Изменение вязкости полимерных растворов с увеличением скорости сдвига указывает на способность этих систем образовывать тиксотропные структуры, обусловленные определенной ориентацией линейных полимеров в покоящемся растворе. Однако прочность этих структур незначительна и не может обеспечить необходимых технологических свойств, присущих буровому раствору. Для усиления тиксотропных свойств растворов биополимеров, как указывалось выше, в них вводят соли трехвалентного хрома. Действие хрома (Cr^{+3}) обусловлено способностью образовывать многоядерные комплексные соединения, простейшим из которых является аквакомплекс, во внутренней сфере которого, помимо молекул воды, содержатся гидроксильные группы OH^-, образующиеся в процессе гидролиза. Ол-группы, способные взаимодействовать более чем с одним атомом хрома, образуют многоядерные комплексы посредством мостичных связей. Образование многоядерных комплексов возможно также за счет мостиков, представляющих собой кислотные остатки различных органических кислот. При этом характер связи в комплексе может быть представлен в виде



Группа C=O координированных анионов органических кислот, в свою очередь, обладает способностью вступать во взаимодействие с гидроксилами той же внутренней сферы, образуя водородную связь по схеме:



Циклические структуры подобного строения и многоядерные мостики способствуют повышению прочности связи и интенсификации взаимодействия ионов Cr^{+3} и COO^-.

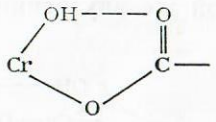
При введении хромовых солей в раствор биополимера, содержащий различные функциональные группы, и в том числе карбоксильные, происходят процессы, аналогичные описанным выше. Возникновение поперечных связей и укрупнение макромолекул влияет на способность систем обосновывать прочные тиксотропные структуры.

Условия получения тиксотропных систем при взаимодействии солей трехвалентного хрома с биополимерами наряду с обеспечением образования многоядерных полимерхромовых комплексных соединений должны исключить их оксолацию и выпадение в оса-

док. На возможность протекания этих процессов влияют количество вводимого едкого натрия, способ его введения, температура, а также концентрация хромовой соли. Для учета факторов рассматривалось влияние среды на образование хромовых комплексов без и в присутствии органических соединений, а также влияние концентрации хромовой соли на свойства комплексного хроморганического соединения.

Известно, что образование хромовых комплексов водных растворов солей трехвалентного хрома начинается при pH менее 2. При этом образуется одноосновной комплекс хрома $-[Cr(OH_2)_5OH]^+$. С увеличением pH до 3—4 происходит образование двухосновного комплекса $[Cr(OH_2)_4(OH)_2]^+$, а при pH>4 в реакцию вступает третья группа OH. Для завершения этой реакции pH должен быть увеличен до 9—10. Следовательно, трехосновный гироксильный комплекс хрома образуется при pH порядка 10. Протекание этого процесса, без образования выпадающей в осадок окиси хрома, возможно в случае, если введение NaOH в раствор хромовой соли проводится медленно и без резкого увеличения температуры.

Второй, не менее важный аспект рассматриваемого вопроса связан с влиянием pH на способность гидроксильного комплекса хрома координировать группу COO^- полимера. С увеличением pH в результате усиления диссоциации число свободных карбонильных групп возрастает. В то же время прочно координировать группу COO^- могут только хромовые комплексы основного характера, образующиеся при повышении pH. В результате чего в таких комплексах возможно образование пятичленных циклов следующего строения:



Вероятность их образования обусловлена возникновением водородной связи между кислородом карбонила и гидроксильной группой хрома, количество которых резко возрастает при повышении pH среды.

Проведенные нами исследования влияния pH среды на комплексообразование биополимера с $CrCl_3$ показало, что в рассматриваемом случае процесс протекает более сложно. Для исследования использовался 0,4 %-ный раствор биополимера, концентрация $CrCl_3$ сохранялась постоянной равной 0,05 %, pH системы изменялось в пределах 3,5—12. Свойства полученных гидрогелей оценивались эффективной вязкостью и предельным статическим напряжением сдвига.

Результаты испытания представлены кривыми зависимости $\eta_{эф}$ и θ от pH (рис. 52). Обе кривые имеют максимум в области pH=6,5—7,5. Выше этих значений реологические показатели ис-

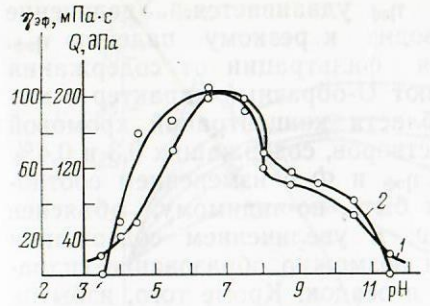


Рис. 52. График влияния pH на $\eta_{эф}$ и СНС 0,4 %-ного раствора биополимера, содержащего 0,5 % $CrCl_3$:
1 — эффективная вязкость; *2* — статическое напряжение сдвига

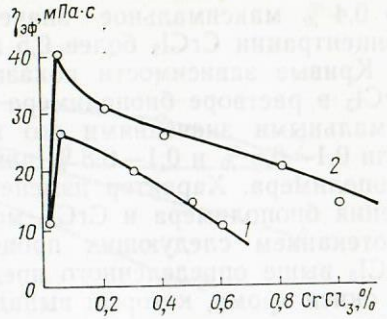


Рис. 53. График влияния содержания $CrCl_3$ на $\eta_{эф}$ раствора биополимера при pH=9,5:
1 — 0,3 %; *2* — 0,4 %

следуемых систем уменьшаются и при pH=11,5 приходят к исходным значениям.

Параболический характер рассматриваемых кривых может быть объяснен протеканием двух следующих процессов: с увеличением pH до определенного предела доминирующим является диссоциация карбоксильных групп, определяющая нарастание прочности координационных связей. Выше этого предела и при избытке в системе ионов OH^- происходит вытеснение карбоксилов их хромового комплекса и последний из основной соли превращается в гидроокись. Этот процесс обусловлен тем, что группа OH^- обладает бóльшим координационным сродством к хромовому комплексу, чем органические соединения, содержащие карбоксилы.

При практическом решении вопроса о величине pH для системы, выполняющей функцию бурового раствора, должна быть взята область за пределами максимально прочных координационных связей, так как известно, что с увеличением pH координационные связи становятся более стойкими и стабильными.

Проверялось влияние содержания хрома на свойства системы биополимера $CrCl_3$ при pH=9,5. Использовались растворы с 0,3 и 0,4 %-ным содержанием биополимера. На рис. 53, 54 полученные результаты представлены в виде кривых зависимостей $\eta_{эф}$ и Φ от концентрации $CrCl_3$. Кривая характеризующая изменение вязкости 0,3 %-го раствора биополимера от концентрации хлорного хрома, имеет максимум, соответствующий 0,5 %-ному содержанию хромовой соли. При увеличении концентрации биополимера

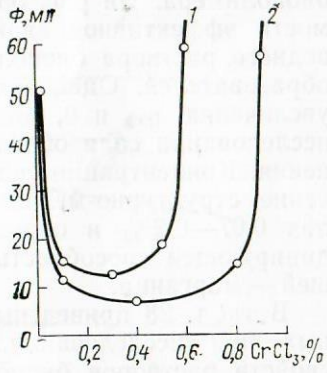


Рис. 54. График влияния содержания $CrCl_3$ на фильтрацию растворов биополимера при pH=9,0:
1 — 0,3 %; *2* — 0,4 %

до 0,4 % максимальное значение $\eta_{эф}$ удваивается. Увеличение концентрации $CrCl_3$ более 0,5 приводит к резкому падению $\eta_{эф}$.

Кривые зависимости показателя фильтрации от содержания $CrCl_3$ в растворе биополимера имеют U-образный характер с минимальными значениями его в области концентраций хромовой соли 0,1—0,5 % и 0,1—0,8 % для растворов, содержащих 0,3 и 0,4% биополимера. Характер изменения $\eta_{эф}$ и $Ф$ с изменением соотношения биополимера и $CrCl_3$ может быть, по-видимому, объяснен протеканием следующих процессов: с увеличением содержания $CrCl_3$ выше определенного предела возможно образование гидрата окиси хрома, который выпадает в осадок. Кроме того, избыток хлорного хрома может привести к такому упрочнению поперечных связей хромполимерного комплекса, что он потеряет растворимость и начнет осаждаться, приводя к снижению эффективной вязкости и росту показателя фильтрации растворов.

Исследовались взаимодействия БП-1 и с другими комплексообразователями. Известно [16], что для большей части катионов их координирующая способность возрастает с увеличением ионного потенциала, под которым понимают отношение заряда иона к его радиусу. Большое значение при этом имеет также и стереохимия катиона. Наиболее прочные структуры образуются в случаях, когда связи металла направлены в пространстве таким образом, что, перекрывая орбиты лиганд, они не вызывают деформации каждой координируемой группы. При проведении исследований, в наших условиях, в качестве критерия координирующей способности мог быть использован только ионный потенциал, в соответствии с которым выбранные комплексообразователи располагались в следующий ряд: Al>Fe>Cu>Ni>Mn.

Устанавливалось влияние концентрации солей комплексообразователей на вязкость и тиксотропные свойства образующихся комплексов. Исследования проводились на 0,4 %-ном растворе биополимера. На рис. 55, 56 серией кривых представлены зависимости эффективной вязкости и статического напряжения сдвига водного раствора биополимера от концентрации солей комплексообразователей. Оценивая координирующую способность солей по увеличению $\eta_{эф}$ и θ, можно считать, что все использованные при исследовании соли образуют с биополимером комплексные соединения. Концентрации солей, обеспечивающие максимальное увеличение структурно-механических показателей, находятся в пределах 0,07—0,2 % и определяются типом соли. Наибольшей координирующей способностью обладают соли алюминия, а наименьшей — марганца.

В табл. 28 приведены ионные потенциалы солей, использованных при исследовании, и показатели структурно-механических свойств растворов биополимера при оптимальных концентрациях комплексообразователей. Данные табл. 28 позволяют считать, что общепринятый критерий оценки координирующей способности солей может быть применим в рассматриваемом случае. Тиксотропные свойства и вязкость растворов полимеров, содержащих тот

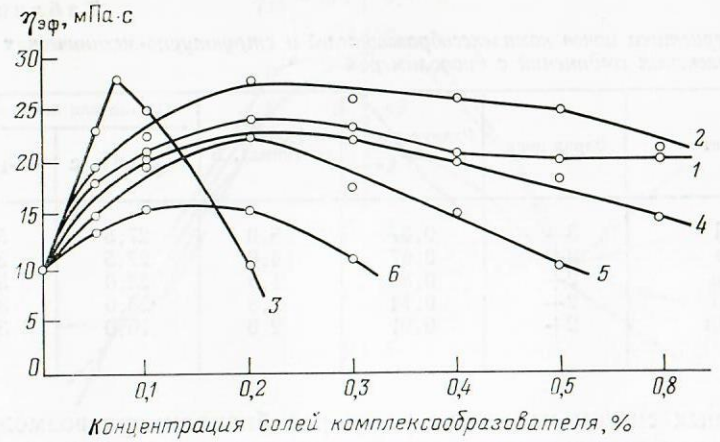


Рис. 55. График влияния различных концентраций солей комплексообразователей на эффективную вязкость 0,4 %-ного раствора биополимера:

1 — с сернокислым алюминием; *2* — с алюмокалиевыми квасцами; *3* — с сернокислым железом; *4* — с сернокислой медью; *5* — с хлорным никелем; *6* — с сернокислым марганцем

или иной комплексообразователь, находятся в прямой зависимости от его ионного потенциала.

Наблюдается последовательное уменьшение прочности геля и снижение вязкости по мере убывания ионного потенциала. Некоторое незначительное отклонение отмечается только у комплексов, образованных Mn^{+2}. В целом было показано, что получение тик-

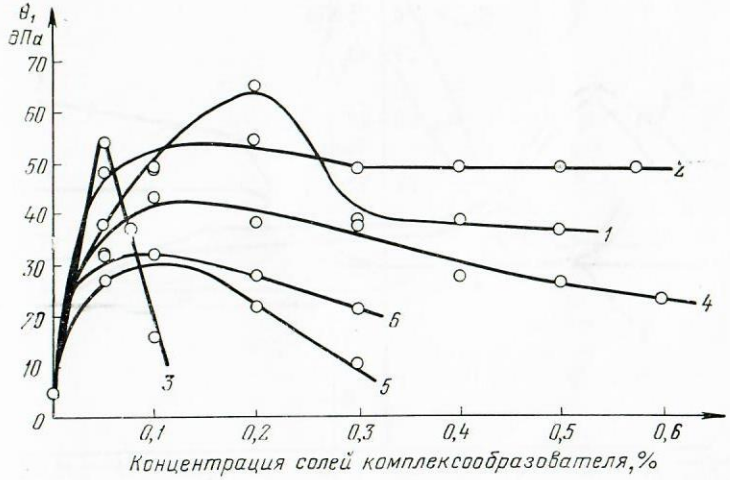


Рис. 56. График влияния различных концентраций солей комплексообразователей на 0,4 %-ный водный раствор биополимера:

1 — с сернокислым алюминием; *2* — с алюмокалиевыми квасцами; *3* — с сернокислым железом; *4* — с сернокислой медью; *5* — с сернокислым марганцем; *6* — с хлорным никелем

Таблица 28

Характеристика ионов комплексообразователей и структурно-механических свойств их комплексных соединений с биополимером

Элемент	Заряд иона	Радиус иона, нм	Ионный потенциал, В	Показатели биополимеров	
				$\eta_{эф}$, мПа·с	$СНС_{1/10}$, дПа
Al	3+	0,57	5,0	27,5	54/81
Fe	3+	0,67	4,0	27,5	38/59
Cu	2+	0,80	1,8	23,0	38/54
Ni	2+	0,74	1,8	23,0	38/58
Mn	2+	0,91	2,0	16,0	32/38

сотропных систем на основе растворов биополимера возможно не только при использовании солей хрома, но и целого ряда других комплексообразователей.

В связи с тем, что комплексообразователи проявляют максимальную активность в различных средах, рассматривалось влияние pH на комплексообразование. Выше этот вопрос рассматривался только для солей хрома. Указывается, что трехвалентные катионы наиболее активны при pH=2—3. Тяжелые двухвалентные при pH=3—4, а щелочноземельные при pH>7.

На рис. 57—59 показано влияние pH на $\eta_{эф}$ и θ водных растворов БП-1, содержащих различные ионы комплексообразователи. Приведенные кривые имеют при определенных значениях pH максимальные величины $\eta_{эф}$ и θ.

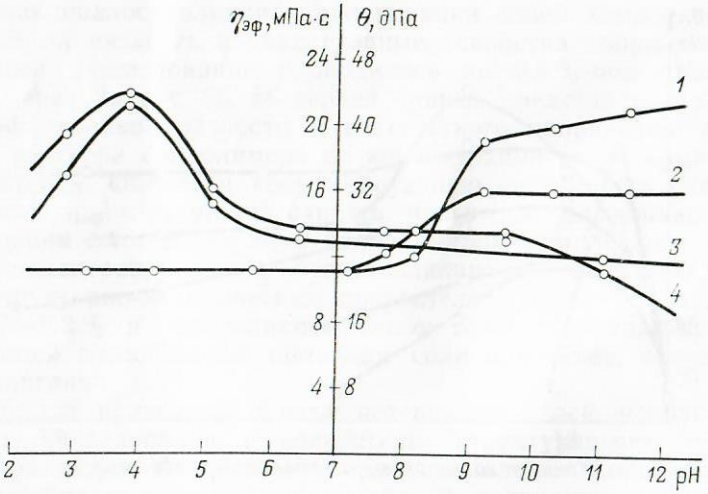


Рис. 57. График влияния pH на $\eta_{эф}$ и θ 0,4 %-ных водных растворов биополимера, содержащих 0,2 % хлорного никеля и 0,05 % сернокислого железа:
1 — $\eta_{эф}$ раствора с хлорным никелем; *2* — θ того же раствора; *3* — $\eta_{эф}$ раствора с сернокислым железом; *4* — θ того же раствора

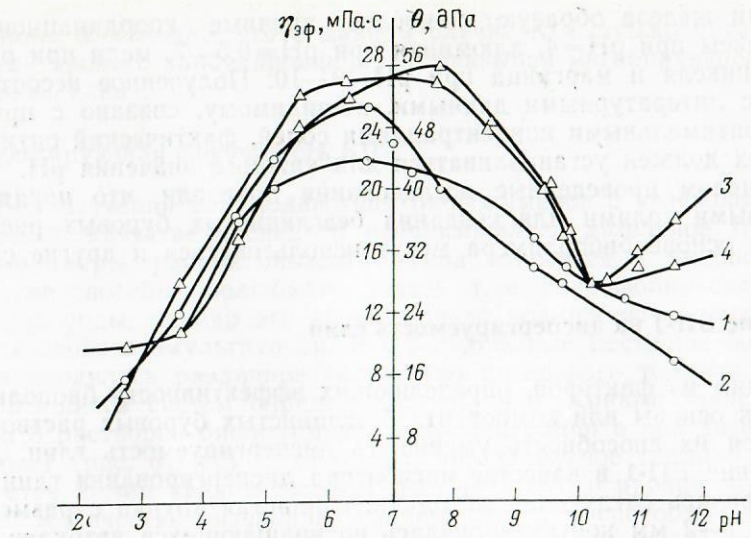


Рис. 58. График влияния pH на $\eta_{эф}$ и θ 0,4 %-ных растворов биополимера, содержащих 0,7 % алюмокалиевых квасцов и 0,04 % сернокислого алюминия:
1 — $\eta_{эф}$ раствора с алюмокалиевыми квасцами; *2* — θ того же раствора; *3* — $\eta_{эф}$ раствора с сернокислым железом; *4* — θ того же раствора

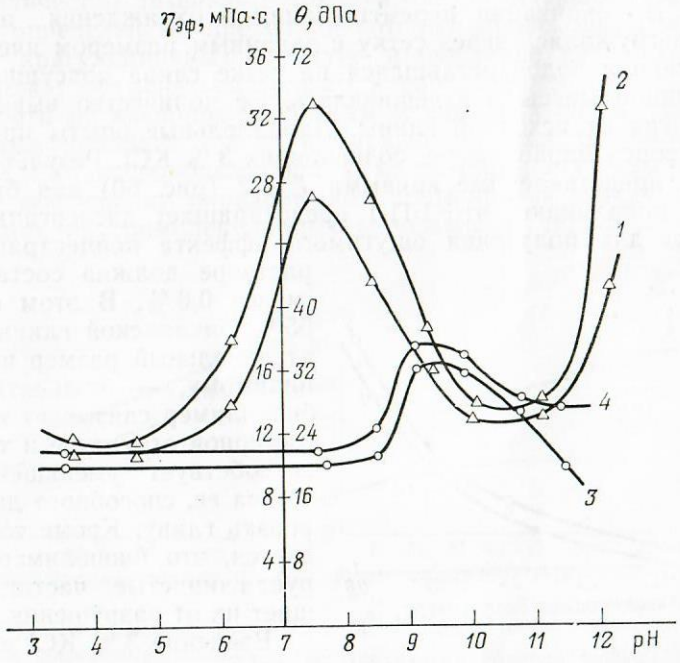


Рис. 59. График влияния pH на $\eta_{эф}$ и θ 0,4 %-ных растворов, содержащих 0,1 % сернокислой меди и 0,1 % сернокислого марганца:
1 — $\eta_{эф}$ раствора с сернокислой медью; *2* — θ того же раствора; *3* — $\eta_{эф}$ раствора с сернокислым марганцем; *4* — θ того же раствора

Соли железа образуют наиболее прочные координационные комплексы при pH=4, алюминия при pH=6,5—7, меди при pH= =7,5, никеля и марганца при pH=9—10. Полученное несоответствие с литературными данными, по-видимому, связано с принятыми оптимальными концентрациями солей, фактический оптимум которых должен устанавливаться для каждого значения pH.

В целом проведенные исследования показали, что наряду с хромовыми солями для создания безглинистых буровых растворов на основе биополимера могут использоваться и другие соли.

Влияние БП-1 на диспергируемость глин

Одним из факторов, определяющих эффективность биополимеров как основы или компонента безглинистых буровых растворов, является их способность уменьшать диспергируемость глин. Для испытания БП-1 в качестве ингибитора диспергирования глин использовалась следующая методика: глинистая крупка с размером частиц 1—2 мм контактировалась во вращающихся автоклавах с растворами биополимера. Количество загружаемой глины составляло 6 % по отношению к жидкой фазе, контактирование длилось 16 ч, температура в автоклавах поддерживалась 80 °С.

Концентрация полимера в растворах изменялась от 0,2 до 0,6 %. По окончании перемешивания и охлаждения автоклавов они разгружались через сетку с заданным размером ячеек. После промывания водой оставшаяся на сетке глина подсушивалась до постоянной массы и взвешивалась. Ее количество выражалось в процентах от исходной глины. Параллельные опыты проводились в растворах биополимера, содержащих 3 % KCl. Результаты испытаний, представленные кривыми *1* и *2* (рис. 60) для биклянской глины показывают, что БП-1 предотвращает диспергацию глины. Однако для получения ощутимого эффекта концентрация его в растворе должна составлять не менее 0,6 %. В этом случае до 55 % биклянской глины сохраняет начальный размер частиц; по-видимому, — сольватированный биополимер связывает воду в полимерной структуре и тем самым способствует уменьшению количества ее, способного диспергибировать глину. Кроме того, указывается, что биополимер капсулирует глинистые частицы и защищает их от разрушения.

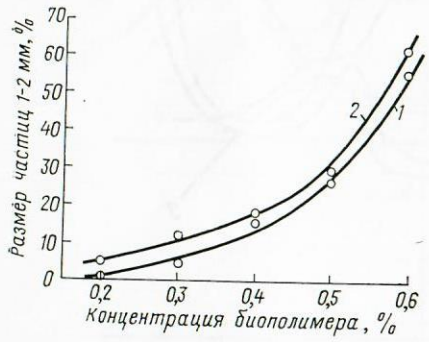


Рис. 60. График влияния концентрации биополимера на диспергирование биклянской глины:
1 — без KCl; *2* — с 3 % KCl

Введение 3 % KCl в растворы биополимера незначительно повышает устойчивость биклянской глины к гидратации и диспергированию. Возможно, что в данном случае KCl только интенсифицирует процесс капсулирования, не оказывая ингибирующего действия на глину.

Эмульгирующая способность БП-1

При изучении взаимодействия биополимеров с углеводородной средой в качестве последней использовалось дизельное топливо. Биополимеры рассматриваемого типа относятся к анионоактивным, не способны солюбилизировать, т. е. гидрофобно связывать углеводороды, однако это не исключало возможности проявления у них свойств эмульгаторов. В 0,4—0,6 %-ные растворы биополимера вводилось различное количество дизельного топлива. У образовавшихся систем определялась $\eta_{эф}$ и θ. Кривые зависимости $\eta_{эф}$ и θ растворов биополимера от концентрации в них дизельного топлива (рис. 61, 62) показывают, что дизельное топливо эмульгируется, о чем свидетельствует рост вязкости и прочности структуры. Количество дизельного топлива, которое способно эмульгироваться, определяется концентрацией биополимера. Чем выше последняя, тем больше дизельного топлива может быть эмульгировано и тем более высокими структурно-механическими свойствами характеризуется эмульсия. Для каждой концентрации биополимера количество дизельного топлива, обеспечивающего рост $\eta_{эф}$ и θ имеет определенный предел, за которым происходит снижение прочности коагуляционных структур и снижение вязкости. Это явление может объясняться полным распределением углеводородной жидкости по внешним оболочкам межфазных слоев. Избыток углеводорода приводит только к уменьшению сил трения между глобулами. Структурообразование в коллоидных системах происходит при достижении определенного соотношения между числом возникающих внутримолекулярных и межмолекулярных связей с

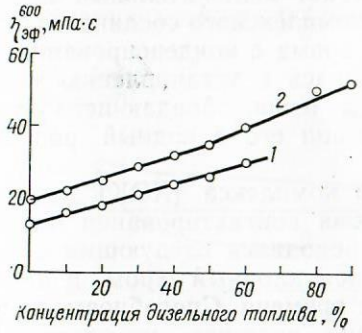


Рис. 61. График влияния концентрации дизельного топлива на $\eta_{эф}$ биополимерных растворов:
1 — 0,4 %-ный раствор; *2* — 0,6 %-ный раствор

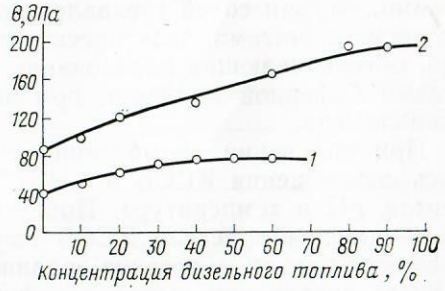


Рис. 62. График влияния концентрации дизельного топлива на $\theta_{эф}$ биополимерного раствора:
1 — 0,4 %-ный раствор; *2* — 0,6 %-ный раствор

преимущественным образованием последних. Это также предопределяет существование критических концентраций компонентов, обеспечивающих максимальную величину предельного СНС.

Взаимодействие растворов биополимеров с углеводородной средой определяет возможность использования дизельного топлива или нефти в буровых растворах на основе БП-1.

Дальнейшие исследования свойств биополимера БП-1 проводились в связи с созданием буровых растворов и уточнения условий их применения. При этом исследовались не только растворы БП-1, но и различные композиции, включающие комплексообразующие соединения, бентонит и хлористый калий.

§ 3. БЕЗГЛИНИСТЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ БП-1

За рубежом для создания растворов на основе полимера ХС вместо солей трехвалентного хрома был использован реагент ОСР, хроморганическое комплексное соединение, выполняющее функцию понизителя фильтрации и структурообразователя [18].

Система ХСР — ОСР характеризуется более устойчивыми величинами показателя фильтрации и вязкости, которые в значительно меньшей степени, чем у раствора биополимера с $CrCl_3$, зависят от концентрации хромсодержащего вещества.

По данным [18], ОСР представляет собой высококонденсированный хромсодержащий лигносульфат, относящийся к реагентам, способным снижать водоотдачу глинистых растворов, повышать устойчивость стенок скважин и не являющимся понизителем вязкости. Исходя из указанной характеристики ОСР при разработке аналога использовалась конденсированная сульфит-спиртовая барда — КССБ. При взаимодействии КССБ с хлорным хромом в кислой среде должна происходить координация сульфогрупп сульфоароматических соединений во внутренней сфере хромового комплекса, в результате чего он приобретает положительный заряд. Задача получения хроморганического комплексного соединения при взаимодействии солей трехвалентного хрома с конденсированными лигносульфонатами практически сводилась к установлению условий, обеспечивающих образование соединения, обладающего свойствами буферной жидкости при введении его в водный раствор биополимера.

При получении хроморганического комплекса (ХОК) изменялись соотношения КССБ и $CrCl_3$, время контактирования компонентов, pH и температура. Процесс проводился следующим образом: в водный раствор КССБ вводился хлорный хром и смесь контактировалась в течение заданного времени. Способность полученного соединения выполнять функции реагента, координирующего биополимер, устанавливалась по изменению вязкостных и фильтрационных свойств последнего при заданном pH. Для испытания ХОК использовался 0,4 %-ный раствор биополимера. На рис. 63, 64 показано влияние содержания ХОК с оптимальными соотношениями КССБ и $CrCl_3$ (1 : 0,4 и 1 : 0,6) на эффективную



Рис. 63. График влияния концентрации ХОК на $\eta_{эф}$ 0,4 %-ного раствора келцана:
1 — соотношение КССБ : $CrCl_3$ — 1 : 0,4; *2* — 1 : 0,5; *3* — 1 : 0,6

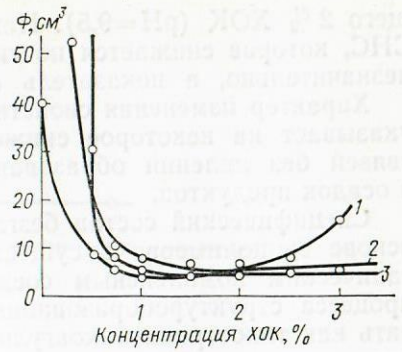


Рис. 64. График влияния ХОК с различным содержанием хлористого хрома на показатель фильтрации 1 %-ного раствора КМЦ:
1 — соотношение КССБ : $CrCl_3$ — 1 : 0,3; *2* — то же, 1 : 0,35; *3* — то же, 1 : 0,4

вязкость и показатель фильтрации раствора биополимера при pH = 9,5. Реагенты, полученные при указанных соотношениях лигносульфонатов и хлорного хрома, обеспечивают необходимую степень координации биополимера во внутренней сфере ХОК и не вызывают резкого изменения вязкостных и фильтрационных свойств при увеличении его концентрации от 1 до 3 %.

Растворы биополимер — ХОК, хранившиеся сутки, становились более вязкими, что указывало на дальнейшее протекание процесса сшивания. Однако характер изменения η_θ с увеличением концентрации ХОК и в этом случае не изменялся, т. е. в пределах 1—3 % величина η_θ сохранялась постоянной.

На рис. 65 показано влияние температуры до 90 °С на показатель фильтрации, предельное статическое напряжение сдвига и эффективную вязкость 0,4 %-ного раствора биополимера, содержа-

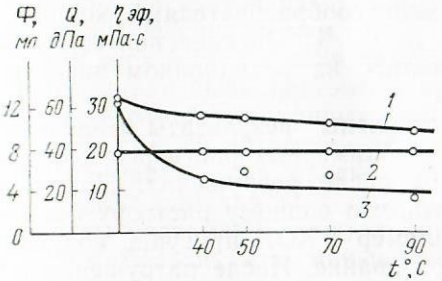


Рис. 65. График влияния температуры на реологические и фильтрационные свойства системы БП — ХОК:
1 — $\eta_{эф}$; *2* — θ; *3* — $Ф$

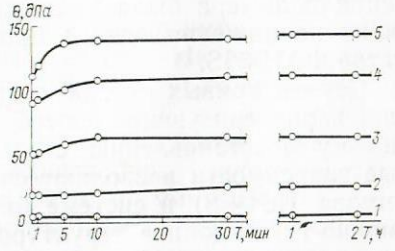


Рис. 66. График влияния времени на прочность образующихся структур различных растворов биополимера:
1 — 0,2 %; *2* — 0,4 %; *3* — 0,6 %; *4* — 0,8 %; *5* — 1 %

щего 2 % ХОК (pH=9,5). Наибольшее изменение претерпевает СНС, которое снижается почти в 2 раза. Вязкость η_θ изменяется незначительно, а показатель фильтрации остается неизменным.

Характер изменения свойств раствора после термостатирования указывает на некоторое снижение прочности координационных связей без явлений образования нерастворимых и выпадающих в осадок продуктов.

Специфический состав безглинистых полимерных растворов на основе биополимера, по-существу, являющихся сложным хроморганическим комплексным соединением, обусловил исследование процесса структурообразования. Полисахариды могут образовывать как тиксотропные коагуляционные структуры, полностью восстанавливающиеся после разрушения, так и более прочные конденсационно-кристаллизационные, но разрушающиеся необратимо. Возможность образования структур второго типа может дать неверное представление о рабочих свойствах полимерных растворов.

Кинетику структурообразования безглинистого раствора исследовали по нарастанию прочности структуры с увеличением времени покоя. Для выяснения типа структуры, образуемой биополимером и его комплексными соединениями, проводили исследование нарастания прочности структуры после разрушения на различных стадиях ее формирования.

На рис. 66 показана кинетика увеличения прочности структуры водных растворов биополимера в зависимости от концентрации. Отмечается отсутствие индукционного периода, присущего некоторым полисахаридам и почти полное выполаживание кривых после первых минут покоя, особенно при низких концентрациях. С увеличением концентрации биополимера соответственно растет статическое напряжение сдвига, которое достигает максимума через 10—15 мин.

Возможность обратимого восстановления разрушенной структуры в системе биополимера без комплексообразователя исследовалось на 1 %-ном водном растворе. Высокая концентрация биополимера позволяла провести эксперимент с большей точностью измерения. Для растворов с комплексообразователями концентрация полимера была уменьшена до 0,4 %. Определения статического напряжения сдвига проводились на ротационном вискозиметре ФАН-35S.

Серией кривых рис. 67 *а* представлены результаты исследования, характеризующие способность полимерных растворов к обратимому восстановлению структуры после разрушения. Полученные зависимости позволяют считать, что водному раствору биополимера (pH=8) и системе биополимер — ХОК присуще коагуляционно-тиксотропное структурообразование. После разрушения на различных этапах формирования прочность структур полностью восстанавливается. У систем же биополимер — хром наряду с силами Ван-дер-Ваальса в образовании гелей участвуют и другие связи, которые повторно не возникают. К числу таких обычно относят водородные связи, которые появляются только в процессе

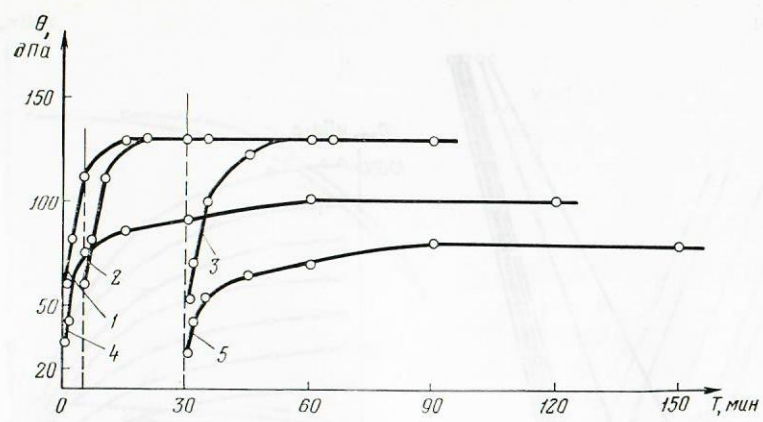


Рис. 67. График изменения прочности структуры 0,4 %-ного раствора биополимера с добавками структурообразователей:

Растворы ХОК: *1* — неразрушенная структура; *2* — разрушенная через 10 мин после начала формирования; *3* — разрушенная через 30 мин после начала формирования; растворы с $CrCl_3$; *4* — неразрушенная структура; *5* — разрушенная через 30 мин после начала формирования

конформационных изменений макромолекул, приводящих к формированию спиралей.

Значительный интерес представляют исследования влияния температуры на реологические свойства растворов. Учитывая имеющиеся сведения о применении биополимеров при температурах порядка 10—5 °С и менее, при проведении исследования нижний предел температуры был принят равным 5 °С, а верхний, исходя из устойчивости некоторых растворов, не более 90 °С. Работа проводилась на ротационном вискозиметре «Реотест-2» (ГДР), обеспечивающем возможность проведения исследования в широком диапазоне температур от —60 до +300 °С. Выбранное для измерений устройство позволило производить замер при скоростях сдвига в пределах 1—437 $с^{-1}$. Перед загрузкой в реостат структура растворов разрушалась перемешиванием на скоростной мешалке в течение 30 мин.

Для всех исследовавшихся растворов в логарифмической системе координат были построены кривые течения. На рис. 68 представлено семейство кривых течения 1 %-ного водного раствора биополимера. В интервале температур 5—60 °С величины касательных напряжений изменяются в узком диапазоне значения. Это характерно для всех скоростей сдвига. При увеличении температуры более 60 °С касательные напряжения уменьшаются, причем тем больше, чем меньше скорость наложения деформации. Полученные зависимости хорошо прослеживаются по характеру изменения кривых $\eta_{эф}$ в функции температуры, построенных при различных скоростях сдвига (рис. 69). Незначительное уменьшение $\eta_{эф}$ при увеличении температуры от 5 до 60 °С, по-видимому, связано со слабыми конформационными изменениями макромоле-

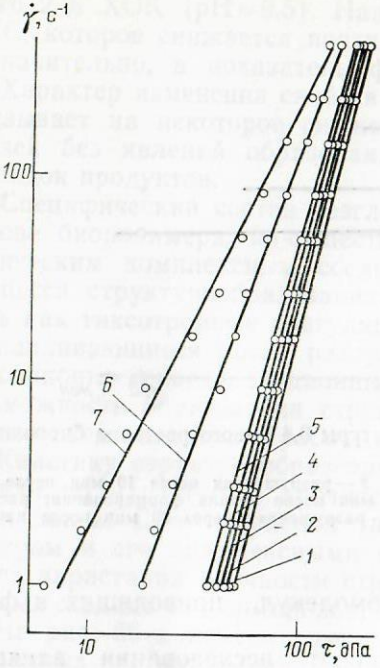


Рис. 68. График кривых течения 1 %-ного водного раствора биополимера в интервале температуры 5—90 °С:

1 — 5 °С; *2* — 10 °С; *3* — 25 °С; *4* — 40 °С; *5* — 60 °С; *6* — 80 °С; 7 — 90 °С

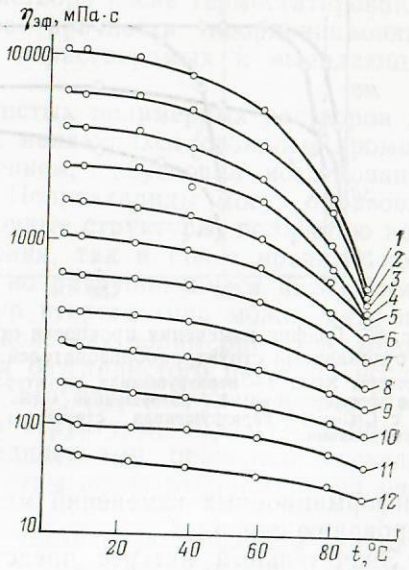


Рис. 69. Зависимость эффективной вязкости 1 %-ного раствора биополимера от температуры при различных скоростях сдвига:

1 — 1 с$^{-1}$; *2* — 1,8 с$^{-1}$; *3* — 3 с$^{-1}$; *4* — 5,4 с$^{-1}$; *5* — 9 с$^{-1}$; *6* — 16 с$^{-1}$; 7 — 27 с$^{-1}$; *8* — 48,6 с$^{-1}$; *9* — 81 с$^{-1}$; *10* — 145,8 с$^{-1}$; *11* — 243 с$^{-1}$; *12* — 434,4 с$^{-1}$

кулы биополимера в этом интервале температур. При увеличении температуры до 90 °С $\eta_{эф}$ снижается более ощутимо. Кривые (см. рис. 69) кроме отмеченных зависимостей показывают также, что во всем интервале исследуемых температур для раствора биополимера сохраняется способность разжижаться при высоких скоростях сдвига и загустевать при низких. Однако интенсивность процесса уменьшается с увеличением температуры. При температуре 5 и 25 °С эффективная вязкость снижается соответственно в 158 и 156 раз, т. е. практически одинаково, а при 90 °С в таком же пределе скоростей сдвига всего в 24 раза. Эти данные вместе с ранее полученными указывают на высокую реологическую стабильность растворов биополимеров в области температур 5—60 °С. Существует мнение, что реологические свойства растворов полимеров зависят от деформации сетки, созданной длинноцепочечными молекулами, которые всегда присутствуют в покоящемся растворе. По-видимому, у растворов биополимера колебания температуры в пределах 5—60 °С не вызывают каких-либо существенных изменений их внутренней структуры.

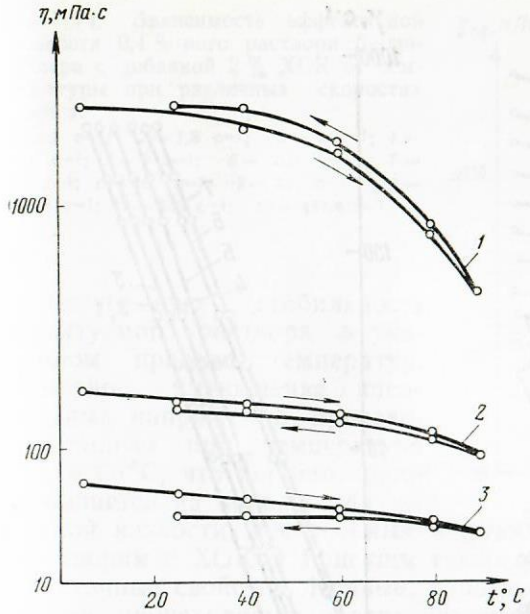


Рис. 70. График изменения эффективной вязкости 1 %-ного раствора биополимера в процессе нагревания и охлаждения при различных скоростях сдвига:

1 — 5,4 с$^{-1}$; *2* — 146 с$^{-1}$; *3* — 434,4 с$^{-1}$

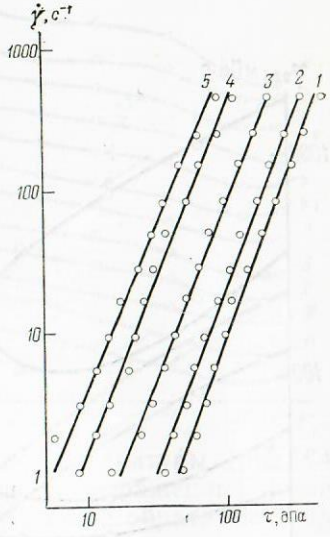


Рис. 71. График кривых течения 0,4 %-ного раствора биополимера с добавкой 0,1 %-ного хлорного хрома:

1 — 25 °С; *2* — 40 °С; *3* — 60 °С; *4* — 80 °С; *5* — 90 °С

В то же время у ряда полимеров, например некоторых акриловых, с понижением температуры наблюдается резкое увеличение вязкости.

На рис. 70 представлены кривые изменения $\eta_{эф}$ водного раствора биополимера при нагревании и охлаждении. Эти кривые практически совпадают. Отсутствие температурного гистерезиса позволяет изменение вязкости в области температур 60—90 °С относить только за счет понижения вязкости дисперсионной среды и конформационных изменений макромолекул и биополимера.

Система биополимер — хлорный хром характеризуется значительно более высокими реологическими показателями, чем исходный раствор биополимера. На рис. 71 представлены кривые течения раствора, расположение которых в системе координат $\dot{\gamma}$—τ, отлично от рассмотренных выше кривых течения чистого биополимера. У этих растворов с увеличением температуры наблюдается уменьшение величины касательных напряжений, а следовательно, и вязкости. В данном случае снижение вязкости может быть обусловлено уменьшением прочности образовавшегося комплексного

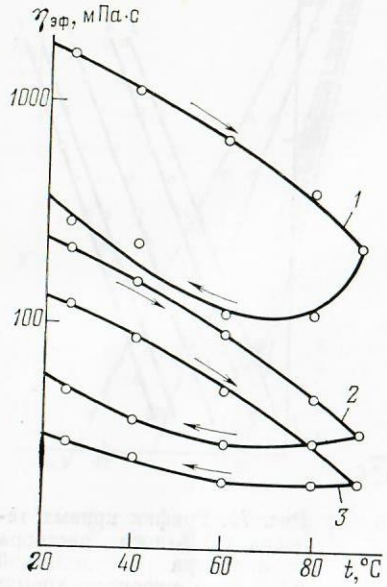


Рис. 72. График изменения эффективной вязкости 0,4 %-ного раствора биополимера с добавкой 0,1 % хлорного хрома в процессе нагревания и охлаждения при различных скоростях сдвига: *1* — 5,4 с$^{-1}$; *2* — 146 с$^{-1}$; *3* — 437 с$^{-1}$

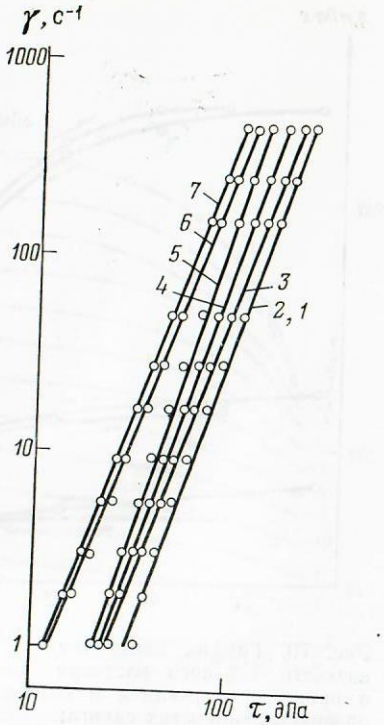
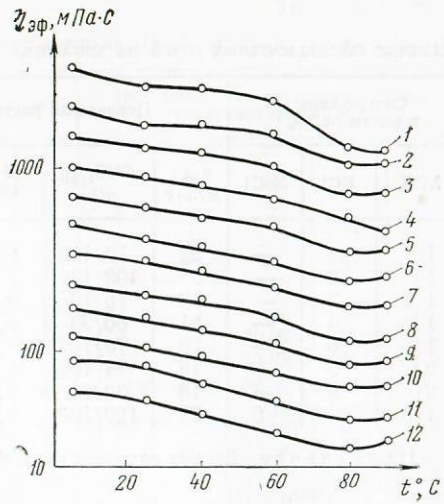


Рис. 73. График кривых течения 0,4 %-ного раствора биополимера с добавкой 2 % ХОК при различных температурах: *1* — 5 °С; *2* — 10 °С; *3* — 25 °С; *4* — 40 °С; *5* — 60 °С; *6* — 80 °С; *7* — 90 °С

соединения биополимер—хлорный хром. Для биополимерного раствора с хлорным хромом обнаруживается сильно выраженный температурный гистерезис (рис. 72), что может быть связано с необратимым разрушением координационных связей. Исследования структурно-механических свойств системы, проводившиеся ранее, показали, что эти связи имеют конденсационно-кристаллизационный характер. По-видимому, их прочность снижается при нагревании.

Следующий тип исследовавшегося биополимерного раствора представлял собой систему, в которой функцию кроссагента выполнял ХОК. Кривые течения, характеризующие реологические свойства этого раствора, при указанных выше температурах представлены на рис. 73. Отмечается, что характер кривых течения при различных температурах такой же, как и у раствора чистого биополимера (см. рис. 70). Имеют место незначительные изменения величин при температуре 5—60 °С. Это указывает на

Рис. 74. Зависимость эффективной вязкости 0,4 %-ного раствора биополимера с добавкой 2 % ХОК от температуры при различных скоростях сдвига:
1 — 1 с$^{-1}$; *2* — 1,8 с$^{-1}$; *3* — 3 с$^{-1}$; *4* — 5,4 с$^{-1}$; *5* — 9 с$^{-1}$; *6* — 16,2 с$^{-1}$; *7* — 27 с$^{-1}$; *8* — 48 с$^{-1}$; *9* — 81 с$^{-1}$; *10* — 145,8 с$^{-1}$; *11* — 243 с$^{-1}$; *12* — 437,4 с$^{-1}$



реологическую стабильность испытуемого раствора в указанном пределе температур. Заметное уменьшение касательных напряжений происходит только при температуре более 60 °С, что хорошо прослеживается на кривых эффективной вязкости, построенных в функции температуры (рис. 74). Растворам с ХОКом присущи также хорошо выраженные псевдопластичные свойства. Кривые, характеризующие обратимость процессов, происходящих в этих системах с увеличением температуры, указывают на прочность координационных связей, которые если и ослабляются, то незначительно, и почти полностью восстанавливаются после снятия температурного фактора.

Проведенные исследования показали, что водный раствор биополимера, а также растворы типа биополимер — ХОК характеризуются реологической стабильностью в интервале температур 5—60 °С. При более высоких (до 90 °С) температурах имеет место обратимое снижение эффективной вязкости.

Важным технологическим свойством безглинистых полимерных растворов является их устойчивость в минерализованных средах, характерных для различных геолого-технических условий бурения. Изучалось влияние концентрации хлорида кальция на реологические структурно-механические и фильтрационные свойства полимерного раствора на основе биополимера БП-1 и хроморганического комплекса (ХОК). Концентрация последнего изменялась в пределах 1—2 %, содержание биополимера оставалось постоянным (0,4 %). Эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига раствора при концентрациях в нем хлорида кальция от 0,15 до 2 % практически не изменяются и остаются на уровне 25—30 мПа·с и 25—30 дПа соответственно. Важно отметить, что устойчивость к минеральной агрессии обусловливается оптимальной концентрацией в растворе ХОКа (2 %). Показатель фильтрации такого раствора также сохраняется на приемлемом уровне (8—12 см^3) в диапазоне концентрации хлорида кальция от 0,2 до 2,5 %. Влияние на полимерный раствор солей одновалентных металлов (NaCl и KCl) показано в табл. 29.

Таблица 29

Влияние одновалентных солей на свойства растворов

Содержание в растворе, %			Показатели раствора				Показатели раствора после нагревания при 90° С в течение 1 ч			
ХОК	KCl	NaCl	$\eta_{эф}$, мПа·с	СНС$_1$/10, дПа	Ф, см^3	pH	$\eta_{эф}$, мПа·с	СНС$_1$/10, дПа	Ф, см^3	pH
1	—	—	22	70/110	5,0	8,5	—	—	—	—
1	2	—	25	102/126	7,5	8,6	33	20/40	9,0	7,9
1	3	—	19	75/195	6,0	8,0	20	11/38	8,2	7,8
1	4	—	21	60/99	9,0	8,6	25	16/29	10,5	7,8
1	6	—	20	70/102	12,0	8,9	18	12/21	14,5	7,7
2	6	—	18	84/165	8,3	8,9	15	18/51	10,0	8,0
2	8	—	18	30/84	9,5	8,4	13	6/25	10,5	8,0
1,5	—	5	23	120/160	8,3	9,3	16	3/6	9,0	8,6

Примечание. Раствор содержит 0,4% биополимера, 0,5% ХОК.

При содержании в растворе 0,4 % биополимера и 1,5—2 % ХОКа его свойства практически не изменяются. Важно отметить, что растворы сохраняют на приемлемом уровне реологические и фильтрационные свойства после термостатирования при температуре 90 °С.

Для оценки влияния глин различного минералогического состава на свойства полимерного раствора были проведены исследования с двумя типами глин: бентонитом, глиной, относящейся к монтмориллонитовому типу, характеризующимся интенсивным набуханием и диспергированием в водных средах; дружковской глиной, содержащей минералы типа гидрослюд и каолинита, отличающейся меньшей гидрофильностью.

В табл. 30 приведены данные, характеризующие технологические свойства раствора после введения 3—10 % глин. Для сравнения были проведены аналогичные опыты с системой калиевого раствора.

Анализ полученных данных показывает, что бентонитовая глина существенно повышает реологические и структурно-механические свойства полимерного раствора и глину не удается отделить даже после центрифугирования. Добавки хлористого калия способствуют некоторому ингибированию глин, однако в этом случае не удается полностью отделить ее от раствора. Темп нарастания вязкости и статического напряжения сдвига раствора несколько замедлен при добавках дружковской глины, но и в этом случае не удается выделить ее полностью из раствора. В качестве гидратационного замедлителя и флокулянта в системе биополимер — ХОК был испытан полиакриламид (ПАА) с молекулярной массой 4,5—5,5·10^6 и степенью гидролиза около 20 %. Как уже указывалось, гидролизованный на 20—30 % ПАА относится к анионным полиэлектролитам и является достаточно эффективным флокулянтом, что обусловлено вытянутой формой молекул и

Таблица 30

Влияние глины на свойства безглинистого раствора БП-1—ХОК

Добавки к раствору, %			Показатели раствора после добавки					Показатели после удаления глины центрифугированием				
Бентонит	Дружковская глина	KCl	ρ, г/см^3	$\eta_{эф}$, мПа·с	СНС$_1$/10, дПа	Ф, см^3	pH	ρ, г/см^3	$\eta_{эф}$, мПа·с	СНС$_1$/10, дПа	Ф, см	pH
—	—	—	1,01	17,5	30/84	6,0	9,2	—	—	—	—	—
3	—	—	1,02	25,5	30/84	5,5	9,0	1,02	25	30/80	6,0	9,0
5	—	—	1,04	32,5	150/300	4,5	8,7	1,04	33	153/300	4,5	8,7
10	—	—	1,08	70	300/300	3,8	8,5	Показатели не определялись, глина не выделялась				
5	—	2	1,07	37	57/99	9,0	7,5	1,03	—	26/43	9,7	7,4
5	—	3	1,07	24	20/47	8,0	7,5	1,04	20	10/37	3,0	7,5
5	—	4	1,07	30	38/53	11,2	7,8	1,03	—	14/24	11,2	7,6
—	3	—	1,03	20	27/86	5,3	8,7	1,03	18,5	15/100	5,3	8,6
—	5	—	1,07	21,5	30/126	3,8	8,6	1,04	19,5	15/100	5,3	8,5
—	3	1	1,04	26	150/240	5,3	8,6	Показатели не определялись, глина не выделялась				

Примечание. Растворы содержат 0,4% БП—1, 1% ХОК, pH=9—9,5.

доступностью ионизированных групп, осуществляющих связь с минеральными частичками глин и другими горными породами.

Для установления возможности использования ПАА в системе биополимер — ХОК проводились исследования по уточнению его допустимых концентраций в растворе, порядку ввода и т. п. Исходный раствор содержал 0,4 % биополимера и 0,5 % ХОКа. В качестве зашламляющих материалов использовалась дружковская глина. ПАА применялся в виде 0,6 %-ного раствора, концентрация его в полимерном растворе в расчете на сухое вещество изменялась от 0,01 до 0,08 %. Количество вводимой глины составило 5%. Эффективность ПАА определялась по содержанию в растворе остаточной твердой фазы после центрифугирования.

В табл. 31 показано влияние ГПАА на свойства полимерного раствора.

Как видно из приведенных данных ввод ГПАА практически не повлиял на реологические свойства раствора и способствовал некоторому снижению показателя фильтрации.

В табл. 32 приведены данные, характеризующие эффективность ГПАА как флокулянта глин в системе биополимер — ХОК. Методика проведения опытов предусматривала диспергирование в растворе порошкообразной глины (перемешивание и выдержка в течение суток) и отделение ее из раствора на лабораторной центрифуге ЦЛС-31М при ускорении 5000 м/с^2. Как видно из приведенных данных, при концентрациях ГПАА 0,03—0,07 % удается практически полностью удалить глину из раствора (исходная концентрация твердой фазы в растворе 0,91—0,98 %).

Таблица 31

Влияние ГППА на свойства безглинистого полимерного раствора

Добавка ГПАА, %	Показатели раствора				
	η_{600}, мПа·с	T_{100}, с	СНС$_{1/10}$, дПа	Φ, см^3	pH
—	16	10	18/32	9,0	9,3
0,01	16	12	28/36	9,0	9,25
0,03	16	13	20/26	7,5	9,25
0,05	15	12	16/23	7,5	9,20
0,08	15	12	17/24	6,0	9,20

Примечание. Раствор содержит 0,4% биополимера, 0,5% ХОК.

Таблица 32

Влияние ГПАА на степень удаления дружковской глины из полимерного раствора

Добавка ГПАА, %	Показатели раствора				
	После ввода 5% глины		После центрифугирования		
	T_{100}, с	СНС$_{1/10}$, дПа	T_{100}, с	СНС$_{1/10}$, дПа	Содержание твердой фазы, %
0,01	12	28/43	11	28/36	2,73
0,02	12	28/40	12	21/30	2,51
0,03	13	24/33	12	20/26	1,38
0,04	14	19/33	12	18/26	0,94
0,05	12	20/32	12	16/33	1,31
0,06	10	17/22	10	12/16	0,92

Примечание. Раствор содержит 0,4% биополимера, 0,5% ХОК. В качестве шлама вводили 4% глины.

Такая система оказалась недостаточно эффективной при взаимодействии с пластичными монтмориллонитовыми глинистыми минералами, которые легко переходили в состав твердой фазы раствора и не удалялись из него при центрифугировании. Эти свойства монтмориллонитовых глин были использованы для приготовления полимербентонитовых растворов.

§ 4. ПОЛИМЕРБЕНТОНИТОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ БИОПОЛИМЕРА БП-1

Биополимер в сочетании с хроморганическим комплексообразователем способен образовывать структурированные безглинистые растворы, отличающиеся свойствами псевдопластической жидкости, обеспечивающей оптимальные значения эффективной вязкости в широком диапазоне скоростей сдвига.

Еще одной модификацией буровых растворов с биополимером являются так называемые полимербентонитовые растворы, где в качестве структурообразователя системы используется высокосортный бентонит, концентрация которого в растворе варьируется в пределах 3—5 %.

За рубежом большое распространение получили растворы, содержащие KCl. Эти растворы используются при бурении в неустойчивых глинистых породах для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины. При их приготовлении прегидратированный бентонит вводится в водный раствор биополимера. До введения KCl pH повышают до 10—10,5, а затем до 11—11,5.

Для установления оптимального состава подобного раствора и последующего регулирования его свойств проверялось влияние отдельных компонентов на структурно-механические и фильтрационные свойства. Исследовалась термостойкость растворов, а также возможность выделения из них глин немонтмориллонитового типа. На рис. 75—77 приведены зависимости $\eta_{эф}$, СНС и Φ от

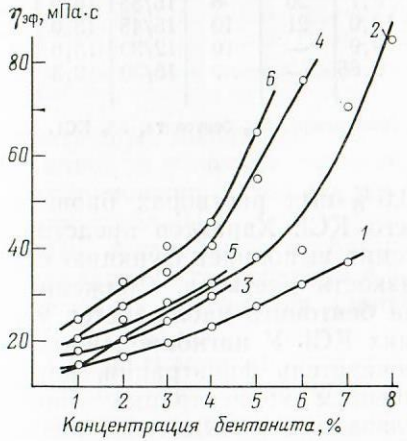


Рис. 75. График влияния концентрации бентонита на эффективную вязкость растворов биополимера:

1 — 0,4 %-ный раствор биополимера; *2* — 0,4 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl; *3* — 0,5 %-ный раствор биополимера; *4* — 0,5 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl; *5* — 0,6 %-ный раствор биополимера; *6* — 0,6 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl

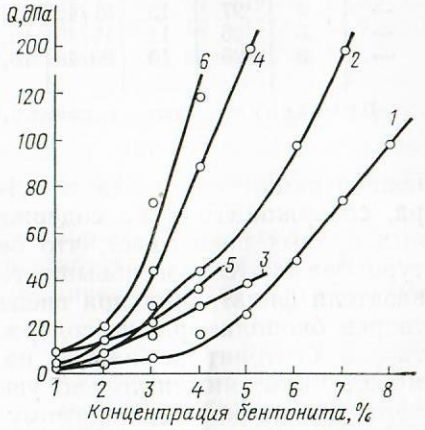


Рис. 76. График влияния концентрации бентонита на статическое напряжение сдвига растворов биополимера:

1 — 0,4 %-ный раствор биополимера; *2* — 0,4 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl; *3* — 0,5 %-ный раствор биополимера; *4* — 0,5 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl; *5* — 0,6 %-ный раствор биополимера; *6* — 0,6 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl

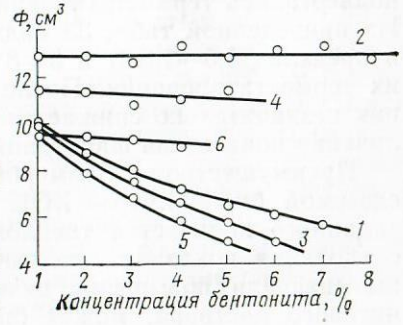


Рис. 77. График влияния концентрации бентонита на фильтрацию растворов биополимера:

1 — 0,4 %-ный раствор биополимера; *2* — 0,4 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl; *3* — 0,5 %-ный раствор биополимера; *4*— 0,5 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl; *5* — 0,6 %-ный раствор биополимера; *6* — 0,6 %-ный раствор биополимера с 3 % KCl

Таблица 33

Влияние солей и температуры на ингибирующий полимербентонитовый раствор

Добавки, %		Показатели раствора									
		До термостатирования					После термостатирования				
$CaCl_2$	KCl	$\eta_{эф}$, мПа·с	T_{100}, с	СНС$_1$/10, дПа	Φ, см^3	pH	$\eta_{эф}$, мПа·с	T_{100}, с	СНС$_1$/10, дПа	Φ, см^3	pH
—	—	27	14	12/28	11,0	11,1	27	14	14/28	11,0	9,15
0,5	—	26	12	24/39	12,0	8,9	24	10	9/21	15,0	7,95
1,0	—	24	11	18/40	12,0	8,7	21	9	9/22	15,0	7,95
1,5	—	22	10	15/33	12,0	8,7	20	8	15/35	16,0	7,90
—	3	27	13	21/45	12,0	10,0	21	10	15/45	15,0	8,40
—	5	26	11	19/45	13,0	9,9	—	10	12/30	15,6	8,50
—	8	25	10	20/45	13,5	9,85	—	9	15/30	18,3	8,50

Примечание. Раствор содержит 0,5% биополимера, 2% бентонита, 3% KCl.

концентрации бентонита в 0,4—0,6 %-ных растворах биополимера, содержащего и не содержащего KCl. Характер представленных кривых показывает, что бентонит выполняет функцию структурообразователя и повышает вязкость раствора. Снижение показателя фильтрации при введении бентонита наблюдается у растворов биополимера, не содержащих KCl. У ингибированных растворов бентонит не влияет на показатель фильтрации, который может быть снижен только увеличением концентрации биополимера. Последнее, по-видимому, связано с повышением вязкости дисперсионной среды. Хлористый калий в полимербентонитовых растворах вызывает коагуляционное загустевание, сопровождающееся увеличением показателя фильтрации. Для получения системы, отвечающей заданным требованиям, необходимо, исходя из приведенных зависимостей, иметь определенное соотношение компонентов.

Полимербентонитовый раствор, содержащий 0,5 % биополимера, 2 % бентонита и 3 % хлористого калия, проверялся на устойчивость к хлоридам Ca и Na. Содержащие эти соли растворы подвергались термостатированию при температуре 90 °C (табл. 33). Из приведенной табл. 33 видно, что $CaCl_2$ и NaCl соответственно в пределах 0,5—1,5 % и 3—8 % не изменяют свойств раствора до их термостатирования. После прогрева и последующего охлаждения незначительно снижается вязкость и СНС при некотором увеличении показателя фильтрации.

Преимуществом полимербентонитового раствора с KCl перед системой биополимер — ХОК является возможность сохранения заданного количества твердой глинистой фазы. Проведенные исследования показали, что тонкодисперсная небентонитовая глина, вызывающая повышение вязкости ингибирующего полимербентонитового раствора, может быть удалена механическим путем

Таблица 34

Показатели ингибирующего полимербентонитового раствора после введения зашламляющей порошкообразной глины и удаления ее механическим путем

Добавка глинопорошка, %	Показатели раствора										
	После введения глинопорошка						После очистки раствора				
	ρ, г/см^3	T_{100}, с	$\eta_{эф}$, мПа·с	СНС^1/10, дПа	Φ см^3	pH	ρ, г/см^3	T_{100}, с	СНС$_1$/10 дПа	Φ, см^3	pH
—	1,035	13	29	14/22	10,2	11,1	—	—	—	—	—
1	1,040	13	28	9/17	10,5	9,45	1,034	12	12/20	11,1	9,25
2	1,045	13	29	13/24	10,8	9,50	1,038	12	15/29	11,1	9,25
3	1,050	13	30	26/46	10,5	9,35	1,042	11	19/36	11,4	9,0
4	1,060	16	32	29/80	10,5	9,35	1,046	10	15/30	12,0	9,1

Примечание. Раствор содержит 0,4% биополимера, 2% бентонита, 3% KCl.

(центрифугированием). На примере дружковской глины, использованной в качестве тонкодисперсного шлама, показана степень восстановления исходных свойств раствора после центрифугирования (табл. 34).

По сравнению с исходным раствором после введения в него и последующего удаления 4 % дружковской глины свойства практически не изменяются. Однако увеличение плотности происходит на 0,01 г/см^3.

Корректирование плотности раствора после удаления глины обеспечивается водой или водным раствором биополимера в зависимости от изменения структурно-механических показателей. Промышленное испытание хлоркалиевого полимербентонитового раствора было проведено при бурении надсолевых отложений на Барсуковской площади объединения «Белоруснефть». Характеристика геологического разреза и конструкции скважины приведена в табл. 35.

Интервал испытания (800—2000 м) был представлен преимущественно глинистыми породами с включением алевролитов, песчаников и известняков.

Учитывая, что в разрезе имеются породы, склонные к самодиспергированию в водной среде, были проведены исследования по оценке интенсивности диспергирования глинистых пород (шлама) в пресном и хлоркалиевом полимербентонитовых растворах (табл. 36). Как видно из приведенных данных, в пресном растворе до 40—45 % породы переходит в состав его твердой фазы. В хлоркалиевом растворе интенсивность диспергирования глин значительно снижается, но для отдельных образцов, характеризующихся повышенным содержанием монтмориллонитовых минералов (1, 5, 6), этот эффект проявляется в меньшей степени.

В связи с этим большой интерес представляет влияние этих глин на реологические и структурно-механические свойства хлоркалиевого полимербентонитового раствора.

Таблица 35

Геологический разрез и конструкция скв. 4 площадь Барсуки

Глубина залегания, м	Стратиграфия	Литология	Возможные осложнения	Конструкция скважины	
				Обсадная колонна	Глубина спуска, м
0—140	Палеоген	Алевролит глинистый, слюдистый, глина песчанистая	Обвалы поглощения	Направление	6
				Кондуктор	360
140—340	Мел	Песчаник на карбонатно-железистом цементе, глина песчанистая, карбонатная, мергель алевролитовый, доломитовый, известняк глинистый		Первая техническая колонна	2710
340—500	Юра	Глина, мергель, гипс, известняк			
500—750	Триас	Алевролит, алеврит, песчаник глинистый, мергель, известняк			
950—2710	Карбон	Алевролит, алеврит, песчаник, глина, гипс, мергель, известняк, доломит			
2710—3630	Девон	Соль с пропластками глин, мергелей, известняк, глина, мергель	Искривление ствола	Хвостовик	2610; 3630
3630—4090	Девон	Известняк, глинистый известняк, доломит, песчаник	Нефтегазопроявления	Эксплуатационная колонна	4090

Таблица 36

Диспергирование шлама в растворах на основе биополимера

№ образца	Глубина отбора шлама, м	Состав шлама по фракциям (в мм) после диспергирования в калиевом растворе, %			Количество шлама, перешедшего в раствор, %	Состав шлама по фракциям (в мм) после диспергирования в пресном растворе, %			Количество шлама, перешедшего в раствор, %
		1	0,2	0,09		1	0,2	0,09	
1	1740	39,76	20,12	12,00	28,12	15,70	13,04	15,66	55,00
2	1840	42,84	20,93	13,61	19,62	14,42	14,16	15,70	41,30
3	2108	58,44	19,68	11,90	9,98	18,55	22,44	12,04	47,01
4	2197	61,38	17,88	12,54	8,20	27,50	21,80	11,24	39,46
5	2252	27,63	35,00	12,62	24,75	30,00	23,26	9,76	36,98
6	2318	32,59	30,53	12,42	24,46	13,13	24,44	10,22	52,21
7	2371	70,17	17,37	10,08	8,20	30,56	25,33	10,62	33,49
8	2444	92,28	4,54	7,79	0	84,40	6,76	3,76	5,38
9	2492	90,91	3,75	5,74	0	70,47	11,93	5,49	12,61

Таблица 37

Влияние компонентного состава полимербентонитового раствора на его свойства

Состав раствора, %			Показатели раствора								
Бентонит	Ксантан	KCl	T_{100}, с	$СНС_1/10$, дПа	Φ, см³	pH	$\eta_{эф}$, мПа·с	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	k
3	0,3	—	5,0	1/3	10,5	10,1	12	7	9	0,47	4,8
4	0,3	—	5,5	3/7	9,0	10,5	13	8	9	0,46	5,0
5	0,3	—	6,5	4/7	9,0	10,6	16	9	13	0,39	10,4
6	0,3	—	7,5	7/13	7,5	10,3	18	11	14	0,40	10,0
3	0,3	3	6,0	7/9	12,0	9,6	14,5	9	41	0,36	12,0
4	0,3	3	7,0	13/18	15	10,0	17,5	9	17	0,38	14,0
5	0,3	3	8	16/20	13,5	9,9	19,0	9	20	0,39	25,0
6	0,3	3	28	75/96	15,0	9,9	31,5	13	37	0,3	37,0
5	0,3	—	7,5	4/7	9,0	10,6	16,0	9	13	0,39	10,4
5	0,4	—	8,0	6/13	7,5	10,1	19,0	10	18	0,4	14,0
5	0,5	—	10,0	13/18	6,0	10,2	25,0	13	24	0,35	22,0
5	0,6	—	13	18/26	6,0	10,1	26,0	13	26	0,30	28
5	0,3	3	8	16/26	13,5	9,9	19,0	9	20	0,39	11
5	0,4	3	14	46/57	10,5	8,4	27,0	12	30	0,33	30
5	0,5	3	21	60/75	10,5	9,2	31,0	13	36	0,27	40
5	0,6	3	38	75/96	10,5	9,25	36,0	14	44	0,29	49

Состав и свойства такого раствора были уточнены для биополимера ксантан венгерского производства (табл. 37).

В качестве критериев, характеризующих реологические свойства, были использованы параметры моделей Бингама $\eta_{пл}$ и τ_0 и Оствалда де Вале n и k. Концентрация бентонита в растворе варьировалась на уровне 3—6 %, а биополимера — от 0,3 до 0,6 %. Исследование технологических свойств раствора проводилось в системах пресного и хлоркалиевого полимербентонитового раствора.

Наибольшее влияние на реологические свойства раствора оказывает биополимер, увеличение концентрации которого позволяет придавать системе свойства типичного псевдопластика, коэффициент k увеличивается более чем в 2 раза в пресном растворе и почти в 5 раз в хлоркалиевом. Коэффициент n снижается при этом до величины 0,3.

Параметры степенной модели (n и k) более чувствительны к изменению реологических свойств раствора по сравнению с параметрами модели Бингама ($\eta_{пл}$ и τ_0).

Фильтрационные свойства раствора в меньшей степени зависят от концентрации глины и полимера и поддерживаются на уровне

Таблица 38

Влияние шлама на свойства полимербентонитового калиевого раствора

Количество шлама, введенное в раствор, %	Показатели раствора								
	T_{100}, с	ρ, г/см³	СНС$_{1/10}$, дПа	φ, см³	$\eta_{эф}$, мПа·с	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	k
—	10	1,055	38/46	10,5	24,0	12	24	0,3	27
5	11	1,070	42/52	10,5	25,0	13	25	0,31	31
10	12	1,105	44/58	10,5	27,5	14	27	0,33	40
15	16	1,130	59/65	—	30,0	16	28	0,43	43
20	20	1,160	70/77	11,2	34,5	17	35	0,4	55

Примечание. Раствор содержит 5% бентонита, 0,4% ксантана, 3% KCl.

6—10 см³ для пресного раствора и 10—15 см³ для хлоркалиевого. Некоторое увеличение показателя фильтрации по сравнению с традиционными глинистыми растворами не оказало отрицательного влияния при бурении скважины, так как при минимальном (до 5 %) содержании твердой фазы и высокой ее коллоидальности величина глинистой корки не превышала 1—1,5 мм.

Исследование диспергирующей способности пресного и хлоркалиевого полимербентонитового раствора показало преимущество последнего. Добавки в хлоркалиевый раствор средней пробы глинистого шлама (табл. 38) показали, что при накоплении глины в твердой фазе полимерного раствора (при отсутствии системы тонкой очистки) его реологические свойства существенно изменяются: n увеличивается до 0,4, а k — до 55.

В процессе бурения из-за плохой очистки бурового раствора поддержание на приемлемом уровне реологических его свойств достигалось систематическим разбавлением водой. Это еще раз подтвердило, что одним из главных условий успешного применения растворов с малым содержанием твердой фазы является использование трехступенчатой механической очистки.

При одинаковом числе рейсов удалось на 20—30 % увеличить проходку на долото, сократив соответственно на 20—25 % время бурения в интервале (1000—2000 м).

Проведенные лабораторные и предварительные промышленные испытания биополимера в составе малоглинистых и безглинистых полимерных растворов, а также большой опыт использования данного реагента указывает, на то, что наиболее предпочтительными условиями его применения являются: бурение в условии равновесия скважины — пласт, когда пластовые давления допускают применение растворов с плотностью 1,05 до 1,1 г/см³; бурение верхних горизонтов (до глубины 2—3 тыс. м), представленных породами средней и высокой плотности, не включающих пластичные высокогидратируемые глинистые породы; бурение в труднодоступных в географическом и климатическом отношении условиях (Север, море и т. п.).

Глава IV. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

§ 1. СВЕДЕНИЯ О РАСТВОРАХ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХСЯ В ОТЕЧЕСТВЕННОМ БУРЕНИИ

В настоящее время разработан целый ряд рецептур буровых растворов, которые в той или иной степени могут рассматриваться как системы с малым содержанием твердой фазы, или безглинистые.

К сожалению, при характеристике этих растворов отсутствуют данные, отражающие их специфические свойства такие как псевдопластичность, флокулирующую способность и другие, тем не менее практическое применение этих растворов повсеместно повышает эффективность бурения.

Для условий Западной Сибири институтом ВНИИКрнефть разработан и применяется раствор с ПАА и ГКЖ-10 [3]. Последний представляет собой 30 %-ный водно-спиртовый раствор этилсиликоната натрия с плотностью 1,19 г/см³, содержанием кремния не менее 4 %, щелочностью на сухой NaOH 15—20 %. Для получения раствора предварительно готовится реагент, содержащий 1 : 20 ПАА и ГКЖ-10. Количество реагента, вводимого в раствор, составляет 0,001—0,2 %.

Отмечается высокая ингибирующая способность раствора с ПАА и ГКЖ-10. В табл. 39 приведены данные по набухаемости глин в средах, содержащих ПАА и ГКЖ-10.

Показатели раствора и расход реагентов при бурении скв. 1824 Федоровского месторождения приведены в табл. 40. Для очистки

Таблица 39

Набухаемость глинистого шлама Самотлорского месторождения

Среда набухания	pH среды	Характеристика набухаемости пробы			Пластическая прочность набухшей пробы, 10^{-1} мПа
		K	K_1	K_2	
Дистиллированная вода	7,0	1,68	0,68	0,26	0,13
0,1%-ный раствор с ГКЖ-10	11,45	1,72	0,72	0,27	0,34
Дистиллированная вода, 0,005% ПАА, 0,1% ГКЖ-10	9,85	1,37	0,37	0,14	0,40
Дистиллированная вода + 0,025% ПАА + +0,5% ГКЖ-10	10,25	1,29	0,29	0,10	0,47

Примечание. $K=K_1+1$ — коэффициент, характеризующий степень набухания: K_1 — отношение объемов жидкости набухания и сухих частиц; K_2 — объем жидкости, поглощенной 1 г сухого вещества, мл.

Таблица 40

Показатели раствора при бурении скв. 1824 Федоровского месторождения

Глубина, м	Добавки в буровой раствор, м³			Показатели раствора					Содержание в растворе, %		
	ПАА	ГКЖ-10	Нефть	ρ, г/см³	T_{100}, с	СНС$_1$/10, дПа	Φ, см³	pH	Нефть	Твердая фаза: Общее количество	Твердая фаза: Коллоидные частицы
600	9	90	—	1,04	18	0/0	9,0	8,8	—	8	2,8
800	—	—	—	1,06	18	0/0	8,5	8,7	—	10	3,1
1000	—	—	—	1,07	18	0/0	9,0	8,8	—	12	3,3
1150	—	—	3	1,08	18	3/6	8,5	8,7	1,0	15	3,3
1250	—	—	—	1,12	21	3/9	7,5	8,5	1,0	21	3,3
1400	8	80	—	1,12	22	6/12	7,5	8,2	1,0	21	3,8
1600	—	—	—	1,16	28	12/33	7,5	8,1	—	25	3,3
1750	—	100	—	1,16	28	15/39	7,0	7,9	—	26	3,6
1940	—	—	9	1,15	23	9/21	7,0	7,8	—	25	3,3
2030	8	80	—	1,15	22	0/3	6,5	8,6	5,0	24	3,3
2108	—	—	—	1,20	22	3/6	5,5	9,2	4,0	29	5,4
2235	—	—	9	1,20	25	0/3	4,0	9,6	6,0	32	3,9
2350	—	100	—	1,20	26	0/3	4,5	9,1	4,5	32	3,8

Примечание. ПАА и ГКЖ-10 вводились в виде реагента.

раствора использовались сита СВС-2 и гидроциклоны диаметром 400 мм.

Данные табл. 40 показывают, что по мере углубления скважины происходило накопление в растворе твердой фазы и соответственно увеличивалась его плотность. Авторы указывают, что это связано с недостаточной очисткой раствора. Данных о способности раствора флокулировать высокодисперсную часть выбуриваемой породы, как уже отмечалось, нет. Несмотря на повышение плотности раствора, высокая гидрофобизирующая способность использованных реагентов обеспечивает в течение длительного времени бурения его невысокую условную вязкость и СНС.

Использование раствора указанного состава с низким содержанием коллоидной твердой фазы, способного гидрофобизировать выбуриваемую породу, обеспечило резкое сокращение расхода материалов на химическую обработку и повышение показателей бурения на площадях Западной Сибири.

В Башнипинефть [16] разработан силикатно-полимерный раствор с низким содержанием бентонита следующей рецептуры: 5—7 % бентонитовой глины, 5—7 % водорастворимого силиката натрия или калия, 0,7—10 % КМЦ-500 (600) и 0,2 — 0,5 % ПАА. Показатели раствора характеризовались значениями: ρ=1,08—

1,10 г/см³, T=28—30 с, Φ=4—7 см³, СНС=5—13 Па, pH=9—10, τ_0=28—32 Па, $\eta_{пл}$=70—110 мПа·с.

Авторы отмечают хорошие смазочные свойства раствора, связанные с образованием адсорбционных пленок полимерных реагентов на трущихся поверхностях, обладающих высокой прочностью и способностью выдерживать значительные контактные давления. Отмечается также уменьшение набухания (снижение K_2) глинистых образцов из глин различного типа и увеличение пластической прочности p_m.

Силикатно-полимерный раствор был утяжелен баритом и испытан при бурении в абразивных и обваливающихся породах в скв. 62 Кабаново в интервале глубин 5410—5521 м. При применении этого раствора, содержание твердой фазы в котором составляло 7,7—9,7 %, потери гидравлической мощности снизились на 27 %, что обусловило возможность до указанной глубины использовать турбинный способ бурения.

Средняя механическая скорость бурения увеличилась на 45,5 %, проходка на долото возросла с 3,12 до 5,38 м, улучшилось состояние ствола скважины. Экономический эффект составил 18,5 тыс. руб. (на указанный интервал). Сравнение проводилось с результатами, полученными при использовании ранее применявшегося раствора, содержащего до 13,6 % твердой фазы. Данных об очистке раствора фактически нет. Указывается, что выбуренная порода выделялась в желобах. Однако возрастание содержания твердой фазы с 7,7 до 9,7 % при бурении интервала порядка 100 м позволяет считать, что очистка в желобах была явно недостаточной. Использование раствора эффективной очистки могло дать значительный результат.

На площадях объединения «Укрнефть» [2] при бурении под промежуточную колонну применяют малоглинистые растворы на основе акриловых полимеров. Буровые растворы этого типа позволяют экономить значительное количество материалов (глины и химических реагентов) и получать высокие технико-экономические показатели бурения.

Полтавским отделением УкрНИГРИ разработана система малоглинистого раствора, содержащего до 5 % бентонита и 0,5 % реагента, состоящего из 95 % гипана и 5 % сернокислого железа.

Начальная плотность раствора 1,06 г/см³, T=37 с, СНС=2,0—3,1 Па, Φ=5 см³. Эти растворы обеспечивают повышение технико-экономических показателей бурения скважин, несмотря на то, что по мере углубления скважин плотность раствора возрастает за счет обогащения выбуриваемой породой.

В объединении «Саратовнефтегаз» [4] широко используют растворы с 4—6 % бентонита, стабилизированные акриловым полимером НР-6, являющимся продуктом гидролиза отходов волокна нитрон. Количество реагента, обеспечивающего необходимые технологические показатели раствора, составляет 0,1—0,5 %.

Отходы представляют собой тройной сополимер нитрилакриловой кислоты, метилового эфира акриловой кислоты и итаконата

Характеристика растворов с НР-6

Таблица 41

Состав раствора	Температура, °С	Показатели раствора			
		ρ, г/см³	T, с	Ф, см³	СНС 1/10, дПа
5%-ная суспензия бентонита + 0,2% НР-6	22	1,04	3,2	4,0	6/7
То же + барит	80	1,14	24	1,0	1/2
6%-ная суспензия бентонита + 0,1% НР-6	22	1,04	36	5,5	4/7
То же + барит	80	1,17	24	2,0	1/4
7%-ная суспензия бентонита + 0,1% НР-6	22	1,04	48	2,0	13/26
То же + барит	80	1,15	28	1,0	20/56

натрия. В них содержится 1—2 % роданистого натрия. Применение этого реагента позволяет получать малоглинистые растворы с оптимальными значениями структурно-механических, реологических и фильтрационных свойств.

В табл. 41 приведены показатели растворов с различным содержанием реагента (НР-6) при температуре 22 и 80 °С.

Авторами указывается, что для этих растворов характерно разжижение при высоких скоростях перемешивания..

При применении растворов с НР-6 на скв. 12 Краснокутской, несмотря на недостаточную очистку, которая не обеспечивала поддержания твердой фазы в заданном пределе, было получено повышение механической скорости проходки и исключены осложнения, связанные с неустойчивостью глинистых пород. Сократились расходы на материалы. Достаточно указать, что объем грузоперевозок на скважину уменьшился более чем в 5 раз. В выводе приведены сравнительные данные показателей бурения скв. 12 и средние по скважинам 5, 9 и 11, где использовались растворы обычного типа, приготовленные на комовых глинах.

	5, 9, 11	12
Номер скважины	5, 9, 11	12
Интервал бурения, м	2588—3393	2250—3456
Коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес	137,0	412,00
Техническая скорость бурения, м/ст.-мес	332,00	459,00
Рейсовая скорость бурения, м/ч	1,55	2,30
Средняя проходка на долото, м	13,00	18,90
Затраты времени на ликвидацию осложнения на 1 м проходки, ч	1,22	—
Расход материалов на обработку буровых растворов, т	1183,30	244,00
Стоимость материалов на 1 м проходки, руб	99,07	13,60
Экономическая эффективность, тыс. руб.	—	126,30

Об эффективности применения растворов с пониженным содержанием твердой фазы имеются данные по объединению «Пермнефть» [12]. За период 1979—1980 гг. с растворами пониженной плотности 1,06—1,11 г/см³ вместо 1,17—1,22 г/см³ пробурено 365 скважин с общей проходкой 554 666 м. Использовавшиеся растворы содержали 4—8 % бентонита, 1—2 % понизителя фильтрации, 8—10 % нефти и имели следующие показатели:

Плотность, г/см³	1,03—1,12
Вязкость, с	19—25
Статическое напряжение сдвига, Па	1—2,5
Водоотдача, см³	6—10
pH	7,5—8,5

При применении указанных растворов увеличивается проходка на долото на 7,1—10,3 % и механическая скорость на 26,6—11,0 %.

Авторами в промышленных условиях была проверена целесообразность использования растворов с малым содержанием активной твердой фазы при двухступенчатой очистке. Предполагалось, что повышение эффективности бурения будет обеспечено в результате уменьшения содержания высокодисперсной части выбуренной породы за счет ее флокуляции метасом, ингибирования полимером более крупных частиц выбуренной породы, предотвращения ее гидратации и диспергирования.

Эти положения были проверены сначала в лабораторных условиях. Исследование проводилось на растворе, содержащем 5,4 % бентонита и 0,2 % сополимера метакрилата натрия и метакриламида (метас) в соответствии с ранее установленными концентрациями.

Для зашламления использовалась дружковская порошкообразная глина. Отсутствие резкого роста эффективной вязкости раствора вплоть до 10 %-ного его наполнения дружковской глиной при температуре 20—100 °С, его термостабильность, а также характер упрочнения структуры раствора представлены кривыми на рис. 78.

Важным результатом исследования явилось сохранение характерной для растворов с малым содержанием твердой фазы зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига. При этом раствор интенсивно разжижался с увеличением скорости сдвига, что должно было обеспечить хорошую очистку как забоя, так и затрубного пространства скважины.

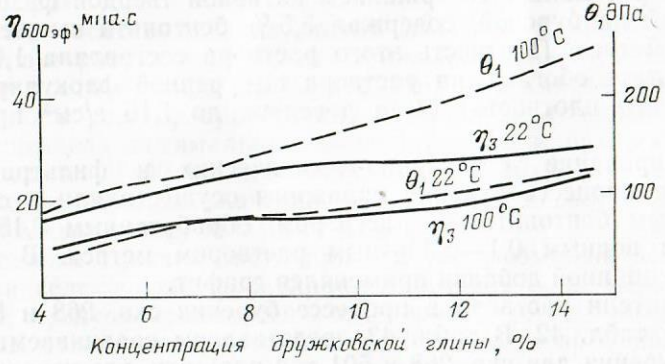


Рис. 78. График эффективной вязкости и предельного статического напряжения сдвига в функции концентрации дружковской глины для 5,4 %-ной суспензии бентонита, обработанной 0,2 %-ным метасом при температуре 22 и 100 °С

Показатели раствора при бурении скв. 268 и 501

Таблица 42

Интервал бурения, м	Показатели раствора							
	T, с		ρ, г/см³		Φ, см³		$СНС_{1/10}$, дПа	
	268	501	268	501	268	501	268	501
801—1011	20	25	1,16	1,18	7	8	13/39	50/80
1011—1190	24	30	1,20	1,16	10	8	60/90	50/80
1190—1300	23	25	1,22	1,22	10	6	66/120	40/75
1300—1354	25	25	1,22	1,24	8	6	72/130	60/90
1354—1514	25	25	1,20	1,22	9	6	70/110	75/150
1514—1593	25	25	1,22	1,22	9	6	70/120	60/150
1593—1621	23	25	1,20	1,22	6	6	62/103	60/150
1621—1798	25	25	1,20	1,24	8,5	7	55/115	60/150
1798—2415	25	30	1,18	1,23	11	8	53/100	105/170
2415—3030	30	40	1,18	1,22	10	7,5	93/140	160/220

Примечание. При достаточно высоких значениях СНС (скв. 268), сбусловленных накоплением выбуренной флокулированной породы, раствор имел характерную для таких систем зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига.

Испытание проводили на скв. 268 Кудиновской площади объединения «Нижневолжскнефть». Разрез скважины был представлен известняками, неустойчивыми аргиллитами и песчаниками. Применение раствора с малым содержанием активной твердой фазы было начато после спуска технической колонны диаметром 248 мм на глубину 706 м. Согласно ГТН при бурении скважины с 706 до 3200 м (проект) должен был использоваться раствор плотностью 1,18—1,22 г/см³, вязкостью 20—25 с и показателем фильтрации 8—10 см³. Плотность раствора предполагалось поддерживать за счет флокулированной части выбуриваемой породы.

Раствор с малым содержанием активной твердой фазы, приготовленный на буровой, содержал 5,5 % бентонита высшего сорта и 0,2 % метаса. Плотность этого раствора составляла 1,05 г/см³. В результате обогащения раствора выбуренной флокулированной породой его плотность была доведена до 1,16 г/см³ при забое 801 м.

Регулирование структурно-механических и фильтрационных свойств в процессе бурения скважины осуществляли в основном 2—3 %-ным бентонитовым раствором, обработанным 0,15—0,25% метаса и водным 0,1—0,3 %-ным раствором метаса. В качестве антифрикционной добавки применялся графит.

Показатели раствора в процессе бурения скв. 268 и 501 приведены в табл. 42. В табл. 43 представлены сравниваемые показатели бурения для скв. 268 и 501 той площади, где использовался гуматнокальциевый раствор.

Оценку эффективности использования бурового раствора с малым содержанием твердой фазы при условии двухступенчатой

очистки проводили на основании результатов отработки долот. Приведенные в табл. 43 данные позволяют считать, что применение раствора с малым содержанием активной твердой фазы, даже в присутствии выбуренной породы, обеспечивает увеличение механической скорости проходки на трахшарошечное долото в среднем на 35—40% и проходки на 30 %. При сохранении проходки на долото ИСМ максимальная скорость бурения увеличилась на 10—12 %.

При бурении интервала 803—3030 м было израсходовано 2,4 т метаса, что в 4—5 раз меньше на 1 м проходки, чем в обычных растворах, где метас применялся только в качестве стабилизатора.

Таким образом, использование полимербентонитового раствора с малым содержанием активной твердой фазы даже при отсутствии тонкой очистки оказалось эффективным. Этот же раствор проходил испытание и в объединении «Саратовнефтегаз». Средняя экономическая эффективность по двум объединениям на 1 м проходки составила 9,44 руб.

Анализ результатов практического применения буровых растворов с пониженным содержанием твердой фазы в различных геолого-технических условиях бурения показал, что технико-экономические показатели бурения могут быть повышены даже при несовершенной очистке раствора от выбуренной породы. Однако этот вывод ни в коей мере не снижает требований, предъявляемых к степени очистки растворов с малым содержанием твердой фазы. Вместе с тем, как видно из приведенных промысловых материалов, полные возможности растворов с низким содержанием твердой фазы пока полностью не используются.

Прежде всего это обусловлено отсутствием практического опыта применения полимеров двойного действия или селективных флокулянтов, обеспечивающих агрегирование высокодисперсных частиц выбуренной породы и отделение их из твердой фазы буровых растворов.

Важным свойством таких систем является их псевдопластичность, характеризующаяся резко выраженной зависимостью эффективной вязкости от скорости сдвига. При высоких значениях градиента сдвига раствор приобретает свойства ньютоновской жидкости, обеспечивая оптимальную очистку забоя, а при малых градиентах сдвига (100 $с^{-1}$ и менее), характерных для затрубного пространства, высокие значения эффективной вязкости способствуют хорошему выносу шлама из скважины.

Сохранение таких свойств при бурении возможно только при сочетании селективной флокуляции растворов с их механической очисткой, предусматривающей отделение частиц размером до 40 мкм. К сожалению, отсутствие до последнего времени системы тонкой механической очистки буровых растворов не позволяло в полной мере использовать все преимущества полимерных и полимербентонитовых растворов с низким содержанием твердой фазы.

Показатели бурения скв. 268 и 501

Горизонты	Интервал бурения, м	Тип долота	Режим бурения		
			Нагрузка, Н	Расход, л/с	Давление, МПа
Каширский, Верхнебашкирский	800—1265	Трехшарошечное, 1К214 СЗГ	140—160	25—30	11—13
Нижнебашкирский, Бобриковский	1265—1615	Трехшарошечное 1К214 СЗГ	140—160	25—30	11—13
Турнейский, Евлано-Ливенский	1615—2335	Трехшарошечное 5К214, СГ	170—190	25—30	11—13
		ИСМ-212	80—100	25—30	13—15
Воронежский, Рудниковский	2335—2570	Трехшарошечное 5К214, СГ	170—190	25—30	13—15
		ИСМ-212	80—100	25—30	13—15
Саргаевский, Пашитский	2570—2875	ИСМ-212	80—100	25—30	13—15
Муллин-Старо-Оскольский	2875—3030	Трехшарошечное 5К214, СГ	170—190	25—30	13—15
		ИСМ-212	80—100	25—30	13—15
	800—1615	Трехшарошечное 1К214, СЗГ	140—160	25—30	13—15
	1615—3030	Трехшарошечное 5К214 СГ	170—190	25—30	13—15
		ИСМ-212	80—100	25—30	13—15

Примечание. Применялся турбобур типа 2ТСШ диаметром 195 мм.

Учитывая, что в настоящее время созданы новые технические средства для механической очистки растворов, а также разработаны полимербентонитовые растворы с селективным флокулянтом — метасом, рассмотрим некоторые вопросы техники и технологии очистки и регулирования структурно-механических и реологических свойств таких систем.

§ 2. ЗНАЧЕНИЕ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Применение буровых растворов с малым содержанием твердой фазы предопределяет необходимость использования соответствующей

Таблица 43

Скв. 268					Скв. 501					Средние по площади	
Общая проходка, м	Время механического бурения, ч	Число рейсов	Проходка на рейс, м	Механическая скорость бурения, м/ч	Общая проходка, м	Время механического бурения, ч	Число рейсов	Проходка на рейс, м	Механическая скорость бурения, м/ч	Проходка на рейс, м	Механическая скорость, м/ч
330	16	6	55	20,6	275	33	10	27,5	8,35	26,2	9,3
321	36	13	24,7	10,3	320	53	22	16,0	6,05	16,5	5,8
103	8	4	25,8	12,9	136	21	8	17,0	6,5	17,7	6,0
508	180	2	254	3,26	480	146,5	1	480	3,55	345	3,46
50	7,0	2	25	7,15	67	10	4	16,8	6,7	16,7	4,4
132	38	1	132	3,48	154	72,5	1	154	2,12	150	2,64
255	71,5	1	225	3,57	253	104,5	1	253	2,43	222	2,44
34	5,25	2	17	6,5	155	29	10	18,8	3,85	17,1	4,71
118	45,5	1	118	2,9	—	—	—	—	—	135	2,2
701	52	21	33,4	13,5	595	86	30	19,6	7,0	23,1	8,2
187	20,0	8	23,4	9,35	391	60	22	17,8	6,5	17,4	6,0
1103	335	5	220	3,3	926	323,5	3	310	2,88	228	2,9

щей системы очистки раствора от выбуренной породы. В противном случае, несмотря на флокулирующее действие полимерных реагентов, не будет исключено обогащение растворов выбуренной породой, что значительно снизит их эффективность. Увеличение содержания твердой фазы в буровом растворе на 1 % снижает механическую скорость бурения на 5—10%. В работе [25] показано, что зависимость скорость проходки — количество твердой фазы в полулогарифмическом масштабе имеет прямолинейный характер и может быть выражено уравнением

$$dv/dS = kv_0,$$

где v — текущая скорость проходки; v_0 — начальная скорость

Классификация частиц твердой фазы Таблица 44

Категория частиц по размерам	Размер частиц, мкм	Устройства для удаления частиц из бурового раствора
Крупные	>2000	Вибрационные сита
Промежуточные	250—2000	То же
Средние	74—250	Гидроциклонный пескоотделитель
Мелкие	44—74	Гидроциклонный илоотделитель
Ультрамелкие	2—44	Центрифуги (осаждение с применением флокулянтов селективного действия)
Коллоидные	<2	Центрифуги (разбавление водой)

проходки; S — концентрация твердой фазы в буровом растворе; k — коэффициент пропорциональности.

Коэффициент k представляет наклон кривой и его заменяют выражением — IS, рассматривая его как «импеданс» твердой фазы или удельное торможение бурения. Когда значение I равно единице, то снижение скорости проходки вызвано только замещением жидкой фазы на твердую.

Кроме того, отсутствие очистки раствора естественно потребует его разбавления водой или разжижения реагентами, что, в свою очередь, приведет к дополнительным затратам, а обработка раствора реагентами диспергирующего действия будет препятствовать флокуляции тонкодисперсных частиц выбуренной породы.

Таким образом, лишь только сочетание механических средств очистки бурового раствора и флокулирующего действия реагентов, находящихся в буровом растворе, позволит в достаточно полном объеме удалять выбуренную породу.

Общая характеристика систем очистки бурового раствора на уровне современных требований дана в работах Дж. С. Ормаби, где также сформулированы условия по технологии очистки и регулированию твердой фазы в буровых растворах.

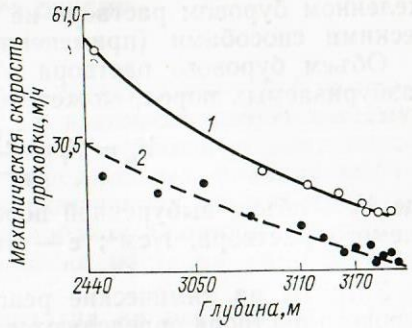
Система очистки предусматривает постадийную механическую обработку для удаления выбуренной породы, которая выносится из скважины. Для тонкой очистки бурового раствора используется система агрегатов, включающая, как минимум, вибросито, гидроциклонный пескоотделитель, гидроциклонный илоотделитель, которые действуют последовательно. В ряде случаев дополнительно подключается центрифуга для регенерации утяжелителя или последней стадии очистки неутяжеленных растворов.

В табл. 44 приведена существующая в США классификация частиц твердой фазы по размерам с указанием устройств, используемых для удаления их из бурового раствора.

Эффективность применения устройств для тонкой очистки убедительно показана в работе [14], где приводится зависимость механической скорости проходки скважин от качества очистки бурового раствора (рис. 79). В скважинах, где использовали раствор

Рис. 79. Зависимость механической скорости проходки скважин от глубины при использовании различных буровых растворов:

1 — буровой раствор с низким содержанием твердой фазы и трехступенчатая система механической очистки; *2* — обычный буровой раствор и двухступенчатая система механической очистки



плотностью 1,08—1,20 г/см³, содержащий минимум твердой фазы (кривая *1*), и систему очистки, включающую емкости для осаждения песка, пескоотделитель, илоотделитель, механическая скорость бурения в 2 раза выше, чем в скважинах, где использовался раствор плотностью 1,20—1,28 г/см³, из которого лишь частично удаляется песок (кривая *2*).

Для очистки буровых растворов в СССР применяют системы 4СГУ-1 (4СГУ-2) и ЦСГО, в которые входят вибросито типа СВ-2 и гидроциклонные пескоотделители ГЦ-150 (4СГУ) и ГЦ-400 (ЦСГО). На утяжеленных растворах дополнительно используют эжекторно-гидроциклонные установки, позволяющие разделять при разбавлении раствора водой частицы глины и утяжелителя. Конструкция и принцип действия такой установки описаны в работе [14]. Предельный размер удаляемых частиц в системах СГУ и ЦСГО составляет 60 мкм, однако в промысловых условиях из раствора удаляются только частицы до 150 мкм.

Проведенные ВНИИКрнефть исследования показали, что при бурении скважин степень очистки бурового раствора с помощью вибросит и существующих гидроциклонных пескоотделителей составляет 23—40 %.

Следовательно, 60—80 % выбуренной породы остается в буровом растворе и подвергается диспергированию. Это приводит к увеличению твердой фазы в растворе, загущению его вплоть до нетекучего состояния. Для снижения вязкости и прочности структуры используются реагенты — разжижители (УЩР, ССБ, ПФЛХ, окзил, нитролигнин и др.), которые способствуют диспергированию выбуренной глины. С целью повышения стабильности раствора дополнительно вводятся защитные реагенты (КМЦ, гипан, метас и др.). Таким образом, недостаточная очистка бурового раствора приводит к дополнительным расходам реагентов.

Негативное действие оказывают реагенты-разжижители (диспергаторы) и на устойчивость ствола скважины при бурении в глинистых породах.

В работе [14] приводится методика, представляющая практический интерес при прогнозировании затрат на химические реагенты за счет регулирования содержания твердой фазы в неутя-

желенном буровом растворе не путем его разбавления, а механическими способами (применение илоотделителей и центрифуг).

Объем бурового раствора $V_р$, который «нарабатывается» из разбуриваемых пород, может быть определен из зависимости

$$V_р = V_т \frac{1,6}{\rho_р - 1}\left(1 - \frac{\varepsilon}{100}\right),$$

где $V_т$ — объем выбуренной породы, м³; $\rho_р$ — плотность нарабатываемого раствора, г/см³; ε — степень очистки бурового раствора, %.

Затраты на химические реагенты $A_р$ обработки этого объема бурового раствора определяются

$$A_р = V_р S_р,$$

где $S_р$ — суммарная стоимость химических реагентов, содержащихся в 1 м³ бурового раствора, руб.

Тогда сокращение затрат на химические реагенты в результате применения более совершенных систем очистки бурового раствора может быть определено из уравнения

$$A'_р = V_т \frac{1,6}{\rho_р - 1} \frac{\varepsilon_2 - \varepsilon_1}{100} S_р,$$

где ε_1 и ε_2 — степень очистки бурового раствора соответственно при обычной и более совершенной технологии, %.

Из этого уравнения видно, что, чем выше степень очистки при применении более совершенных технических средств, тем меньше расход химических реагентов на регулирование показателей буровых растворов. Доказательством этому служит опыт применения трехступенчатой системы очистки буровых растворов (вибросита — пескоотделители — илоотделители) в объединениях «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», «Краснодарнефтегаз», где сокращение затрат на химические реагенты составляет от 300 до 1300 руб. на одну скважину глубиной 2500 м.

В приведенной методике, однако, не учитываются другие статьи затрат, связанные с неудовлетворительной очисткой бурового раствора. Например, абразивный износ бурового оборудования и инструмента в результате накопления в буровом растворе тонкодисперсных частиц кварцевого песка.

Расход и износостойкость сменных деталей насосов и забойных двигателей возрастет в 5—6 раз. Экономия по этой статье затрат за счет применения системы тонкой очистки бурового раствора составляет, по ориентировочным расчетам, около 5 тыс. руб. на одну скважину.

Особой статьей экономии при использовании буровых растворов с малым содержанием твердой фазы и полимерных растворов с применением трехступенчатой системы очистки является сохранение устойчивости ствола скважины при бурении в потенциально неустойчивых глинистых породах, а также улучшение качества вскрытия продуктивных пластов и буримости горных пород.

§ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Система очистки буровых растворов представляет собой не просто набор очистного оборудования, а взаимосвязанную систему агрегатов, каждый из которых работает в заданном режиме, обеспечивающем удаление из раствора определенных фракций выбуренной породы. В систему очистки включаются также агрегаты для регенерации утяжелителя и для добавок глинистого материала, дегазатор, устройства для обработки раствора химическими реагентами и смесители.

Схема обвязки оборудования показана на рис. 80. Представленная схема в достаточной мере отвечает современному уровню требований к системам очистки буровых растворов, однако при этом не следует забывать о некоторых вышедших из употребления, а также новых устройствах, которые могут быть использованы на буровых и существенно дополнить систему очистки и повысить ее эффективность.

Рассмотрим отдельно элементы, составляющие систему очистки. Первую стадию очистки буровой раствор, выходящий из скважины, проходит на виброситах, которые устанавливают сразу же у устья скважины.

Вибрационное сито состоит из наклонной вибрирующей рамы, на которой натянута сетка.

Существуют одно- и двухъярусные вибросита. Двухъярусные сита позволяют производить очистку бурового раствора в две стадии — сначала грубую, затем более тонкую.

Наиболее совершенные вибросита очищают буровой раствор от всех частиц размером более 0,1 мм и удаляют при этом до 50 % выбуренной породы. Такие вибросита разработаны американскими фирмами «Свако», «Бароид», «Брандт», «Милхем» и др.

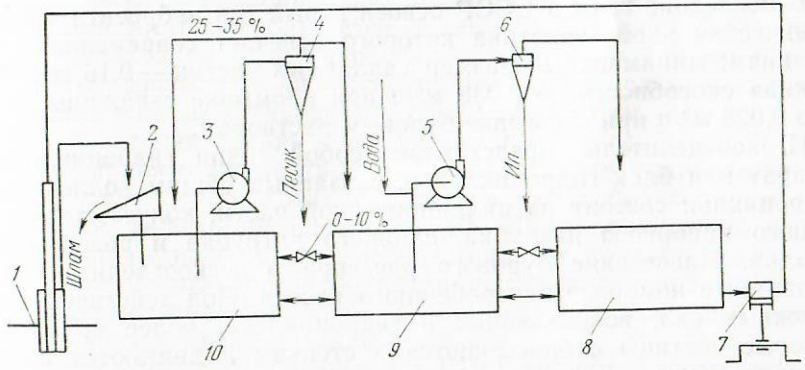


Рис. 80. Схема трехступенчатой системы очистки бурового раствора:
1 — скважина; *2* — вибросито; *3, 5* — центробежные насосы; *4* — пескоотделитель; *6* — илоотделитель; *7* — буровой насос; *8, 9, 10* — емкости

Одним из лучших по своим характеристикам зарубежных виброситов является вибросито фирмы «Свако». Оно представляет собой одноярусную установку с двумя сетками, установленными под различными углами. Одна сетка установлена горизонтально, другая под углом 5°. Каждая сетка имеет размер 1,2×1,2 м, что составляет площадь поверхности приблизительно 3 м².

Сита комплектуются сетками: размер отверстий 0,59, 0,25, 0,177, 0,149, 0,125 мм.

Фирмой «Свако» выпускаются также двухъярусные виброситa с тремя сетками: в верхнем ярусе сетки от грубых 37,5 % открытой поверхности до средних 30,3 % открытой поверхности и в нижнем ярусе 31,4 % открытой поверхности. Размер ячеек сеток в верхнем ярусе практически не влияет на общий объем, пропускаемый ситом. Максимальная пропускная способность вибросита обеспечивается при частоте вращения 1140 об/мин и амплитуде 8 мм, что дает результирующую силу колебаний сита в 58 м/с². Оптимальный наклон сетки со стороны подачи бурового раствора составляет 5°. При этом достигается минимальное время отделения сотвердой фазы.

Фирмой «Свако» разработана новая конструкция вибросита. Вместо двух слоев мелкоячеистой сетки вверху и поддерживающей крупноячеистой внизу на новом вибросите над крупноячеистой поддерживающей сеткой установлены две мелкоячеистые. При правильном натяжении эти сетки перекрывают друг друга, что предотвращает их закупорку. Задерживаемый шлам обычно имеет меньший размер, чем минимальный размер ячеек на установленных сетках.

При сравнительном испытании с обычной и слоистой сеткой, площадь которой была на 28 % меньше обычной, было установлено, что пропускная способность вибросита со слоистой сеткой на 81 % выше. Несмотря на то, что на обоих виброситах были установлены одинаковые сетки (0,149×0,149 мм) слоистая сетка отделяла более мелкие фракции шлама.

В последние годы в СССР освоен новый тип вибросита (ВС-1), техническая характеристика которого отвечает современным требованиям: минимальный размер удаляемых частиц — 0,16 мм, пропускная способность до 0,038 м³/ч при промывке скважины водой и до 0,028 м³/ч при промывке буровым раствором.

Пескоотделитель представляет собой один гидроциклонный аппарат или блок гидроциклонов, связанных общим коллектором. Гидроциклон состоит из цилиндрической части, конуса, тангенциального напорного патрубка, сливного патрубка и разгрузочной насадки. Нагнетание бурового раствора в пескоотделитель производится с помощью центробежного насоса. Под действием центробежных сил, возникающих в гидроциклоне, более крупные и тяжелые частицы отбрасываются к стенкам и двигаются вниз к вершине конуса. Более легкие и мелкие частицы вместе с жидкостью двигаются во внутреннем потоке циклона, направленном вверх к сливному патрубку.

В результате вращения, согласно закону Бернулли, давление внутри гидроциклона снижается от стенок к оси аппарата. Это приводит к образованию в центральной части циклона вертикального воздушного столба, давление внутри которого обычно бывает меньше атмосферного.

Пренебрегая весом, на частицы в гидроциклоне действуют три основные силы: центробежная сила

$$E = mv^2/R,$$

где m — масса частицы; v — окружная скорость движения частицы; R — радиус вращения;

динамическое сопротивление, определяемое по формуле Ньютона,

$$P = \frac{\pi d^2}{12} \rho u^2,$$

где d — диаметр частицы; ρ — плотность жидкости; u — радиальная скорость движения частицы.

Вязкостное сопротивление, определяемое по формуле Стокса,

$$S = 3\pi\mu du,$$

где μ — вязкость среды.

На эффективность разделения твердой фазы в гидроциклоне влияет ряд факторов. Среди них следующие: 1) свойства бурового раствора, особенно плотность и вязкость; 2) величина и масса частиц, распределение частиц по размерам; 3) диаметр и угол конусности гидроциклона, размеры отверстий гидроциклона, т. е. конструктивные параметры гидроциклона; 4) давление на входе и падение давления в гидроциклоне.

Применяемые в настоящее время у нас и за рубежом пескоотделители имеют внутренний диаметр от 400 мм до 150 мм. В СССР получили распространение в основном пескоотделители двух типов. На очистной установке 1ПГк и ПГ-50 песок отделяется в четырех гидроциклонах диаметром 150 мм, а в системе ЦСГО для этого используется один гидроциклон диаметром 400 мм. Подача на один гидроциклон диаметром 150 мм составляет 15 л/с, диаметром 400—55 л/с. Предельные размеры удаляемых частиц в обеих установках — около 60—80 мкм.

Для отделения твердых частиц диаметром от 70 до 40 мкм (которые принято называть илом) используются гидроциклонные илоотделители. Илоотделители представляют собой батарею гидроциклонов малого диаметра. Это 10—20 гидроциклонов, соединенных общим нагнетательным и выкидным коллекторами.

Питание илоотделителя осуществляется от центробежного насоса. Илоотделители в качестве третьей ступени очистки бурового раствора начали применяться за рубежом.

Наиболее распространенными в США являются илоотделители (десильтры) фирмы «Свако» и фирмы «Бароид». Эти илоотделители состоят из 12 гидроциклонов диаметром 102 мм.

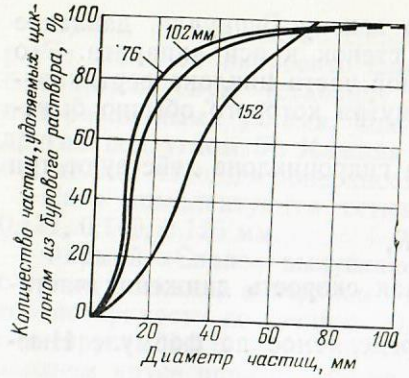


Рис. 81. График деления частиц твердой фазы бурового раствора гидроциклонами

Техническая характеристика илоотделителя фирмы «Свако»

Диаметр циклонов, мм	101,6
Диаметр насадок, мм:	
питающей	15,8
сливной	38,1
песковой	6,3
Угол конусности, градус	20
Материал внутренней облицовки гидроциклона	Износостойкая резина типа «Ниппрен»
Комплектность илоотделителя	16 циклонов, центробежный насос, электродвигатель

Выбор данного типоразмера гидроциклонов сделан, как показано в работе [15], на основании практических опытов, которые характеризуют размер частиц, удаленных из бурового раствора циклонами диаметром 76, 102 и 152 мм. Результаты опытов приведены на рис. 81.

Илоотделитель фирмы «Бароид» имеет аналогичную конструкцию и техническую характеристику, но дизельный привод.

По данным фирмы «Галф», трехстадийная очистка бурового раствора, включающая илоотделитель, обеспечивает удаление большей части твердых частиц размером 10—20 мкм и свыше 95 % частиц размером больше 30 мкм и является рентабельной при эксплуатации на буровых предприятиях.

Гидроциклонные установки применяются также для регенерации утяжелителя и удаления глины при очистке утяжеленных буровых растворов. Для этой цели используются установки, включающие блок из четырех гидроциклонов диаметром 50 мм, смонтированных на вертикальной трубе. Одна из таких установок типа «Клайджектор» состоит из двух блоков: блок для разбавления и подачи раствора и блок гидроциклонов. Перед подачей в гидроциклоны буровой раствор разбавляется водой до плотности 1,1—1,2 г/см^3. Производительность установки составляет 150 л/мин при плотности раствора 2,12 г/см^3 и 330 л/мин при плотности раствора 1,66 г/см^3.

По данным фирмы «Свако», с помощью установки «Клайджектор» можно регенерировать до 90 % барита из утяжеленного раствора и удалять 60—90 % глины. Основной недостаток гидроциклонных устройств для разделения твердой фазы утяжеленных буровых растворов — это необходимость 3—5-кратного разбавления раствора водой. В тех случаях, когда разбавление нежелательно, для отделения утяжелителя применяют центрифуги.

Осадительная центрифуга, которая обычно включается в систему очистки при использовании утяжеленных буровых растворов, состоит из вращающегося барабана диаметром 400 мм, имеющего форму конуса, который вращается с высокой частотой (1600—2000 об/мин), и винтового конвейера внутри барабана типа шнека, который вращается в том же направлении и передвигает частицы к выходному отверстию. Высокая частота вращения создает центробежную силу, достаточную для разделения тонких частиц твердой фазы по размерам. Буровой раствор, входящий в центрифугу, разбавляется водой для уменьшения вязкости, что облегчает отделение частиц.

Производительность, обычно применяемых для очистки бурового раствора центрифуг, равна приблизительно 2,3 л/с, но в последнее время разработаны центрифуги с большей производительностью — 4,7 л/с.

Наиболее эффективно использование центрифуги для регенерации барита, однако она может применяться и для очистки неутяжеленных буровых растворов, и в частности растворов с малым содержанием твердой фазы для отделения тонких частиц, агрегатированных с помощью полимерного реагента — флокулянта.

При использовании центрифуги в системе очисток, согласно зарубежным данным, общие затраты на буровой раствор только по одной скважине сокращаются на 20—36 %.

Эффективность центрифуги по сравнению с гидроциклонной установкой видны из вывода:

Тип агрегата	Центрифуга	Гидроциклонная установка
Извлечение барита (при нормальном распределении частиц размером 2 мкм), %	98	75—82
Плотность концентрата, г/см^3	2,54—2,85	1,68—2,54
Степень разбавления	0,11/0,32	0,82/1,8
	0,14/0,37	1,5/2,8
	0,17/0,40	2,2/3,8
	0,19/0,39	2,9/4,8
	0,22/0,36	3,6/5,6
	0,25/0,34	4,2/6,2
	0,28/0,28	4,9/6,7
	0,31/0,31	5,6/7,1
	0,33/0,33	6,3/7,3
Подача неразбавленного раствора, л/с:		
	1,77	2,2
	1,37	1,57
	1,12	1,26
	0,97	1,05
	0,87	0,90
	0,75	0,81
	0,67	0,74
	0,61	0,68
	0,56	0,66

Примечания. 1. В числителе приведено среднее значение, в знаменателе—максимальное. 2. Значения степени разбавления и подачи неразбавленного раствора соответствуют следующим плотностям раствора (г/см^3): 1,32; 1,44; 1,56; 1,68; 1,92; 2,04; 2,16; 2,28.

Американские фирмы выпускают несколько типов центрифуг. Шнековая центрифуга фирмы «Пайонир Сентрифьюджинг» имеет следующую техническую характеристику:

Пропускная способность по буровому раствору, л/с	До 2,2
Производительность по твердой фазе, т/ч	3,42
Максимальное извлечение барита, %	92—98
Габариты, м:	
силового блока	2,8×1,8×1,6
блока центрифуги	2,6×1,2×0,8
Масса, кг:	
силового блока	1995
блока центрифуги	2090
соединительных трубопроводов	272

Осадительная центрифуга «Турбо-Флит» фирмы «Дрессер Макгобар» отличается тем, что имеет сбалансированный спиралевидный шнек, в котором за счет изменения шага винта масса частиц распределяется в равных объемах между его лопастями.

В центрифуге фирмы «Милхем» разделительная камера выполнена в виде двух соосных цилиндров, между которыми поступает буровой раствор и происходит разделение твердой фазы за счет вращения внутреннего цилиндра.

Очищенный буровой раствор через отверстия уходит во внутренний цилиндр и удаляется через выкидную линию.

В системе механической очистки буровых растворов в отечественной практике бурения начато использование оборудования для тонкой очистки. Освоено производство гидроциклонного илоотделителя ИГ-45, представляющего блок из 16 гидроциклонов диаметром 75 мм. Пропускная способность блока 45 л/с, рабочее давление перед гидроциклонами 0,2—0,3 МПа, наименьший размер частиц, удаляемых из раствора (плотность 1,1—1,2 г/см^3, вязкость 35—45 с), не более 50 мкм.

Наиболее эффективным агрегатом для тонкой очистки бурового раствора являются центрифуги. Опыт использования отечественной центрифуги ОГШ 502К-4 с частотой вращения ротора 2300 и 2600 об/мин и шнека 15,5—17,9 об/мин при бурении ряда скважин в Западной Сибири показал ее значительное преимущество перед гидроциклонными аппаратами.

За последние годы разработан ряд новых методов и устройств для очистки буровых растворов.

Из них можно выделить: вертикальный шламовый отстойник; импульсно-волновой фильтрующий агрегат; гидроциклоны со встроенным источником колебаний.

Вертикальный шламовый отстойник (ВШО)

Вертикальный шламовый отстойник сочетает в себе два устройства: емкость для осаждения частиц и песколовушку (трап).

ВШО конструктивно выполнен в виде цилиндрического резервуара вместимостью от 12 до 33 м^3 с коническим днищем — песколовушкой. Буровой раствор подается центробежным насосом в нижнюю часть отстойника и поднимается вверх. На пути движения раствора установлены наклонные перегородки, последовательно перекрывающие друг друга на две трети. Перегородка состоит из двух плоскостей, пересекающихся вверху под углом 90°. Каждая плоскость имеет ребристую поверхность для задержания шлама. Оседающий шлам сползает в песколовушку, где накапливается и периодически выбрасывается через нижнее отверстие, оборудованное задвижкой. Испытания показали, что ВШО в данном исполнении позволяет аккумулировать в основном крупные частицы размером до 70 мкм и с успехом заменить систему обычных отстойников. Наиболее целесообразно использовать его для грубой хвостовой очистки и как буферное устройство, чтобы обеспечить нормальную и бесперебойную работу агрегатов тонкой очистки.

Самостоятельное значение для тонкой очистки ВШО может иметь при использовании растворов с малым содержанием твердой фазы.

Эффективность работы ВШО зависит от вязкостных свойств бурового раствора и концентрации в нем твердой фазы. Эффективность работы отстойника будет минимальной при высоком содержании твердой фазы и загущенности бурового раствора. В таких случаях удаляется около 30 % твердой фазы. Однако даже это является хорошим результатом, поскольку обычный комплекс очистных устройств в среднем удаляет только 10 % твердой фазы.

Импульсно-волновой фильтрующий агрегат

В Московском горном институте под руководством проф. В. С. Ямщикова разработаны устройства для очистки различного рода суспензий, которые могут использоваться и для тонкой очистки буровых растворов. Одно из таких устройств представляет собой емкость, разделенную фильтрующим элементом (это может быть мелкоячеистая сетка или даже проницаемая керамика), через который протекает буровой раствор, загрязненный выбуренной породой. В торце емкости помещен возбудитель колебаний в жидкости, направленных согласно потоку. Без использования колебаний фильтрующая перегородка быстро зарастает коркой и резко изменяется ее проницаемость. Колебания, создаваемые в потоке с частотой 50—60 Гц, позволяют, во-первых, увеличить скорость фильтрации, во-вторых, обеспечить отделение корки и предотвратить ее образование.

Гидроциклон со встроенным источником колебаний позволяет в значительной мере улучшить показатели очистки бурового раствора в пескоотделителях. Это связано с возможностью разрушения структуры дисперсной фазы с помощью высокочастотных колебаний, вследствие чего снижается вязкость глинистых растворов и улучшаются условия для выделения частиц выбуренной по-

роды. Источник колебаний встраивается в сливной патрубок таким образом, чтобы не препятствовать выходу раствора. Источник колебаний должен быть ударного действия для передачи колебаний через трубу в раствор. Сливной патрубок удлиняется в конусную часть гидроциклона.

Пробные испытания такого пескоотделителя подтвердили эффективность вибровоздействия на очистку бурового раствора в гидроциклонных аппаратах.

Обвязка очистного оборудования с буровым насосом

Очистная система является частью общей системы обвязки буровой, но процесс в ней должен быть отделен от других подсистем.

Различные емкости и устройства, с помощью которых осуществляются добавки в буровой раствор материалов и химических реагентов, должны устанавливаться за агрегатами очистки. Ни одно добавление реагентов, если это не требуется для улучшения процесса очистки, не должно выполняться в очистной системе или до нее.

При монтаже оборудования циркуляционной системы на буровой следует учитывать, что нельзя действующие очистные установки подключать параллельно между собой; например, дегазатор с пескоотделителем, пескоотделитель с илоотделителем и т. д. Это существенно повредит работе всей системы в целом. Для каждого очистного агрегата требуется предусмотреть отдельный отсек, откуда будет производиться забор раствора для очистки, а выкид в следующий отсек. Забор раствора должен производиться из нижней части отсека. Все отсеки в очистной системе в обязательном порядке должны быть оборудованы перемешивателями во избежание застойных зон, где будет скапливаться шлам.

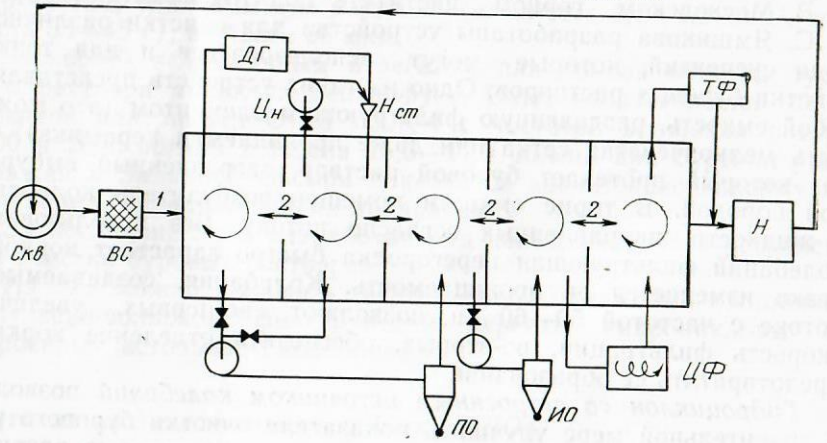


Рис. 82. Схема обвязки очистного оборудования с буровым насосом:
ВС — вибросито; *ДГ* — дегазатор; *ПО* — пескоотделитель; *ИО* — илоотделитель; *ЦФ* — центрифуга; *ТФ* — дозатор твердой фазы; *Н* — буровой насос; $H_{ст}$ — струйный насос; $Ц_н$ — центробежный насос; *1* — верхний поток; *2* — нижний поток; круглая стрелка — перемешиватель

Соединительные резервуары в циркуляционной системе не должны быть чрезмерно большого объема, так как, например, при вместимости резервуаров до 250 м³ потребуется на 25 % больше времени и реагентов, чтобы произвести какие-либо изменения в свойствах раствора, чем при вместимости 100 м³.

Для страхования на случай потери циркуляции и опасности выброса значительно проще иметь резервную емкость с заготовленным раствором определенной плотности.

На рис. 82 приводится одна из четырех основных схем обвязки очистного оборудования с буровым насосом.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Агрегаты, входящие в систему очистки бурового раствора, должны быть рассчитаны на форсированные режимы бурения скважины и подобраны по своим характеристикам таким образом, чтобы они могли обеспечивать максимальную подачу насосов.

Отечественный и зарубежный опыты использования многоступенчатых систем очистки показывают, что пропускная способность гидроциклонных пескоотделителей должна на 25 % превышать подачу насосов, работающих на скважину, а илоотделителей — на 50 %.

При этом обеспечивается полное удаление мелких и ультрамелких частиц и необходимое качество очистки раствора.

Каждая единица оборудования в очистной системе играет свою роль и выход ее из строя влияет на всю систему очистки в целом. Так, если вибросита не обеспечивают удаление определенных фракций шлама, то нельзя ожидать, что гидроциклоны справятся с ними. В то же время даже лучшие сита не могут заменить какое-либо оборудование «ниже по течению».

При очистке раствора в центробежных аппаратах (гидроциклоны и центрифуги) вместе с частицами выбуренной породы происходят значительные потери активного глинистого материала (до 20 % от массы шламовой пульпы), а также полимерных реагентов — флокулянтов и смазочных компонентов. Эти потери необходимо контролировать и восполнять после очистки путем добавок через специальные дозирующие устройства, установленные на входе насосов.

Введение специальных флокулянтов рекомендуется производить после пескоотделителей, что позволит наиболее полно удалять ультрамелкие частицы выбуренной породы с помощью илоотделителей.

При работе с виброситами необходимо иметь набор различных сеток, чтобы оператору менять их в зависимости от фракционного состава шлама и подачи насосов.

На пропускную способность сеток, установленных на виброситах наибольшее влияние оказывает содержание твердой фазы в буровом растворе и ее фракционный состав. При большом содержании твердой фазы в растворе увеличивается нагрузка на

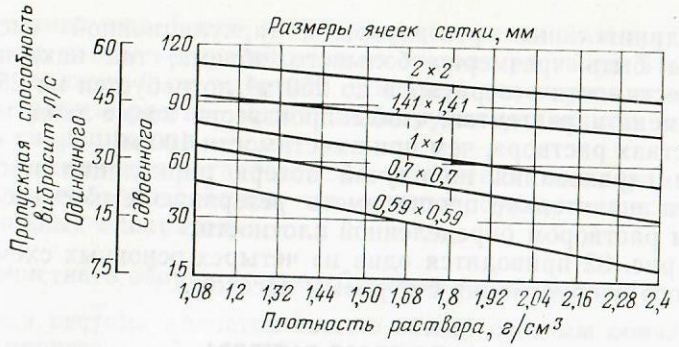


Рис. 83. Пропускная способность одноярусных вибросит фирмы «Брандт» с площадью рабочей поверхности сетки 1,84 м²

сетку и снижается ее пропускная способность. В этом случае можно использовать несколько вибросит или увеличить размеры ячеек сетки. Если выбуренная порода представлена в основном крупными фракциями, нет необходимости применять мелкоячеистую сетку, если мелкими — применение крупноячеистой сетки снизит эффективность работы сита.

Фирма «Брандт» для своих вибросит рекомендует выбирать сетки по их пропускной способности в зависимости от плотности бурового раствора, как показано на рис. 83.

Фирма «Милхем» рекомендует выбирать сетки с учетом режима бурения по количеству выбуренной породы, как показано на рис. 84.

Экспериментальные данные фирмы «Свако» свидетельствуют о том, что на пропускную способность вибросит, оснащенных мелкоячеистыми сетками главным образом влияет вязкость раствора, а не его плотность.

В результате испытаний было выявлено, что при очистке растворов, имеющих пластическую вязкость от 10 до 70 мПа·с, пропускная способность вибросита может меняться от десятков литров в секунду до нуля, хотя плотность раствора в этом диапазоне вязкостей изменялась на несколько сотых грамма на кубический сантиметр. Установлено, что увеличение пластической вязкости раствора приводит к экспонтенциальному снижению пропускной способности вибросита.

Для отечественных вибросит номограммы, разработанные ВНИИКрнефть, позволяют подбирать размеры ячеек тканых сеток простого плетения нормальной плотности, обеспечивающие требуемую пропускную способность, в зависимости от плотности очищаемого раствора или определять требуемую площадь рабочей поверхности сетки при выбранном размере ячеек.

Пропускная способность сеток рассчитана для буровых растворов с условной вязкостью до 75 с. Для растворов с вязкостью более 75 с на каждые 10 % увеличения вязкости пропускная способность сеток снижается в среднем на 2 %.

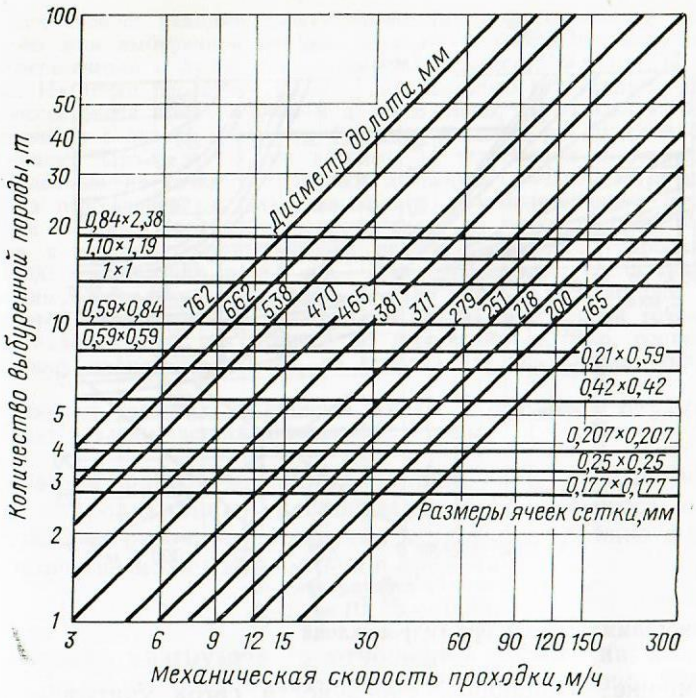


Рис. 84. Пропускная способность одноярусных вибросит фирмы «Милхем» с площадью рабочей поверхности сетки 2,97 м²

Одной из проблем, связанных с очисткой бурового раствора на мелкоячеистых сетках, является закупорка сеток. Чаще всего увеличение эффективности работы сита путем использования более мелкой сетки ведет к уменьшению пропускной способности сита. Из этого правила есть, однако, исключение. Если шлам состоит из остроконечных частиц, которые только частично переходят через сетку, то они начинают скапливаться в отверстиях и закупоривают их, буровой раствор при этом переливается через сито. При засорении сетки в данном случае следует не заменять ее на более крупную, а, наоборот, нужна более мелкая сетка, чтобы остроконечные частицы не застревали в отверстиях и не закупоривали их. От этого повысится пропускная способность сита и эффективность его работы.

Другим способом, позволяющим избавиться от закупорки мелкоячеистых сеток на вибросите, является замена обычной сетки с квадратными ячейками на сетки с прямоугольными ячейками (30 и более ячеек на 24,5 мм). Длинная сторона ячеек в этих сетках обычно в 2—4 раза больше короткой, в связи с чем пропускная способность сеток с прямоугольными ячейками по объему очищаемого бурового раствора больше, а очищающая способность — меньше.

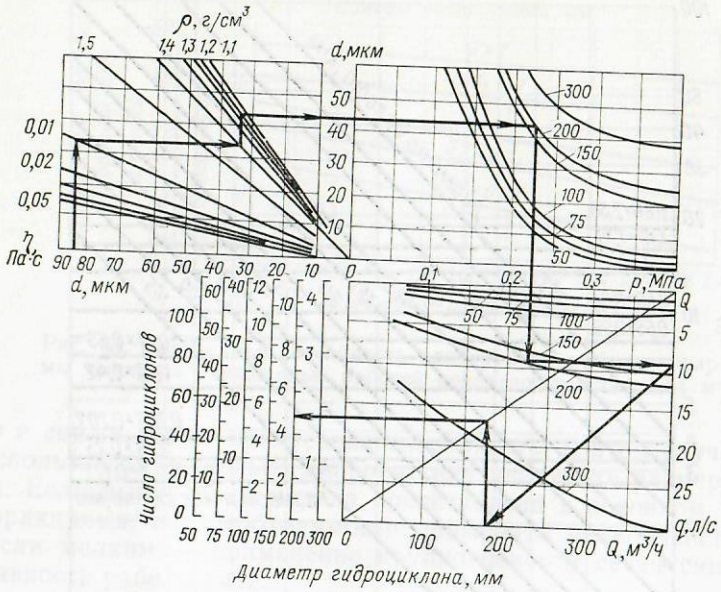


Рис. 85. Номограмма для выбора гидроциклона

При оценке очищающей способности сеток учитывается так называемый эффект мостикообразования, при котором сетка с квадратными ячейками на 30 % обеспечивает более тонкую очистку бурового раствора, чем сетка с прямоугольными ячейками. Влияние эффекта мостикообразования возрастает при увеличении вязкости раствора.

Для выбора типоразмера гидроциклонных пескоотделителей и режима их работы, ввиду сложной гидродинамики этих аппаратов, принято оценивать работу гидроциклонов с помощью пробной жидкости (теста), в качестве которой обычно используется суспензия песка в воде. Сравнение разделяющей способности различных гидроциклонов по пробной жидкости позволяет косвенно судить об их технологических возможностях.

В целях ускорения расчетов по классифицирующей способности гидроциклонов при очистке пробной и реальной жидкостей на основании экспериментальных данных ВНИИКрнефть разработана номограмма для выбора гидроциклонов (рис. 85).

Пример как использовать номограмму

Необходимо установить диаметр гидроциклона, величину оптимальной подачи в него раствора и необходимое число гидроциклонов при следующих параметрах.

Давление на входе в гидроциклон p, МПа	0,225
Размер удаляемых частиц d, мкм	85,00
Эффективная вязкость бурового раствора η, мПа·с	10,00
Плотность бурового раствора ρ, г/см³	1,20
Подача бурового раствора Q, м³/ч	180,00

На оси абсцисс находим точку, соответствующую заданному диаметру частиц $d=85$ мкм выбуренной породы, из которой восстанавливаем перпендикуляр до пересечения с лучом соответствующей вязкости $\eta=10$ мПа·с бурового раствора. Из точки проводим прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения с биссектрисой прямого угла и далее прямую, параллельную оси ординат до пересечения с линией плотности бурового раствора $\rho=1{,}2$ г/см³. Затем проводим линию, параллельную оси абсцисс, до пересечения с перпендикуляром, восстановленным из точки с заданным давлением $p=0{,}225$ МПа на абсциссе OP. Точка пересечения оказалась на кривой, соответствующей гидроциклону диаметром 200 мм. Продолжив перпендикуляр из точки $p=0{,}225$ МПа до пересечения с кривой, соответствующей производительности гидроциклона диаметром 200 мм, получим $q=8{,}9$ л/с. Для определения числа гидроциклонов восстановим перпендикуляр из точки ($Q=180$ м³/ч) на оси абсцисс OQ и продолжим его до пересечения с диагональю OQ. Из полученной точки проводим прямую, параллельную оси абсцисс до пересечения с осью, соответствующей гидроциклону диаметром 200 мм, по которой находим число гидроциклонов $n=5$.

При данных условиях из пробной жидкости (суспензия твердых частиц в воде) будут удалены частицы размером $d>40$ мкм.

Основным фактором, определяющим качественные показатели работы гидроциклонных пескоотделителей, является отношение диаметра разгрузочного отверстия к диаметру сливного патрубка. Это отношение может колебаться в пределах

$$d_р/d_с = (0{,}15 \div 0{,}8).$$

Изменение разгрузочного отношения служит на практике основным методом регулировки работы гидроциклона. Как правило, при неизменном сечении сливного отверстия изменяется диаметр насадки. Поэтому насадки изготовляются либо в виде съемных конических насадок с различными отверстиями, либо в виде резиновых затворов.

Показатели очистки бурового раствора в илоотделителе находятся в зависимости от размеров гидроциклонов, числа гидроциклонов, включенных в работу, давления в питающих насадках, диаметра разгрузочных насадок, подачи питающего насоса.

Для илоотделителей фирмы «Свако» рекомендуется иметь производительность одного сдвоенного блока (два гидроциклона) 9,5 л/с при давлении в питающих насадках 0,34 МПа и 9,1 л/с при давлении 0,3 МПа. Если давление в питающих насадках снижается ниже 0,34 МПа, то в шламовой пульпе увеличивается процент крупных фракций и уменьшается процент мелких фракций шлама. Песковые керамические насадки для гидроциклонов диаметром 102 мм имеют размеры 9,5, 12,7 и 16,0 мм или используются резиновые с зажимными хомутиками. С увеличением илистых фракций шлама в буровом растворе необходимо уменьшить диаметр песковых насадок, чтобы добиться более полного удаления выбуренной породы.

По данным фирмы, потери раствора при очистке в илоотделителе составляют 1—5 %.

Применение илоотделителя без пескоотделителя нецелесообразно, потому что илоотделитель будет отделять в первую очередь



Рис. 86. График содержания легких и тяжелых частиц в подводном потоке (координаты безразмерные):
1 — частицы породы; *2* — барит

песок в ущерб илу и быстро забиваться крупными частицами песка.

Основное назначение центрифуги состоит в разделении барита и выбуренной породы в утяжеленных полимерных растворах с малым содержанием твердой фазы.

Центрифуга не обеспечивает полного разделения твердой фазы, находящейся в буровом растворе. На рис. 86 даны кривые содержания легких твердых частиц и частиц утяжелителя в подводимом потоке в зависимости от их размера. Кривые частично накладываются друг на друга по пунктирной линии режима *I*. При регулировании центрифуги на работу по режиму, отмеченному пунктирной линией *II*, барит отводится полностью, но с ним уходит много легких частиц. При работе по пунктирной линии режима *III* в отводимом барите не содержится легких частиц, зато много барита остается в облегченном растворе.

Режимы, близкие к *II*, применяются, когда буровой раствор незначительно утяжелен, а скорости бурения средние. В случае поступления в раствор значительного количества легких частиц из разбуриваемых пластов и при высокой плотности раствора применяются режимы, близкие к *III*.

Регулирование работы центрифуги возможно за счет изменения частоты вращения, вязкости подводимого раствора и его расхода через центрифугу.

Эффективность работы центрифуги определяется процентом выводимого из раствора утяжелителя. Она прямо пропорциональна произведению центробежной силы на время пребывания частиц в периферийной зоне центрифуги, которое берется как отношение объема периферийной зоны к расходу потока через центрифугу. Около 80 % стоимости утяжеленного раствора плотностью 2 г/см^3 приходится на барит.

Для поддержания вязкости такого раствора, повышающейся в процессе бурения, в обычной практике без использования центрифуги его разбавляют водой, добавляя необходимые компоненты, а излишек раствора удаляют из системы циркуляции. Применение центрифуги дает значительную экономию в затратах на раствор, так как при этом основная часть барита возвращается в систему циркуляции, в то время как в первом случае много барита удаляется, а в разбавленный раствор необходимо вводить новые порции барита.

§ 5. КОНТРОЛЬ ЗА ОЧИСТКОЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Эффективность очистки полимербентонитового раствора с низким содержанием твердой фазы наряду с определением его основных технологических показателей (плотности, эффективной вязкости при различных градиентах сдвига) оценивается также по изменению общего содержания в нем твердой фазы и ее гранулометрического состава. Последнее чрезвычайно важно, так как позволяет оценить технические возможности каждой ступени механической очистки раствора, а также эффективность реагентов селективных флокулянтов.

В первую очередь это относится к определению коллоидного комплекса в составе бурового раствора, так как от его концентрации прежде всего зависит изменение реологических свойств полимербентонитового раствора, обеспечивающих оптимальную очистку скважины, вынос выбуренной породы и ее удаление из раствора на всех ступенях механической очистки.

Коллоидный комплекс (бентонит) бурового раствора определяется по величине адсорбции метиленовой сини (ММС). Метод основан на том, что бентонит адсорбирует значительно больше метиленовой сини из раствора, чем низкоколлоидальные грубодисперсные глины.

Погрешность определения составляет примерно 0,3 % по объему бентонита. Установлено, что ММС сорбируют в основном частицы размером менее 1 мкм и частично фракция 1—2 мкм (для бентонитовых глин).

Содержание коллоидного глинистого комплекса в буровом растворе находят из выражения

$$C_к = aV,$$

где a — расчетный коэффициент, зависящий от того, в каких процентах необходимо получить результат; V — объем метиленовой сини, израсходованной на титрование 2 мл исследуемого раствора, мл.

$$a_1 = \frac{100}{AV_р} = \frac{100}{52 \cdot 2} = 0{,}96\%;$$

$$a_2 = \frac{100}{AV_р\rho_г} - \frac{100}{52 \cdot 2 \cdot 2{,}6} = 0{,}37\%,$$

где A — величина адсорбции МС 1 г коллоидных частиц саригюхского бентонита ($A = 52$ см^3); $V_р$ — объем бурового раствора, взятого для титрования ($V_р = 2$ см^3); $\rho_г$ — плотность глины, г/см^3.

Проведение анализа. Пипеткой отбирают 2 мл предварительно перемешанного бурового раствора и переносят в чистую колбу объемом 250 мл. Добавляют 15 мл 3 %-ного раствора перекиси водорода и 0,5 мл 5 %-ного раствора серной кислоты, тщательно перемешивают и кипятят 4 мин с обратным холодильником. Перекись водорода позволяет исключить влияние на результат опре-

деления таких реагентов, как гуматы, КМЦ и другие, а серная кислота дает возможность четко установить конец титрования.

После охлаждения измеряют объем, доводят его дистиллированной водой до 50 см³ и титруют ММС.

Титрование ведется до тех пор, пока от нанесенной на фильтровальную бумагу капли не появится ореол свободной ММС. Для проверки конца титрования через 2 мин после легкого встряхивания из колбы отбирается новая капля и наносится на фильтровальную бумагу, если ореол сохраняется, то считают, что предел поглощения ММС достигнут, и титрование заканчивается. Если же ореол исчезает, титрование необходимо продолжить добавками ММС по 0,5 мл.

Для более точного определения конца титрования может быть использована микробюретка.

Метод ММС при бурении в глинах часто дает большие ошибки, поскольку частицы выбуренной породы содержат значительное количество глинистых минералов. Чтобы выделить активную часть твердой фазы из общей кроме ММС используется показатель катионного обмена твердой фазы (МВС), который предназначен для разделения глинистой фазы на бентонит и малоактивную глину с помощью уравнения

$$Б = \frac{ММС - МВС\ ГФ/100}{1 - МВС/100},$$

где $Б$ — содержание бентонита; $ГФ$ — общее содержание глинистой фазы.

Значения МВС определяют по шламу с вибросит (или по керну). МВС будет тем меньше, чем глубже залегает разбуриваемый глинистый пласт.

Проведение анализа. Образец глины просушивают в сушильной печи в течение 2 ч при температуре 105 °С и размалывают до порошкообразного состояния. Отвешивают 0,57 г измельченной глины, помещают ее в колбу Эрленмейера вместимостью 250 см³ и добавляют туда 10 см³ воды, 10 см³ перекиси водорода (3 %-ный раствор) и 0,5 см³ серной кислоты. Далее кипятят в течение 5 мин, потом разбавляют водой до объема 50 см³ и титруют ММС.

МВС определяют для бентонита и для породы, чтобы иметь возможность сравнения.

Гранулометрический состав твердой фазы бурового раствора определяют для того, чтобы установить необходимый режим работы гидроциклонных аппаратов и выбрать соответствующие сита.

В производственной и лабораторной практике для определения гранулометрического состава твердой фазы наиболее часто применяются ситовый анализ, весовой метод Одена — Фигуровского и метод пипетки Робинзона.

Ситовый анализ применяется для определения гранулометрического состава твердой фазы с размерами частиц более 0,040 мм для неутяжеленных растворов и более 0,1 мм для утяжеленных.

Использующиеся для анализа сита имеют круглые или квадратные ячейки размером 10; 5; 2,0; 0,25; 0,15; 0,1; 0,08; 0,063; 0,05; 0,04 мм.

Для анализа отбирают представительную пробу раствора, разбавляют ее водой в соотношении 1 : 3—1 : 5, взбалтывают и небольшими порциями переносят на комплект сит, располагающихся одно над другим в порядке уменьшения размера отверстий сверху вниз. Перед анализом сита тщательно моют, сушат, взвешивают и смачивают водой.

Порционный перенос раствора (пульпы) на сита, производят при одновременной промывке струей воды и непрерывном встряхивании вручную или механически всего комплекта сит.

Промывку частиц, оставшихся на ситах, проводят до полного осветления промывочной воды, затем производят окончательную раздельную промывку каждого сита. Сначала промывают верхнее сито таким образом, чтобы вся промывочная вода стекала на нижние оставшиеся сита. Аналогично промывают следующее сито и т. д.

Отмытые частицы с ситами ставят в сушильный шкаф, высушивают и взвешивают.

Результаты анализа выражают в граммах на литр по формуле

$$F_п = \frac{P_1 - P_2}{V_р},$$

где $F_п$ — содержание рассчитываемой фракции, г/л; P_1 — масса высушенных частиц вместе с ситом, г; P_2 — масса сита, г; $V_р$ — объем раствора, взятый для ситового анализа, л.

Под фракцией понимают размер частиц, находящихся в интервале между размером ячеек сита, на котором задержались рассчитываемые частицы, и размером ячеек предыдущего верхнего сита, через которое эти частицы прошли.

При ситовом анализе утяжеленных растворов из комплекта сит исключают сита с размерами ячеек 0,1 мм.

Седиментационный анализ применяют для определения гранулометрического состава частиц твердой фазы неутяжеленных буровых растворов размерами менее 0,1 мм и плотностью от 2 до 3,2 г/см³.

К седиментометрическим методам анализа, основанным на законе Стокса, относятся методы: отмучивания, измерения плотности столба суспензии, накопления осадка, отбора массовых проб и ряд других.

Для ускоренного определения могут быть рекомендованы метод накопления осадка и метод измерения плотности столба суспензии.

Первый метод состоит в следующем: на чашечке весового седиментометра для двух или большего числа произвольных, но наиболее характерных отрезков времени t седиментации отмечают процентное количество осадка суспензии, а затем по табличным значениям функции седиментации, которые приводятся в работе Н. Я. Авдеева, определяют фракционный состав и строят диффе-

ренциальные кривые распределения массы частиц по размерам.

Вторая методика заключается в измерении плотности столба суспензии с использованием поплавкового прибора. Основным недостатком поплавковых приборов является то, что в тех случаях, когда вертикальное перемещение поплавка в процессе седиментации превышает 2 % его длины, необходимо вводить соответствующую поправку, а это, в свою очередь, усложняет проведение анализов и расчетов. Усовершенствование данного способа измерения плотности суспензии состоит в том, что поплавок подвешивают на крючок коромысла торзионных весов с пределом измерения массы 0—250 мг. За высоту анализируемого столба суспензии принимается длина поплавка диаметром 10 мм и высотой 300 мм.

С целью исключения погрешности измерения за счет перемещения поплавка в процессе седиментации снижение плотности суспензии компенсируется нагрузкой на весы, которая, в свою очередь, служит регистрируемым показателем процесса. Калибровку седиментометра производят на водных растворах солей с различной концентрацией соли, а затем строят тарировочный график зависимости нагрузки на весы от плотности раствора, которая задается с точностью до 0,0001 г/см³.

Общая схема седиментометра приведена на рис. 87.

Суспензия, содержащая 2 % исследуемого материала, приготовляется на дистиллированой воде и тщательно перемешивается. Для предотвращения агрегатирования частиц рекомендуется вводить в суспензию диспергатор типа гексаметафосфата натрия.

В процессе седиментации фиксируется нагрузка на торзионные весы, определяется изменение плотности суспензии во времени через каждые 10 с. После этого с помощью номограммы для вычисления диаметра частиц при гранулометрическом анализе пород ареометрическим методом строится интегральная (кумулятивная) кривая гранулометрического состава анализируемой суспензии, которая путем графического дифференцирования может быть трансформирована в дифференциальную кривую распределения массы частиц по размерам (последняя дает более наглядное представление о фракционном составе исследуемого материала).

Описанный способ и устройство показали возможность упростить и ускорить процесс определения гранулометрического состава твердой фазы буровых растворов.

Особое значение этот способ имеет при определении флокулирующего действия реагентов-флокулянтов и степени укрупнения частиц выбуренной породы при использовании полимерных растворов с малым содержанием твердой фазы. На рис. 88 представлен график дифференциальных кривых распределения массы частиц по размерам в исходных суспензиях и после обработки их реагентами-флокулянтами.

В промысловых условиях можно рекомендовать следующую методику определения фракционного состава твердой фазы бурового раствора. Проба бурового раствора объемом 500 см³ выпаривается и высушивается. Если в раствор добавлялась нефть, то

Рис. 87. Седиментометр:

1 — седиментационный цилиндр; *2* — торзионные весы; *3* — поплавок; *4* — нерастяжимая нить; *5* — высокочастотный вибратор

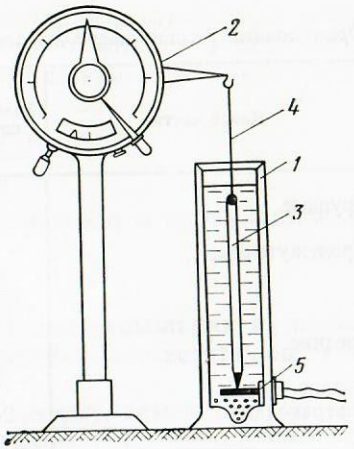
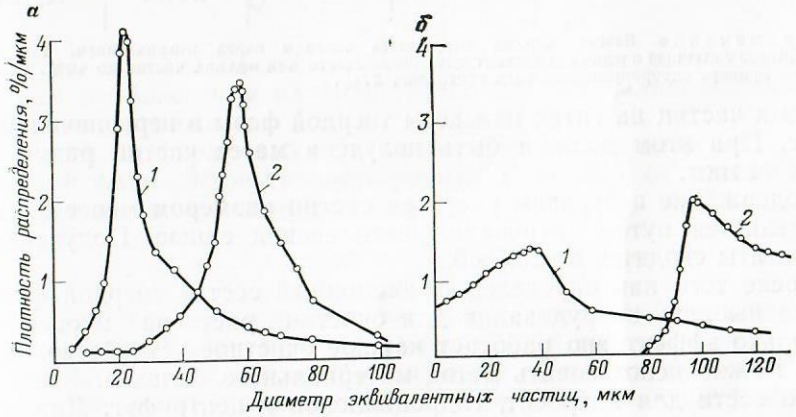


Рис. 88. График дифференциальных кривых распределения массы частиц по размерам в суспензии:

а — суспензия диабаза; *1* — до обработки; *2* — после обработки метасом в количестве 0,02 %; *б* — суспензия городищенской глины; *1* — до обработки; *2* — после обработки ГПАА в количестве 0,001 %



сухой остаток обрабатывается гексаном, повторно высушивается и взвешивается.

По результатам взвешивания пересчитывается масса твердой фазы в пробе объемом 500 см³ на объем 7,5 л. Затем отбирается проба раствора объемом 7,5 л и медленно пропускается через набор вибрирующих сит. При необходимости раствор разбавляют водой. Остаток на каждом сите высушивается (по возможности избегают потерь при сушке). Если в раствор вводилась нефть, то сухой остаток на ситах промывается гексаном и повторно высушивается.

Высушенные остатки на каждом сите взвешиваются. Все частицы размером менее 44 мкм собираются отдельно.

Отбирается проба объемом 500 см³ из использованных материалов и подсчитывается эквивалентное содержание твердой фазы во всей пробе.

Полученный результат проверяется путем вычитания массы

Фракционный состав твердой фазы бурового раствора Таблица 45

Класс частиц	Размер ячеек сита, мкм	Масса влажных частиц, г	Масса сухих частиц, г	Содержание сухих частиц, %
Крупные	3360	0,85	0	0
	2000	8,00	2,50	0,35
Промежуточные	1680	9,60	1,35	0,20
	710	93,50	66,50	9,83
	420	76,30	53,80	7,98
	250	194,90	145,00	21,47
Средние	149	262,40	198,10	29,75
	74	148,70	112,90	16,75
Мелкие	47	69,40	50,90	7,55
Ультрамелкие	2—44	—	13,03	1,92
Коллоидные	<2	—	31,00	4,58
Выход образца	—	—	675,08	100,00

Примечание. Важно хорошо высушивать частицы перед взвешиванием, так как адсорбционно связанная пленка воды может дать погрешность для мелких частиц до 40%. В приведенном примере адсорбированная вода составляет 27%.

твердых частиц на ситах из массы твердой фазы в первоначальной пробе. При этом должна быть получена масса частиц размером менее 44 мкм.

Содержание в буровом растворе частиц размером менее 2 мкм определяется путем титрования метиленовой синью. Полученные результаты сводятся в табл. 45.

После того как определен фракционный состав твердой фазы, можно выбрать оборудование для очистки раствора и оценить, насколько эффективно работает каждое очистное устройство. Для этого можно использовать метод материального баланса. Расчеты нужно вести для вибросит, гидроциклонов и центрифуг. Для любого вида очистного оборудования поток раствора на входе обозначают Q_1, на выходе Q_2 и поток, сбрасываемый в отвал, Q_3. Материальный баланс можно рассчитать, зная только четыре переменных из шести. Например, зная расход раствора в одном потоке и при массе твердой фазы, можно рассчитать две другие неизвестные.

Составление материального баланса гидроциклона целесообразно вести по массам твердой фазы во всех трех потоках и по расходу раствора на выкиде в отвал. Расходы на входе в гидроциклон и на выходе в циркуляционную систему замерить трудно.

При составлении материального баланса для вибросита следует замерять расход потока на выходе в циркуляционную систему или рассчитывать поток Q_1 на входе.

Для расчета материального баланса отстойного резервуара достаточно знать только расход раствора, выходящего из резервуара, и разность в содержании твердой фазы в растворе на входе и выходе.

Если известен расход раствора на выкиде в отвал Q_3 и массовое содержание твердой фазы на входе D_1, выходе в циркуляционную систему D_2 и выкиде в отвал D_3, можно определить расход на выходе Q_1 по следующей формуле:

$$Q_1 = \frac{Q_3 (D_3 - D_2)}{D_1 - D_2}.$$

Следовательно, расход раствора на выходе в циркуляционную систему Q_2 будет:

$$Q_2 = Q_1 - Q_3.$$

Разумеется, если при замере одной или нескольких из первых четырех переменных будет допущена ошибка, соответствующая погрешность будет и в определении Q_1.

Поэтому лучше всего произвести проверку, замерив Q_2. В этом случае Q_1 определяют из следующего уравнения:

$$Q_1 = \frac{Q_2 (D_3 - D_2)}{D_1 - D_2} : \frac{D_3 - D_2}{D_1 - D_2}.$$

Если расходы на входе Q_1, определенные по формулам, отличаются не более чем на 10 %, материальный баланс можно признать достоверным.

Далее по формуле $S = DQ$ можно рассчитать массовый расход твердой фазы. Эффективность работы E любого очистного оборудования можно найти по формуле

$$E = 100 \frac{S_3}{S_1}.$$

Проведенные замеры и расчеты позволяют выбрать необходимый комплекс оборудования для наиболее полной очистки бурового раствора при проводке следующей скважины на данной площади или внести коррективы в смонтированную циркуляционную систему.

При правильном выборе оборудования для очистки бурового раствора необходимо учитывать также диаметр скважины, расход насосов и механическую скорость проходки. По этим данным, а также зная объем вводимой в раствор на поверхности твердой фазы, можно рассчитать количество подлежащей удалению твердой фазы. В этом случае, правда, не будут учтены возможные осыпи и обвалы, а также неполное удаление шлама из скважины.

§ 6. ОПЫТ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ И СЕЛЕКТИВНЫХ ФЛОКУЛЯНТОВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В ПОЛИМЕРБЕНТОНИТОВЫХ РАСТВОРАХ

Приведенные в начале главы примеры промышленного применения растворов с пониженным содержанием твердой фазы показывают их преимущество перед обычными глинистыми растворами

в повышении технико-экономических показателей бурения. Вместе с тем регулирование содержания твердой фазы в таких растворах затруднено из-за несовершенства систем механической очистки, а также отсутствия в составе растворов специальных полимеров двойного действия, обеспечивающих стабилизацию высококоллоидных бентонитовых суспензий и флокуляцию частиц выбуренной породы. Такие растворы были созданы на основе акриловых полимеров (метас, М-14) при определенных концентрациях, при которых происходит ингибирование частиц выбуренной породы, предотвращение их гидратации и, как следствие, диспергирование. Специфический характер взаимодействия полимеров с поверхностью частиц твердой фазы обусловливает их флокуляцию, образование крупных агрегатов и более легкое отделение на различных ступенях механической очистки раствора.

Обладая свойствами псевдопластика, полимербентонитовые растворы при высоких градиентах сдвига имеют низкие значения эффективной вязкости, что также способствует улучшению их очистки. В наиболее полном объеме промышленное применение таких систем в сочетании с трехступенчатой механической очисткой бурового раствора было осуществлено при бурении сверхглубокой скв. СГ-3, геологический разрез которой представлен твердыми вулканическими породами. Высокочастотный режим бурения с малыми осевыми нагрузками на долото, а также наличие в компоновке бурильного инструмента специальных колибраторов ствола скважины обусловили интенсивное механическое диспергирование выбуренной породы, основная масса которой (75—90 %) накапливалась в растворе в виде илистых частиц размером менее 0,1 мм. Кумулятивные кривые гранулометрического анализа шлама приведены на рис. 89.

При применении обычных глинистых растворов, стабилизированных углещелочным реагентом и КМЦ, содержание твердой фазы в растворе находилось на уровне 15—40 %, что требовало многократного его обновления, разбавления водой, обогащения глинистой фазой, химическими реагентами.

Система очистки бурового раствора включала сдвоенное вибросито и два последовательно соединенных гидроциклонных пескоотделителя диаметром 350 мм. Для поддержания оптимального режима очистки разгрузочные отверстия ГЦ-350 оборудовали регулировочными устройствами, позволяющими изменять проходное сечение песковой насадки, подобрали размеры сечений напорных и сливных патрубков, установили более мощные центробежные насосы (горизонтального исполнения), имеющие подачу до 250 м^3/ч.

Усовершенствования, внесенные в систему очистки, несколько повысили ее к.п.д. (в среднем на 10 % от общего баланса выбуренной твердой фазы), однако, как показали длительные испытания, этого оказалось недостаточно. Вибросита отделяли в основном частицы размером до 1,0 мм, содержания которых в растворе не превышало 3,5—6,5 % от общего количества выбуренной поро-

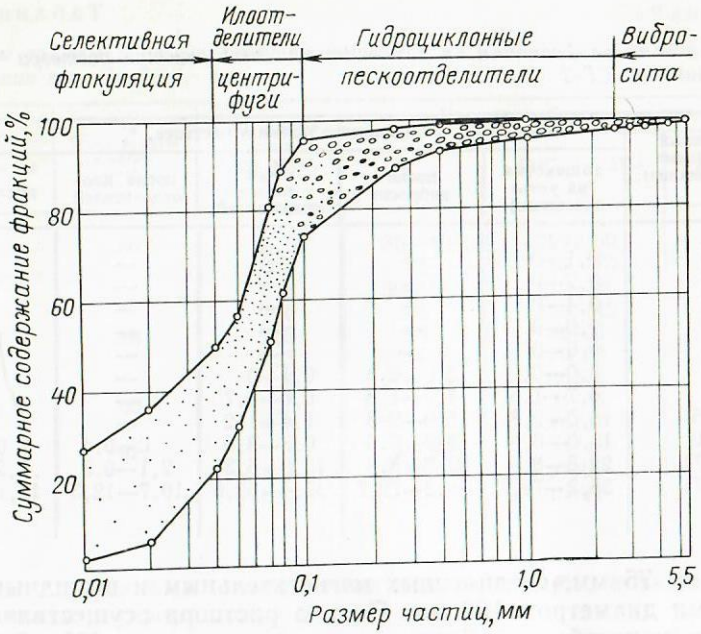


Рис. 89. График кумулятивных кривых (нижнего и верхнего предела) гранулометрического состава шлама при бурении опытной скв. СГ-3

ды. Уменьшение размера отверстий виброэкрана до 0,95 мм для данной конструкции оказалось нецелесообразным, даже при маловязком растворе, из-за зашламления сит. Гидроциклоны ГЦ-350 в результате двойной очистки раствора обеспечивали удаление частиц размером от 1,0 до 0,1 мм на 60—90 %, от 0,1 до 0,071 мм на 30 % и менее 0,071 мм лишь на 2—10 %.

При высокой степени дисперсности выбуренной породы система очистки, включающая вибросито и пескоотделители, позволяла выделять из раствора всего 30—45 % шлама.

Наиболее интенсивный прирост твердой фазы наблюдался в начальный период проходки. Далее темп прироста твердой фазы замедлялся за счет перераспределения фракционного состава шлама, т. е. более крупные частицы постепенно удаляются в системе очистки, а более тонкие остаются в растворе и накапливаются. Частично имело место более тонкое диспергирование шлама в щелочной среде бурового раствора.

Для решения проблемы тонкой очистки бурового раствора были разработаны конструкции илоотделителя и вертикального шламового отстойника. Изготовлены их опытные образцы и включены для испытаний в систему очистки.

Илоотделитель состоит из батареи гидроциклонов (10—12 мл)

Таблица 46

Удаление шлама по фракциям на различных ступенях очистки раствора при бурении скв. СГ-3

Фракционный состав шлама (ситовый анализ), мм	Содержание шлама в растворе, %				
	до очистки (на устье скважины)	после вибросит	после песко-отделителей	после ило-отделителей	после ВШО
+5,5	0,1—0	—	—	—	—
+4,5	0,2—0	—	—	—	—
+3,5	0,4—0	—	—	—	—
+3,0	1,0—0	—	—	—	—
+2,5	1,6—0	—	—	—	—
+1,0	3,0—0,3	3,0—0,3	0,1—0	—	—
+0,5	4,7—1,8	4,7—1,8	0,6—0,7	—	—
+0,25	15,0—2,8	15,0—2,8	1,4—1,2	—	—
+0,10	13,0—6,6	13,0—6,6	0,8—3,0	0—0,4	0—0,2
+0,071	22,8—8,8	22,8—8,8	15,0—6,3	2,1—0,3	1,2—0,4
—0,071	38,2—79,7	38,2—79,7	37,4—62,0	10,7—12,3	17,1—23,2

диаметром 75 мм, соединенных нагнетательным и выкидным коллекторами диаметром 152 мм. Подача раствора осуществлялась с помощью центробежного насоса, имеющего подачу 250 м³/ч. Для контроля за давлением в нагнетательном коллекторе был вмонтирован через разделитель манометр. Сливные патрубки гидроциклонов врезались в выкидной коллектор под углом 45° к оси для снижения гидравлических сопротивлений. Для возможности замены гидроциклонов на входных патрубках были вставлены задвижки (вентили), а на сливных—дюритовые проставки, что позволяло производить отсоединение гидроциклонов от агрегата, не выключая его из работы. Кроме того, задвижки обеспечивали возможность включать в работу различное количество гидроциклонов и таким образом регулировать режим очистки раствора.

Первые образцы гидроциклонов для илоотделителя изготовлялись из легированной и закаленной стали, однако из-за быстрого износа пришлось перейти на изготовление гидроциклонов из чугуна путем их отливки. Это в значительной степени повысило износостойкость гидроциклонов и снизило стоимость их изготовления.

В процессе испытаний определялись следующие показатели: 1) максимальная производительность (пропускная способность); 2) содержание и фракционный состав шлама в растворе на входе и выходе; 3) фракционный состав удаляемого шлама; 4) потери глинистого раствора.

Результаты испытаний представлены в табл. 46.

Испытания показали, что для илоотделителя данной конструкции оптимальное давление равно 0,25—0,30 МПа, при этом его пропускная способность составляет 54 л/с. Размер граничного зерна удаляемого шлама в илоотделителе не превышает 40 мкм. Потери глинистого раствора (около 0,4 м³/ч) в значительной степени

Таблица 47

Изменение свойств малоглинистого раствора в процессе зашламления при бурении скв. СГ-3

Глубина скважины, м	Температура на забое, °С	Содержание шлама в растворе, %	Показатели бурового раствора		
			T, с	$СНС_{1/10}$, дПа	$Ф$, см³
5700	86	5,5	35—40	129/160	22
		6,4	35	154/170	26
		6,8	30—34	112/126	27
		7,0	33	133/145	29
5800	88	7,3	30	80/96	32
		7,3	26—28	70/80	33
		7,4	25—30	60/70	34
5900	90	7,5	26	52/56	35
		7,6	23—24	45/46	38
6000	92	7,8	21—22	32/40	42
		8,0	21	27/29	45
		8,2	20	16/17	50

связаны с дефектами изготовления гидроциклонов, а также режимом очистки раствора.

Вертикальный шламовый отстойник (ВШО) в данном исполнении позволяет аккумулировать в основном крупные частицы размером до 70 мкм и с успехом заменять систему обычных отстойников. Наиболее целесообразно использовать его для грубой хвостовой очистки и как буферное устройство, чтобы обеспечить нормальную и бесперебойную работу агрегатов тонкой очистки. Самостоятельное значение для тонкой очистки ВШО может иметь при использовании селективных флокулянтов, укрупняющих частицы выбуренной породы.

Необходимо отметить также, что очистка раствора существенно зависит от производительности гидроциклонных агрегатов. Испытания показали, что пескоотделитель должен обеспечивать производительность, на 30 % превышающую подачу насоса, работающего на скважину, а илоотделитель — примерно на 50 %. Это объясняется тем, что некоторая часть тонких фракций шлама не успевает разгружаться и уходит в слив.

В целом трехступенчатая система очистки вибросито — пескоотделители — илоотделитель позволяет выделить из раствора 80—86 % выбуренной породы. Предельный размер удаляемых частиц составляет 40 мкм. Однако именно эта остающаяся часть твердой фазы является наиболее химически агрессивной, отрицательно влияет на стабильность бурового раствора, как показано в табл. 47.

Для полного удаления выбуренной породы требуется сочетание механической и физико-химической очисток раствора с помощью селективных флокулянтов, позволяющих агрегировать тонкодисперсные частицы до извлекаемого размера.

Учитывая опыт очистки бурового раствора на первом этапе ис-

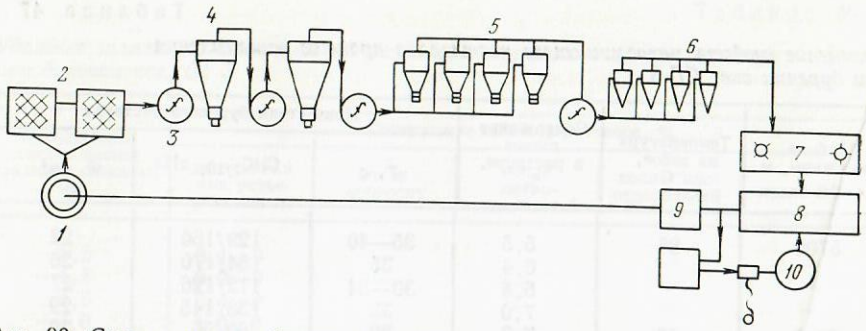


Рис. 90. Схема очистки бурового раствора на втором этапе бурения опытной скважины:

1 — скважина; *2* — вибросита СВС-2; *3* — центробежный насос; *4* — пескоотделитель ГЦ-350; *5* — пескоотделитель ГЦ-150×4; *6* — илоотделитель ГЦ-75×10; *7* — емкость с механическими перемешивателями; *8* — приемная емкость ІЕР-24; *9* — буровой насос; *10* — агрегат для добавок бентонита

пытания, была задана новая система очистки (рис. 90), смонтированная на базе двух емкостей ЕР-40, разделенных перегородками на отсеки. Из отсека под виброситом раствор подавался центробежным насосом для очистки в первый пескоотделитель ГЦ-350 и сливался в следующий отсек, откуда поступал во второй пескоотделитель ГЦ-350, и т. д. Так последовательно раствор проходил все стадии очистки. Такая схема циркуляции позволила исключить хаотичную очистку раствора, отрегулировать режим работы гидроциклонов на удаление определенных фракций шлама и тем самым повысить эффективность системы очистки в целом. Режим работы гидроциклонов подбирался экспериментально путем изменения напора питания, размеров питающих, сливных и песковых насадок. Характеристика работы системы тонкой очистки полимерного раствора с малым содержанием твердой фазы на втором этапе испытаний представлена в табл. 48.

Таблица 48

Характеристика работы системы тонкой очистки ПБР с малым содержанием твердой фазы

Агрегаты, входящие в систему очистки	Тип агрегата	Давление, МПа	Пропускная способность, л/с	Размер граничного зерна удаляемого шлама, мкм
Вибросито*	СВ-2	—	>60	500—1000
Пескоотделитель	ГЦ-350	0,25	44	200—250
То же	ГЦ-350	0,3—0,4	52	100—150
»	ГЦ-150×4	0,15—0,20	38	80—100
Илоотделитель	ГЦ-75×10	0,23—0,26	46	40—50

* Вибросито имело экран с размером отверстий 1×1 мм.

На стадии подготовки к испытаниям полимерного раствора с малым содержанием твердой фазы наряду с созданием системы тонкой очистки были внесены дополнительные необходимые усовершенствования в систему вспомогательного оборудования для приготовления и обработки бурового раствора.

Для приготовления бентонитовых растворов была разработана конструкция гидроэлеватора. Основным его узлом является эжекторное устройство, работающее от бурового насоса. Создаваемое в смесительной камере разрежение засасывает воздух, вместе с которым поступает глинистый материал. При этом целиком ликвидируется пылеобразование. Гибкий рукав позволяет легко перемещать приемную бадью к месту загрузки. Производительность агрегата составляет 0,5 т/мин. С помощью гидроэлеватора можно производить обогащение раствора глинопорошком, утяжеление раствора, а также строго дозированную обработку раствора порошкообразными реагентами при циркуляции через скважину.

Для приготовления гидролизованного метаса и других полимеров использовалась высокоскоростная механическая мешалка типа ГКЛ-2М, из которой полимерный реагент перекачивался в дозировочную емкость, откуда самотеком подавался во всасывающую линию буровых насосов. Дозировочная емкость была оборудована контрольно-измерительными устройствами, позволяющими контролировать расход реагента и его уровень в емкости.

Приемные емкости насосов дополнительно к гидравлическим перемешивателям типа 4УПГ были оборудованы механическими перемешивателями типа ПМ, которые обеспечивают лучшие условия для равномерной обработки раствора реагентами.

Испытания полимербентонитового раствора с регулируемым содержанием твердой фазы проводились в интервале бурения 7063—7648 м в два этапа. Цель испытаний состояла в том, чтобы оценить возможности селективной флокуляции тонких шламов и соответственно очистки раствора, влияние высоких забойных температур на качество и стабильность раствора, показатели бурения по сравнению с малоглинистым раствором и др. Для того чтобы проверить флокуляцию тонких шламов, на первом этапе испытания в реальных условиях использовали бывший в употреблении малоглинистый раствор, который содержал 6 % бентонита и такое же количество илистого шлама. Этот раствор разжижали водой и обрабатывали метасом. Метас вводился в виде водно-щелочного раствора 5 %-ной концентрации при соотношении сухого метаса и щелочи 1 : 0,2. В начальный период обработки, когда концентрация метаса в растворе достигла 0,07 %, отмечалось резкое повышение вязкости, связанное с образованием полимербентонитовой структуры.

После того как концентрацию метаса довели до рассчетной, вязкость снизилась от 90 до 26 с. Статическое напряжение сдвига за 1 мин равнялось нулю, но по мере выдержки раствора в покое наблюдалось интенсивное упрочнение структуры, что было обусловлено влиянием забойной температуры в скважине. Последую-

Изменение показателей бурового раствора в процессе бурения опытной скважины

Интервал бурения, м	Обработка бурового раствора	Показатели бурового раствора				
		ρ, г/см³		T, с		
		на устье скважины	после очистки	на устье скважины	после очистки	Ф, см³
7063—7072	Разжижение водой и обработка метасом (0,25%)					
7072—7097	То же	1,07	1,05	21—26	29—33	12—13
7097—7108	»	1,06	1,05	22—35	31—46	11—12
7108—7120	»	1,06	1,05	29—34	25—29	11—11,5
7120—7134	»	1,06	1,05	28—40	24—30	10
7134—7144	»	1,06	1,05	26—34	21—27	9—10
7144—7155	»	1,06—1,07	1,05	32—40	22—26	9—11
7155—7165	Добавка бентонита	1,06—1,07	1,05	35	25	7,5—11
7165—7175	То же	1,07	1,07	34—45	23—27	10—11
7175—7594	»	1,07	1,06	40	25	10
7194—7202	»	1,07	1,06	35—40	22—26	9,5
7202—7224	»	1,07	1,06	30- 35	19—22	10—11
7224—7243	»	1,06	1,06	33—40	22—26	11—13
7243—7250	»	1,06	1,06	38—39	25	9—12
7250—7256	»	1,07	1,07	39—40	27	9—10
7256—7263	»	1,07	1,06	39—40	23—24	10—11

Примечание. Температура на забое скважины 140° С.

щее изменение показателей полимербентонитового раствора в процессе бурения показано в табл. 49. Несмотря на низкую вязкость раствора, шламового осадка при дохождении долота до забоя не отмечалось, вследствие быстрого упрочнения структуры в растворе. Вместе с тем значительно улучшились условия выделения шлама на поверхности. На стадии тонкой очистки за счет флокуляции илистых фракций шлама было достигнуто снижение содержания твердой фазы на 2 %. В пересчете на объем раствора, находящегося в исследовании, это составляет около 8 т шлама, который был удален из раствора в начальный период. Далее в процессе бурения концентрация твердой фазы поддерживалась на уровне 7—8 %, так как поступающий шлам полностью удалялся.

Чтобы оценить возможность флокуляции глинистого материала, при циркуляции, в раствор вводился имеющийся в наличии бентонит. На выходе из скважины часть его (около 10 %) удалялась из раствора в виде флокул совместно со шламом. По-видимому, в составе бентонита имелись примеси небентонитовой глины. Остальная часть бентонита, представленная монтмориллонитами,

Таблица 49

в интервале 7063—7263 м

Показатели бурового раствора						Очистка раствора: 1 — ГЦ-350, 2 — ГЦ-350, 3 — илоотделитель, 4 — ВШТ
$СНС_{1/10}$, дПа		pH	Содержание твердой фазы, %			
на устье скважины	после очистки		на устье скважины	после очистки	в том числе бентонита	
0/0—0/5	0/20—0/28	9,4—9,6	9,6—10,0	7,6—8,0	5,0	1, 2, 3
0/80—0/50	0/50—0/65	9,1—9,4	8,7—9,5	7,6—8,0	5,0	1, 2, 3
0/39—0/96	0/115—0/96	9,4—9,5	8,9—9,0	7,8—8,5	5,0	1, 2, 4
0/50—6/139	0/80—0/115	9,3—9,4	7,7—9,3	6,6—8,2	5,0	1, 2, 4
0/50—0/115	0/70—0/126	9,2—9,4	7,7—9,6	6,6—8,1	5,0	1, 2, 3
0/50—0/103	0/70—0/90	9,2	8,7—9,4	6,6—8,1	5,1	1, 2, 3
10/40—16/60	0/40—6/60	9,2	8,6—9,1	6,6—7,5	5,0	1, 2, 3
10/55—16/74	9/15—9	9,2	9,5—10	9,4—9,6	5,3	1, 2
0/45—16/64	3/45—13/58	8,8—8,9	9,0—9,1	9,0—9,1	5,3	1, 2
10/55—103/20	—	8,9	10,4—11,0	9,3—10,3	5,3	1, 2, 3
13/48—60/106	3/45—70	8,9	9,6—10,0	8,5—9,3	5,3	1, 2, 3
10/50—58/90	6/45—80	8,6—8,9	8,8—9,3	8,8—9,0	5,3	1, 2
29/70—90/136	13/58—83/113	8,8	8,9—9,7	8,9—9,2	5,3	1, 2
26/67—99/129	26/64—64/96	8,3	10,4	10,5	5,3	1, 2
99/129	77/109	8,7	10,5—10,6	9,4—10,0	5,3	1, 2, 3

полностью перешла в раствор. При этом содержание твердой фазы увеличилось на 0,3 %, несколько изменились СНС и pH и ухудшилась очистка раствора. Ухудшение очистки было связано с тем, что часть метаса потребовалась для стабилизации добавочного количества бентонита, а часть его была израсходована на флокуляцию шлама, вместе с которым он удалялся из раствора. Поэтому для поддержания оптимальной очистки необходимо периодически производить дополнительную обработку раствора или непрерывно дозировать количество метаса в процессе бурения. При отключении агрегатов тонкой очистки также наблюдалось повышение концентрации твердой фазы в растворе.

В процессе испытаний температура на забое скважины составляла 140 °С. Несмотря на это, показатели раствора в течение всего периода бурения оставались без изменений. Результаты по буримости в однотипных пачках пород показали, что по сравнению с малоглинистым раствором, при прочих равных условиях, было достигнуто увеличение проходки на долото на 16 % и механической скорости бурения на 48,4 %. Отмечается снижение давления

Таблица 50

Влияние концентрации твердой фазы на износостойкость сменных деталей буровых насосов

Интервал бурения, м	Тип бурового раствора	Содержание, %		Система очистки	Время работы сменных деталей насоса, ч			
		ТФ	В том числе ГФ		Поршень	Втулка	Шток	Клапан в сборе
1785—5369	Глинистый	35—40	15—20	Модернизированная, включающая вибросита СВ-2 с двойным экраном и два пескоотделителя ГЦ-1350	83,2	113	98,8	22,6
5369—6600	Малоглинистый	20	5—6	То же	93,2	118,6	96,8	42,4
6600—7263	Малоглинистый	12	5—6	То же, плюс илоотделитель	107,8	190	114	48
6963—7263	Полимерный раствор с малым содержанием твердой фазы	7—8	5—5,3	То же	160	339	330	55

Примечание. ТФ — концентрация твердой фазы; ГФ — концентрация глины.

на буровых насосах (в среднем на 2 МПа) за счет улучшения реологической характеристики раствора. Малая концентрация твердой фазы и высокая степень очистки раствора позволили также значительно снизить абразивный износ бурового оборудования и инструмента. В табл. 50 приведены данные, показывающие время работы сменных деталей буровых насосов У8-7м в условиях гидравлической нагрузки, возрастающей по мере углубления скважины.

После окончания первого этапа испытаний полимербентонитовый раствор с малым содержанием твердой фазы, оставленный в скважине, которая находилась в течение полутора лет на консервации, не претерпел существенных изменений и после расконсервации находился в работоспособном состоянии и имел следующие показатели:

Плотность, г/см³	1,06
Условная вязкость, с	21
Фильтрация, см³	14—15
Статическое напряжение сдвига, дПа	60/75—75/100
pH	9,2—10,5
Отстой, %	0

Это характеризует его высокую стабильность во времени.

Перед началом второго этапа бурения скважины была проведена экспериментальная проверка эффекта Томса. Бурильная колонна, оснащенная долотом была спущена до забоя на глубину 7263 м. Старый буровой раствор был вытеснен из скважины и заменен новым, приготовленным из иджеванского бентонита (концентрация твердой фазы — 5,5 %). После выравнивания исходный раствор был обработан метасом из расчета 0,17 % на один цикл циркуляции. При введении метаса контролировалось давление в насосах. Диаграмма показывает, что при неизменной подачи бурового насоса давление в системе до обработки метасом находилось на уровне 16—17 МПа, а после обработки метасом снизилось до 12 МПа.

Другим характерным примером эффекта Томса может служить снижение давления в гидроциклоне после обработки раствора метасом (табл. 51).

На втором этапе испытаний полимербентонитового раствора с малым содержанием твердой фазы предусматривалось проверить

Таблица 51

Влияние метаса на давление в гидроциклоне

Состав бурового раствора	Вязкость бурового раствора по СПВ-5, с	Давление в гидроциклоне, МПа
Бентонитовый раствор, не обработанный матасом, содержащий 5,5% ТФ	40—50	0,26—0,24
То же, после обработки 0,17% метаса	45—65	0,18—0,17

Изменение показателей бурового раствора в процессе бурения опытной скважины

Интервал бурения, м	Обработка бурового раствора, %		Показатели бурового раствора			
	метас	СМАД-1	ρ, г/см³	T, с	η, мПа·с	τ_0, дПа
7263—7286	0,07	—	1,04	38—165	10,9—20,6	46,0—60,2
7286—7308	0,07	—	1,04	30—77	16,3	61,6
7308—7324	0,07	—	1,04	27—41	15,6	56,9
7324—7341*	0,07	—	1,05	44	17,4	81,0
7341—7367	0,14	2	1,05	31—44	10,9—11,9	76,5—85,0
7367—7396	0,14	2	1,05	38—145	10,1—12,9	94,0
7396—7410	0,14	2	1,05	48—95	12,8	118
7410—7445	0,12	—	1,05	68—124	11,2—13,6	110—126
7445—7462**	—	—	1,05	33—62	10,2—11,9	93—114
7462—7487**	—	—	1,04	45—100	11,9—12,2	124—141
7487—7506**	—	—	1,04	43—190	8,7—11,2	152—176
7506—7525**	—	—	1,04	28—55	5,0—9,7	102—129
7525—7547**	—	—	1,04	33—53	7,0—11,2	82—125
7547—7561	0,13	—	1,04	34—90	10,9—12,4	116—142
7561—7583*	—	—	1,06	30—48	15,6	113
7583—7603	0,06	3,5	1,06	31—56	10,4—16,3	95,5—104
7603—7631	0,06	3,5	1,06	26—46	9,7—13,2	56—118
7631—7648	0,06	3,5	1,06	34—85	6,7—17,2	101—163

* Бентонитом.
** Разжижение водой.

Примечание. Температура на забое 145° С.

возможность регулирования реологических и структурно-механических показателей раствора в процессе бурения с помощью добавок метаса и бентонита, выявить влияние добавок метаса и бентонита на эффективность очистки раствора.

Изменения показателей бурового раствора в процессе бурения в интервале 7263—7648 м приводятся в табл. 52, в которой показано, что добавки бентонита и СМАД-1 позволяют регулировать вязкость и прочность структуры в растворе. Введение метаса в количестве 0,05—0,15 % через 50—100 м проходки создают условия для флокуляции мелких частиц шлама, в результате чего повышается степень очистки раствора. Если концентрация метаса в растворе обеспечивает эффективную флокуляцию шлама, то уже на стадии пескоотделителя ГЦ-150×4 из раствора удаляется более 95 % выбуренной породы. При разжижении раствора водой наблюдается некоторое снижение вязкости и увеличение водоотдачи, однако при этом заметно улучшается качество очистки раствора.

Большое внимание в процессе бурения уделялось реологическим показателям раствора. Для улучшения очистки ствола скважины в кавернозных зонах отношение $\tau_0/\eta_{пл}$ в растворе поддерживалось

Таблица 52

в интервале 7263—7648 м

Показатели бурового раствора			Содержание твердой фазы, %			Очистка раствора: 1—ГЦ-350, 2—ГЦ-350, 3—ГЦ-150×4, 4—илоотделитель
$СНС_{1/10}$, дПа	Ф, см³	pH	на устье	после очистки	в том числе бентонита	
14/43—49/94	8—10	8,2—8,8	5,9	5,5—5,6	5,5	1, 2, 3
9/26—23/65	9—12	8,6—9,3	6,3—6,5	5,8—6,0	5,5	1, 2, 3
5/26—9/35	10,5—13	10,5—9,2	6,4	6,1—6,0	5,5	1, 2, 3
40/68—54/91	13	8,3—8,6	7,1—7,8	6,8	6,5	1, 2, 3, 4
23/54—91/117	12—14	8,3—9,2	7,4—8,0	6,6—6,7	6,5	1, 2, 3, 4
105/105—197/216	10—11,5	6,9—7,9	7,5—8,0	6,8—6,9	6,5	1, 2, 3, 4
114/138—146/160	9—11	7,5—8,0	8,0	7,0	6,5	1, 2, 3
165/165—200/240	8,5—10,0	7,8—8,2	7,0—8,1	6,8	6,5	1, 2, 3, 4
60/86—134/145	9—12	8,3—8,6	7,8—8,6	6,5—6,9	6,2	1, 2, 3, 4
123/138—173/197	12—12,5	8,2—8,4	7,7—8,0	6,4—6,5	6,0	1, 2, 3, 4
77/114—143/180	13—16	7,9—8,4	7,3—8,0	6,0—5	5,4	1, 2, 3, 4
60/124—180/204	14—16,5	8,2—8,4	6,1	5,3	5,0	1, 2, 3
62/114—117/146	14—18	8,5—9,3	5,7—6,0	5,3—5,1	5,0	1, 2, 3, 4
132/152—185/225	15—19	8,1—8,9	5,7	5,0	5,0	1, 2, 3
30/99—48/120	17	8,7	8,2	8,0	7,6	1, 3, 4
17/80—45/129	16	8,5—9,0	8,2—8,4	7,8—8,0	7,6	1, 3, 4
20/186—43/111	12—14	8,2—9,2	8—8,6	8—8,6	7,6	1, 3, 4
45/120—90/159	12—13	8,4—8,7	9,0—8,8	8,0—8,8	7,6	1, 2, 3

на уровне 10 и более. Эффективная вязкость раствора при температурах и скоростях сдвига, которые имели место в скважине по данным, полученным на высокотемпературном реометре, изменялась от 5 до 500 мПа·с. Влияние высокой забойной температуры практически не отражалось на водоотдаче и стабильности раствора. Условная вязкость (текучесть) выходящего на устье скважины раствора изменялась от 30 до 300 с в зависимости от подачи бурового насоса.

Подача насоса, л/с	10	20	30	40	50	60
Условная вязкость, с	109—250	90—190	75—155	50—90	30—45	25—30

Основные результаты

Промысловые испытания трехступенчатой системы очистки бурового раствора, включающей илоотделитель, центрифугу и вертикальный шламовый отстойник, показали, что 80—96 % высокодиспергированной выбуренной породы может быть удалено из раствора.

Применение полимербентонитового раствора с малым содержанием твердой фазы при бурении опытной скважины в интервале 7063—7648 м позволило установить, что за счет селективной флокуляции тонкодисперсной части выбуренной породы можно обеспечить полную очистку раствора и в результате этого поддерживать заданную концентрацию твердой фазы в растворе.

Использование раствора с малым содержанием твердой фазы обеспечило улучшение показателей бурения. Было достигнуто увеличение средней проходки на долото на 16 %, а механической скорости бурения на 48,4 %. При этом в 3 раза снизился абразивный износ деталей буровых насосов и трубобуров. Реологические свойства раствора обеспечивали качественную очистку забоя и ствола скважины.

Условный суммарный экономический эффект от применения полимерного раствора с малым содержанием твердой фазы в сравнении с обычным глинистым раствором и стандартной системой очистки составил при бурении опытной скважины в интервале 7063—7648 м 444 тыс. руб.

Испытания полимербентонитового раствора с малым содержанием твердой фазы подтвердили, что главными отличительными особенностями промывочных растворов этого класса являются: 1) низкая плотность, за счет невысокой концентрации твердой фазы, позволяющая преодолеть гидростатическое давление забоя в процессе бурения. В необходимых случаях плотность раствора может быть увеличена добавками барита; 2) оптимальная реология, которая отличается сильно выраженной зависимостью вязкости от скорости сдвига и характером структурообразования при обычных и высоких температурах, что создает возможность улучшить очистку забоя и ствола скважины, а также обеспечить необходимую удерживающую способность бурового раствора; 3) селективная флокуляция, позволяющая агрегатировать тонкодисперсные частицы выбуренной породы до извлекаемого размера, что обеспечивает полную очистку раствора в трехступенчатой системе, включающей: вибросито — пескоотделитель — илоотделитель; 4) показатель фильтрации раствора, отличающейся тем, что на стенках скважины формируется тонкая и плотная глинополимерная корка, а в забойных условиях обеспечивается быстрое выравнивание перепада давлений под долотом (в 2—3 раза интенсивнее, чем у обычных глинистых растворов). Этим объясняется положительное влияние растворов с малым содержанием твердой фазы на буримость горных пород; 5) высокая термостойкость (до 200—220 °С), обусловленная присутствием полимеров акрилового ряда и свойствами самой системы, не подвергающейся загустеванию при высоких температурах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Андерсон Б. А., Шарипов А. У., Минхайров К. Л.* Полимерные буровые растворы за рубежом. — Бурение, 1980, № 5, с. 47.

2. *Волок В. И., Гулейчук В. С., Андрусяк А. Н.* Буровые растворы, применяемые при проводке скважин на площадях объединения «Укрнефть» — Бурение, 1978, № 7, с. 21—24.

3. *Гарян С. А., Лимановский В. М.* Обработка буровых растворов полиакриламидом и кремнийорганической жидкостью. — Нефтяное хозяйство, 1982, № 8, с. 12—14.

4. *Горшков Г. Ф., Глачев И. Г., Глебов В. А.* Эффективность регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе. — Бурение, 1977, № 6, с. 27—29.

5. *Головко В. Н.* Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов, М., Недра, 1978.

6. *Денисенко В. В.* Способ определения содержания и состава твердой фазы в буровых растворах. — Бурение, 1980, № 6, с. 10—15.

7. *Иванников В. И., Дедусенко Г. Я., Липкес М. И.* Полимер-бентонитовые растворы с малым содержанием твердой фазы и опыт их применения. — Труды ВНИИБТ, вып. XIV, 1979, с. 30—36.

8. *Катона И.., Мольнар Е.* Опыт применения бентонитовых полимерных буровых растворов в ВНР. — Труды ВНИИБТ, вып. XLV, 1979, с. 37—45.

9. *Кистер Э. Г., Дедусенко Г. Я.* Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы — Бурение, 1973, № 6, с. 5—8.

10. *Колодкова Н. М., Дедусенко Г. Я., Липкес М. И.* Буровые растворы на основе полимеров — Труды ВНИИБТ, вып. XL, 1977, с. 39—48.

11. *Колодкова Н. М.* Структурообразование в системах растворов на основе биополимера, влияние температуры на их реологические свойства. — Труды ВНИИБТ, вып. 55, с. 26—30.

12. *Крысин Н. И., Мавлютов М. Р.* Эффективность применения буровых растворов пониженной плотности. — Бурение, 1981, № 10, с. 15—17.

13. *Пеньков А. И.* Влияние полимеров на ингибирование глин. — Бурение, 1979, № 5, с. 24.

14. *Резниченко И. Н., Денисенко В. В., Горбачев Н. А.* Технология очистки буровых растворов и регулирования содержания в них твердой фазы. М., ВНИИОЭНГ, 1976.

15. *Роджерс В. Ф.* Состав и свойства промывочных растворов. М., Недра, 1976.

16. *Шарипов А .У., Андерсон Б. А., Минхайров К. Л.* Применение силикатно-полимерного раствора при бурении скважин. — Нефтяное хозяйство, 1981, № 4, с. 19—23.

17. *Щеголевский Л. И.* Комплекс реологических критериев для определения технологических характеристик буровых растворов. — Труды ВНИИБТ, вып. 50, 1981, с. 68—76.

18. *Brouning W. C., Chesser B. G.* Polymerpolyelectrolyte drilling Sluid system I — Petrol Technology, 1972, 24 october, pp. 1255—1263.

19. *Chatterji I., Borchardt I. K.* Applications of Water-Soluble Polymer in the Oil Field J. Petrol Technology, 1981, v. 33, N 11, p. 2042—2056.

20. *Clark R. K.* Polyacrilamide/Pottassiumchloride mud for drilling water-sensitive shales J. Petrol Technology, 1976, 28, June, p. 719—727.

21. *Clenderin G. P.* How Mud Filtration mechanos affect the drilling operation. Drilling DCV, 1979, v. 40, N 4, august, p. 92—94.

22. *Darley H.C.H.* Petroleum Engineer, 1976, november, N 13, vol. 48.

23. *Dedusenko G. J., Kolodkova N. M., Lipkes M. J.* Untersuchung des biopolymer XC der damit nergestellten. Bohrspülungen Zeitschrift für angewandte geologie, Heft, 1979, N 5, s. 269.

24. *Hutchinson S. O., Anderson G. W.* What to consider when selecting drilling fluids World Oil, 1974, X, v. 179, N 5, p. 83—88, 90—94.

25. *Nelson M. D.* Drilling impedance of mud solids World Oil february 1, 1975, v. 180, N 2, p. 55—60.

26. *Ricard G.* Fluids inhibes. Fluids faibe teneur en solids. Forages 1975, X—XII, N 69, p. 67—95.

27. *Szabari K.* UVR Anwendung von Polymerspülingen auf Bohrfeldern der Ungarischen Volksrepublik. Zeitschrift für Ungarischen Volksrepublick, B, 27, 1981, 1, s. 48—49.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава I. Характеристика растворов с малым содержанием твердой фазы 5

§ 1. Краткий обзор работ, обусловивших создание растворов с малым содержанием твердой фазы 5
§ 2. Характеристика полимерных реагентов для растворов с малым содержанием твердой фазы 8
§ 3. Состав и свойства растворов с малым содержанием твердой фазы 13
§ 4. Регулирование свойств и состава растворов с малым содержанием твердой фазы и эффективность их применения . . . 21
§ 5. Недиспергированные растворы с малым содержанием твердой фазы высокой плотности 24
§ 6. Безглинистые, или полимерные, буровые растворы . . . 28

Глава II. **Полимербентонитовые растворы на основе отечественных акриловых полимеров** 42

§ 1. Стабилизация бентонитовых суспензий акриловыми полимерами 42
§ 2. Свойства полимербентонитовых растворов 50
§ 3. Методы физико-химической очистки полимербентонитовых растворов 62

Глава III. **Разработка и исследование полимерных буровых растворов** 77

§ 1. Некоторые сведения о процессах комплексообразования . . 77
§ 2. Биополимерный реагент БП-1 80
§ 3. Безглинистые буровые растворы на основе БП-1 96
§ 4. Полимербентонитовые растворы на основе биополимера БП-1 106

Глава IV. **Перспективы применения растворов с малым содержанием твердой фазы** 113

§ 1. Сведения о растворах с малым содержанием твердой фазы, использующихся в отечественном бурении 113
§ 2. Значение очистки бурового раствора при бурении скважин . 120
§ 3. Характеристика оборудования для очистки бурового раствора 125
§ 4. Технология очистки бурового раствора 133
§ 5. Контроль за очисткой бурового раствора 139
§ 6. Опыт совместного использования механической очистки и селективных флокулянтов для регулирования содержания твердой фазы в полимербентонитовых растворах 145

Список литературы 158