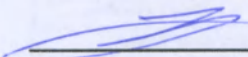


СОГЛАСОВАНО:

Председатель профкома

Жирновского нефтяного техникума


В.И. Чернецкий

30.12.2020 г.



УТВЕРЖДАЮ:

Директор

Жирновского нефтяного техникума


Е.В. Дорошенко

30.12.2020 г.



Инструкция

по применению химреагентов для обработки буровых растворов

ИОТ-БР-28

Оглавление

1. Инструкция по безопасной работе со стеклянной посудой и ампулами	3
2. СТРУКТУРООБРАЗОВАТЕЛИ	4
3. ПОНИЗИТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ	5
КМЦ (Карбоксиметилцеллюлоза)	6
КМК (Карбоксиметилированный крахмал)	8
КМЦ-ТС (Термосолестойкий реагент)	8
КССБ (Конденсированная сульфитно-спиртовая барда)	9
КССБ-2М	10
ГИПАН (гидролизированный полиакрилонитрил)	11
Унифлок	12
AquaPAC® LV (Низковязкая полианионная целлюлоза)	12
СУРАН- полимер полиакрилата натрия	13
«РАС R» и «РАС XL» Модифицированные полианионные полимеры	14
«ПАЦ-Н» и «ПАЦ-В» Полианионные целлюлозы	15
4. РЕГУЛЯТОРЫ ВЯЗКОСТИ	15
ФХЛС (феррохромлигносульфонат)	17
ТПФН $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ (Триполифосфат или декаоксотрифосфат натрия)	17
НТФ Нитрилтриметилфосфоновая кислота	17
Техника безопасности.	18
«ВПРГ» полимер акрилового ряда	18
CYDRIL 4000 и 5300	18
5. РЕГУЛЯТОРЫ ЩЕЛОЧНОСТИ	20
Гидроксид натрия (NaOH каустическая сода)	20
Гидроксид калия (KOH)	21
6. ИНГИБИТОРЫ ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСТРУКЦИИ	22
ХРОМПИК ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) термостабилизирующая добавка	23
7. ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТАЦИИ И НАБУХАНИЯ ГЛИН	23
Жидкое стекло (силикат натрия или калия)	23
KCl (Хлорид калия)	24
ГКЖ-11Н (гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость)	24
7. СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ	25
Графит	26
Глитал	27
Политал	27
ДСБ-МГК - присадка смазочная и противоприхватная	27
ФК-2000 Плюс	29
Glidex	30
«ИКФРИ»	30
Пеногасители	31
ТБФ (трибутилфосфат технический)	32
ГЛИНЫ И ГЛИНОПОРОШКИ	33
УТЯЖЕЛИТЕЛИ	47

1. Инструкция по безопасной работе со стеклянной посудой и ампулами.

1. *Стекло — хрупкий материал, имеющий малое сопротивление при ударе и незначительную прочность при изгибе. Применение физической силы при работе со стеклянными деталями связано с опасностью их поломки. Особенно велико бывает искушение применить усилие при разъединении заклинивших шлифов, вынимании пробок, насаживании резиновых шлангов на отверстия большего диаметра. Однако во всех этих случаях лучше недооценить прочность стеклянной детали, чем переоценить ее. Вероятность ранения рук пропорциональна усилию, приложенному к стеклянной детали.*
2. Ни при каких обстоятельствах нельзя допускать нагревания жидкостей в закрытых колбах или приборах, не имеющих сообщения с атмосферой, даже в тех случаях, когда температура нагрева не превышает температуру кипения жидкости.
3. **Категорически запрещается использовать посуду, имеющую трещины или отбитые края.** Острые края стеклянных трубок следует немедленно оплавить в пламени горелки. Неоплавленные края стеклянных трубок опасны не только как источник травм — со временем они перерезают надетые на них резиновые шланги, особенно тонкостенные, что может послужить причиной аварии.
4. Работы, при проведении которых возможно бурное течение процесса, перегрев стеклянного прибора или его поломка с разбрызгиванием горячих или едких продуктов, должны выполняться в вытяжных шкафах на противнях; по месту работ следует устанавливать прозрачные предохранительные щитки. Работающий должен надеть защитные очки или маску, перчатки и резиновый фартук.
5. При смешивании или разбавлении веществ, сопровождающемся выделением тепла, следует пользоваться термостойкой или фарфоровой посудой.
6. Стеклянную посуду (тонкостенные химические стаканы и колбы из обычного стекла) запрещается нагревать на открытом огне без асбестированной сетки.
7. При переносе сосудов с горячей жидкостью следует пользоваться полотенцем или другими материалами, сосуд при этом необходимо держать обеими руками: одной — за горловину, а другой — за дно. Большие химические стаканы с жидкостью нужно поднимать только двумя руками так, чтобы отогнутые края стакана опирались на указательные пальцы.
8. Нагревая жидкость в пробирке, необходимо держать последнюю так, чтобы отверстие было направлено в сторону от себя и соседей по работе.
9. Посуда, хранящаяся в рабочем столе или шкафу, должна содержаться в порядке, мелкие детали — в неглубоких коробках в один слой на вате. При выдвижении ящиков стола посуда не должна ударяться друг о друга. Если посуда не имеет своего постоянного места, хранится неаккуратно, в тесноте, она неизбежно бьется, что повышает вероятность травм.
10. **Недопустимо убирать осколки разбитой посуды незащищенными руками!** Осколки необходимо убирать с помощью щетки и совка.
11. Стеклянные приборы и посуду больших размеров можно переносить только двумя руками. Крупные (более 5 л) бутылки с жидкостями переносят вдвоем в специальных корзинах или ящиках с ручками. Поднимать крупные бутылки за горло запрещается.
12. Запаянную ампулу вскрывают только после охлаждения ниже температуры кипения запаянного вещества: после охлаждения ампулу заворачивают в какую-либо ткань (не использовать полотенце!), затем делают надрез ножом или напильником на капилляре и отламывают его.
13. Все операции с ампулами до их вскрытия следует проводить не вынимая их из защитной оболочки в вытяжном шкафу, надев защитные очки или маску.
14. Чтобы избежать травмирования при резании стеклянных трубок, сборке и разборке приборов и узлов, изготовленных из стекла, необходимо соблюдать следующие меры безопасности:
 - ☐ ломать стеклянные трубки небольшого диаметра после надрезки их напильником или специальным ножом для резки стекла, предварительно защитив руки какой-либо тканью (не использовать полотенце!);
 - ☐ просверленная пробка, в которую вставляют стеклянную трубку, не должна упираться в ладонь, ее следует держать за боковую поверхность; стеклянная трубка при этом должна быть предварительно смазана глицерином или смочена водой;
 - ☐ нельзя сильно сжимать трубку, ее необходимо держать как можно ближе к вставляемому в пробку концу.
15. Колбу или другой тонкостенный сосуд, в который вставляют пробку, следует держать за

горлышко по возможности ближе к устанавливаемой пробке, защищая при этом руку какой-либо тканью.

16. Тонкостенную посуду (колбы, пробирки) следует укреплять в лапках лабораторного штатива осторожно, слегка поворачивая вокруг вертикальной оси или перемещая вверх-вниз.
17. Для нагревания жидкости пробирку запрещается наполнять более чем на треть. **Недопустимо нагревать сосуды выше уровня жидкости, а также пустые сосуды с каплями влаги внутри!**
18. При нагревании стеклянных пластинок необходимо сначала равномерно прогреть весь предмет, а затем проводить местный нагрев.
19. Обезвреживание и удаление остатков веществ из химической посуды необходимо производить по возможности сразу же после освобождения посуды. При обезвреживании и мытье посуды необходимо надевать защитные очки, перчатки, фартук. Посуду следует обезвреживать в вытяжном шкафу.
20. При мытье посуды надо обязательно надевать резиновые перчатки, а в случае использования агрессивных жидкостей — защитные очки или маску, фартук из химически стойкого материала.
21. При мытье посуды щетками (ершами) следует направлять дно сосуда только от себя или вниз.
22. С точки зрения техники безопасности, шлифы, безусловно, предпочтительнее резиновых пробок. В то же время заклинивание конусных шлифов — сравнительно частое явление. Разъединение же заклинивших шлифов с применением физической силы — опасная процедура, нередко приводящая к поломке деталей и, как следствие, к травмам. Чтобы разъединить шлифованное соединение или вынуть плотно притертую пробку рекомендуется осторожно нагреть внешний шлиф над пламенем спиртовки так, чтобы внутренний шлиф не успел прогреться. Внутренний шлиф осторожно покачивают в разные стороны, прилагая основное усилие вдоль оси шлифа. Руки при этой операции обязательно защищают полотенцем, пальцы держат по возможности ближе к шлифу. Нельзя прилагать усилие к изогнутым частям разъединяемых деталей. Если результат не достигнут с первого раза, после охлаждения шлифов операцию следует повторить. **Нельзя прибегать к нагреванию, если сосуд содержит горючую или легковоспламеняющуюся жидкость!** Если шлиф заклинило в результате кристаллизации попавшего на его поверхность вещества, рекомендуется замочить шлиф на несколько часов в жидкости, хорошо растворяющей данное вещество. После того как жидкость проникнет в зазор между шлифами, соединение тщательно обтирают снаружи и, если оно не разъединяется обычным способом, прибегают к нагреванию.

Практика показывает, что гораздо проще и безопаснее заранее предотвратить заклинивание шлифов, чем заниматься разъединением деталей. Залог безотказной работы шлифованных соединений — использование только хорошо притертых шлифов и правильное применение смазки.

2. СТРУКТУРООБРАЗОВАТЕЛИ

Биополимеры – ксантовые смолы: Сабоксан, Поликсан, Флоксан, ХВ-Полимер, Дуовиз.

Основное назначение биополимеров - обеспечение высоких реологических свойств раствора (ПВ, ДН СНС_{1/10}), удерживающей и выносящей способности. Биополимеры зарекомендовали свою эффективность во всех типах буровых растворов на водной основе, включая утяжеленные, соленые и соленасыщенные растворы, растворы на основе морской воды, различные жидкости заканчивания.

Основной особенностью биополимеров является уникальный реологический профиль - значительное увеличение вязкости раствора при низких скоростях течения, низкая вязкость при скоростях сдвига, плоская хрупкая структура СНС. Жидкости с подобными свойствами иногда называют растворами с «обратной» вязкостью, т.е. когда абсолютная величина динамического напряжения превышает пластическую вязкость. Как следствие, такие растворы обладают низкой эффективной вязкостью при высоких скоростях течения (внутри буровой колонны, забойного двигателя, сквозь насадки долота), что позволяет снизить потери давления и увеличить гидродинамическую мощи долоте или ЗД, увеличить скорость проходки. При низких скоростях

течения (кольцевое пространство желоба, емкости) эффективная вязкость раствора значительно увеличивается, что благоприятно сказывается на качестве очистки ствола скважины и удерживающей способности раствора.

При обработке раствора биополимеры рекомендуется медленно вводить в рабочую емкость через смесительную воронку для предотвращения образования комков и сгустков (эффект «рыбий глаз»). Рекомендуемая скорость введения в раствор - один мешок в 10-15 минут. Время распускания реагента в растворе зависит от температуры, солености раствора и скорости перемешивания.

Рекомендуемая концентрация биополимера в растворе зависит от требуемой вязкости раствора и колеблется от 0.7 до 6 кг/м³ для большинства растворов. При приготовлении специальных жидкостей (фрезерование, капитальный ремонт и т.п.) может потребоваться увеличить концентрацию реагента до 11 кг/м³.

В пресных безглинистых растворах реагент сохраняет эффективность до 120°C. Термостабильность биополимера может быть увеличена добавлением соли, антиоксиданта, специальных стабилизаторов. Ксантовые смолы биоразложимы, поэтому при длительном использовании или хранении рекомендуется добавить в раствор небольшое количество бактерицида.

3. ПОНИЗИТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ

Большинство понизителей фильтрации относится к полимерам с достаточно гидрофильной поверхностью, представляющих собой анионоактивные поли- электролиты природного (крахмал, смолы), полусинтетического (производные крахмала и КМЦ) и синтетического (акрилаты) происхождения, обладающие в жидком виде псевдопластичными (тиксотропными) свойствами, т.е. при увеличении сдвигаемых напряжений происходит снижение вязкости. Макромолекулы веществ, состоящие из многочисленных элементарных звеньев (мономеров) одинаковой структуры называются полимерами, а из разнородных звеньев - сополимерами. При этом их атомы связаны прочной химической (ковалентной) связью, а молекулярная масса составляет от 5000 до 1000000 и более. В этом разделе рассматриваются полимеры только органического происхождения, которые при повышенных температурах (> 100°C) и минерализации по NaCl 5-10% подвергаются частичной термоокислительной деструкции (разложению) и десорбции с поверхности твердых частиц, что приводит к росту фильтрации, снижению вязкости и повышенному расходу полимеров. Рост фильтрации происходит за счет разрушения фильтрационной корки высвобождаемой иммобилизованной водой, а также за счет частичной гидрофобизации твердых частиц бурового раствора от добавок ПАВ и электролитов. Это явление связано также с меньшей агрегативной устойчивостью глины в результате укрупнения ее частиц и глобулизацией реагентов под влиянием солей. При максимальной солености реагенты меньше подвержены температурному воздействию. Механизм действия полимеров заключается в адсорбции на положительно заряженных ребрах глинистых частиц с созданием защитной сольватной оболочки, повышения вязкости дисперсионной среды и полного или частичного связывания воды. Это проявляется в снижении проницаемости глинистой корки за счет заполнения пустот между глинистыми частицами или образования в них сопряженной полиминеральной структуры.

При этом полимерная пленка ослабляет коагуляционные процессы при воздействии на буровой раствор различных электролитов. Наиболее термостойкими являются карбоцепные полимеры акрилового ряда, а их стабилизирующая способность зависит от молекулярной массы и гидрофильно-гидрофобного баланса молекулы. Многие полимеры, особенно с относительно низкой молекулярной массой (КМЦ 75-400, крахмал) взаимодействуют с частицами глины и удерживаются на их поверхности в основном за счет относительно слабых водородных и вандерваальсовых сил связи, которые даже при невысокой температуре нарушаются с ухудшением эффективности реагентов.

Следует также учесть, что некоторые полимеры недостаточно адсорбируются на поверхности глинистых частиц в пресных суспензиях, но хорошо адсорбируются в минерализованных суспензиях и улучшают стабилизацию последних. Добавка отдельных полимеров в глинистые суспензии с низким содержанием глины приводит к стабилизационному разжижению, а в высококонцентрированные глинистые суспензии - к загустеванию. Полимеры при растворении в пресной воде набухают с образованием гелей и коллоидных растворов, а в минерализованной воде степень их набухания меньше. При этом растворимость реагентов происходит до определенной молекулярной массы или концентрации, выше которой избыточная часть вещества не растворяется. Причем растворимость полимеров и способность их к диссоциации зависит от наличия

поливалентных солей и pH среды, который должен быть в пределах 8-10. Полимеры, проявляющие высокую солестойкость, как правило, нетермостойки, и наоборот, и чем лучше снижают фильтрацию минерализованных растворов, тем сильнее их разжижают. Большинство полимеров снижают осмотические процессы с различной степенью эффективности. Все вещества — осушители влаги, обладающие гигроскопичностью, способны связывать значительное количество воды без большого ущерба для других параметров раствора (CaCl_2 и др.). В процессе приготовления бурового раствора на водной основе и его использования при $t > 60^\circ\text{C}$ необходимо перед вводом полимеров и биополимеров добавлять 0.1 % импортного или 0.2% российского бактерицида, и через каждые 7 дней -10-20% от первоначальной добавки, для предупреждения их ранней деструкции и повышения стабильности параметров. Свойства понизителей фильтрации, называемых иначе стабилизаторами, кратко изложены ниже.

КМЦ (Карбоксиметилцеллюлоза)

КМЦ представляет собой натриевую соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты, получаемой при взаимодействии щелочной целлюлозы с монохлоруксусной кислотой или монохлорацетатом натрия. Выпускается в виде нетоксичного порошка или волокон белого, или кремового цвета с насыпной массой 600-800 кг/м³, истинной плотностью 1700 кг/м³. КМЦ относительно медленно растворяется в холодной воде и значительно быстрее при добавке 1% сульфанола от массы КМЦ. При этом КМЦ в воде набухает за счет иммобилизованной воды из раствора с образованием полиминеральной коагуляционно-тиксотропной структуры с изменением структурно-механических свойств. Свойства КМЦ и пригодность ее для практических целей определяются степенью полимеризации (СП) и степенью замещения (СЗ). СП характеризует способность КМЦ снижать фильтрацию, чем она выше (700-1300), тем лучше эффективность КМЦ. СЗ характеризует растворимость КМЦ и устойчивость к солям жесткости. При СЗ = 60-80 — лучшая растворимость, а при СЗ = 90-136 — высокая устойчивость КМЦ к солям жесткости ($> 12,0$ г/л). Применяется в России с 1950г, производится для бурения КМЦ и его модификации со СП = 400-1200 и СЗ = 60-100 содержанием основного вещества 48-55%, а за рубежом — от 470 до 1300, от 77 до 136 и от 53 до 100% соответственно. Причем средневязкие марки КМЦ (СП=400) используются для снижения фильтрации пресных и слабоминерализованных (до 5% NaCl) растворов с большим содержанием твердой фазы и высокой плотностью при температуре до 80°C и добавках от 0.5 до 2%. При этом реологические свойства буровых растворов изменяются незначительно.

Высоковязкие марки КМЦ и его модификации могут использоваться практически в любых растворах на водной основе при полной минерализации по NaCl, температуре до 180°C и добавках от 0.5 до 2.0%. При этом, чем выше СП, тем меньше должно быть в растворе твердой фазы, иначе будет возрастать условная вязкость и связанные с ней проблемы. КМЦ наиболее эффективна при pH=8-10, а при pH<6 и наличии поливалентных солей выпадает в осадок, что связано с частичным переходом КМЦ из хорошо растворимой натриевой в труднорастворимую водородную (кислотную) форму. При pH=11 и более КМЦ свертывается от избытка щелочи и также выпадает в осадок. При повышенных температурах, начиная с 80°C , происходит термоокислительная деструкция КМЦ, при этом высоковязкие марки переходят в средневязкие, последние - в низковязкие с полной потерей эффективности обработки. Уменьшить деструкцию и повысить термостойкость на $30-60^\circ\text{C}$ можно путем удаления кислорода с помощью добавок в раствор различных антиоксидантов: 1.2-2.0% малотоксичных моно-, ди- и триэтаноламинов. 0.1-1.5% ионола, 0.05-2.0% сульфита натрия (Na_2SO_3), 0.25-2.5% сульфида натрия Na_2S , 0.05-1.5% тетрабората натрия (бура $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$), НТО или АМ - 5. МАС - 200 до 0.1 -0.3%. Термостойкость КМЦ — 500, 600, 700 в пресных растворах составляет 140, 160, 180°C , а при наличии в растворе 0.5% ионов Ca^{2+} 120, 130 и 150°C соответственно. Данное содержание ионов Ca^{2+} соответствует наличию 1.38% CaCl_2 , пересчет которого ведется путем деления молекулярной массы CaCl_2 , на молекулярную массу иона Ca^{2+} . $(110.99 : 40.08) \cdot 0.5 = 1.38\%$. Поэтому содержание ионов Ca^{2+} для всех марок КМЦ должно быть не более 0.2%, или 0.55% CaCl_2 . Одним из способов повышения солестойкости КМЦ к поливалентным солям является его модификация различными добавками с совершенствованием технологии производства. В настоящее время в России освоен выпуск полианионной целлюлозы различных марок, являющейся более эффективным (лучше очистка) вариантом КМЦ, данные о которой показаны ниже

№№ п/п	Наименование показателей	Марки ПАЦ		
		ПАЦ-Н	ПАЦ-В	ПАЦ-УН

1	Массовая доля воды, % не более	12	12	12
2	Динамическая вязкость 2%-ного раствора ПАЦ при 25 °С, мПа·с	20-40	>200	10-20
3	Степень замещения	0.95-1.2	0.95-1.2	0.95-1.2
4	Массовая доля основного вещества, % не менее	45	45	45
5	Водородный показатель 1%-ного раствора ПАЦ	8-12	8-11	8-11
6	Номер ТУ	2231-01532957739-02		

Суспензии КМЦ и его модификации имеют высокую условную вязкость при очень низких скоростях сдвига, которая резко снижается с повышением температуры. Так при 100°С вязкость суспензии почти в 5 раз меньше, чем при 22°С. При этом в высокоминерализованных растворах, обработанных КМЦ, практически отсутствует тиксотропность, т.е. СНС равно нулю. Для достижения структуры в таких растворах можно использовать палыгорскитовый глинопорошок, биополимеры (получаются под действием бактерий из ксантановой смолы), глинистую пасту, или щелочную «затравку». «Затравка» представляет собой смесь асбеста и каустической соды в соотношении 1:4. На 1 м «затравки» расходуется 50 кг асбеста 5 или 6 сорта, или 100-200 кг 7 сорта и 200 кг каустической соды или 913л с $\rho=1.20$ г/см³, при этом смесь перемешивается и выдерживается не менее 4-х часов. Добавка такой «затравки» составляет 2-4% (20-40 л/м³ раствора), что соответствует 0.1-0.2% асбеста и 0.4-0.8% NaOH на 1 м³ бурового раствора (50-20/1000-1 кг; 200-20/ 1000-4 кг или 913-20/1000=18,2 л и т.д.). Механизм влияния NaOH на волокна асбеста заключается в их набухании и образовании бруситового слоя на поверхности. В то же время применение «щелочной затравки» в полимерсолевых, эмульсионных и растворах на углеводородной основе нежелательно, из-за ее низкой эффективности, особенно при 80°С.

Обработка бурового раствора осуществляется путем ввода реагента в циркулирующий раствор в виде предварительно приготовленного водного раствора 1-5%-ной концентрации (50-250 кг КМЦ на 5 м³ воды). Время перемешивания водного раствора - до 1 часа, до полного растворения КМЦ. Оптимальная концентрация КМЦ для пресных растворов 0,2-0,5 %.

Техническая характеристика КМЦ-7 и КМЦ-9 по ТУ 2231-017-32957739-02

Наименование показателей	Марки КМЦ					
	КМЦ-7			КМЦ-9		
	Н	С	В	Н	С	В
Массовая доля воды, % не более	10	10	10	10	10	10
Степень замещения (СЗ)	0.6-0.8	0.6-0.8	0.6-0.8	0.8-1.0	0.8-1.0	0.8-1.0
Массовая доля основного вещества в сухом техническом продукте, %, не менее	53	53	53	50	50	50
Динамическая вязкость водного раствора с массовой долей КМЦ 2% при 25°С, мПа·С,	10-40	40-100	>100	10-40	40-100	>100
Водородный показатель (рН) водного раствора с массовой долей КМЦ 1%,	8-12	8-12	8-12	8-12	8-12	8-12
Степень полимеризации, не менее				500	500	500

Примечание.

1. КМЦ-7 соответствует ранее выпускаемой марке 75/400, а КМЦ-9 марке 85/500, 85/600, 85/700.
2. Буквы Н, С, В обозначают низковязкая, средневязкая и высоковязкая КМЦ выпускает ЗАО «Полицелл», г. Владимир..
3. КМЦ 75/400, 85/500-700 выпускает также завод строительных материалов «Полимер», г. Екатеринбург, ОАО «Полиэкс» г. Бийск, ОАО «Октябрь» г. Нижний Новгород (хлопковая целлюлоза).

КМЦ нетоксична, невзрывоопасна, негорюча; при действии открытого огня обугливается. При попадании на слизистые оболочки дыхательных путей и глаз капли КМЦ могут вызвать их раздражение, во избежание которого требуется немедленное промывание водой пораженных участков.

КМК (Карбоксиметилированный крахмал)

КМК представляет собой бело-желтый порошок, с содержанием основного вещества не менее 60%, влажностью не более 12.5%, легко диспергирующийся в воде любой минерализации. Получается он в результате химической реакции этерификации КМЦ и крахмала с предварительным биоразложением последнего и отличается универсальностью применения. Может использоваться при температуре до 120°C в пресных (до 14 дней) и высокоминерализованных растворах при наличии двухвалентных солей, при этом вязкость растворов остается в пределах нормы, а СНС в минерализованных растворах равно нулю.

Динамическая вязкость водного геля с массовой долей КМК 4% при 25°C составляет от 60 до 300 мПа·с марки Н и свыше 300 мПа·с марки В, степень замещения (СЗ) не менее 0.3, а рН не менее 10. Добавка КМК составляет 0.5-2%, а совместно с ССБ (0.5-1.0%), значительно уменьшается, при этом КМК не подвержен ферментативному разложению. КМК выпускается по ТУ 2262-01632957739-01 ЗАО «Полицелл» г. Владимир и является самым эффективным из сложных эфиров крахмалов России.

Пример. Рассчитать количество компонентов при приготовлении крахмального клейстера, например, 8:2, добавке крахмала 3% для обработки 200 м³ бурового раствора.

Расход крахмала $20 \times 3 / 100 = 6 \text{ т}$

Расход крахмального клейстера $8:2 \ 100 \times 6 / 8 = 75 \text{ м}^3$.

Расход кристаллической каустической соды $2 \times 75 / 100 = 1.5 \text{ т}$ или $1.5 \times 100 / 200 = 0.75\%$.

Расход жидкой каустической соды с $\rho = 1.40 \text{ г/см}^3$

в 1 м³ NaOH с $\rho = 1.40 \text{ г/см}^3$ содержится 517.86 кг кристаллической NaOH, тогда объем NaOH с $\rho = 1.40 \text{ г/см}^3$ составит $1.5 \times 1000 / 517.86 = 2.9 \text{ м}^3$.

КМЦ-ТС (Термосолестойкий реагент)

Представляет собой продукт реакции этерификации целлюлозы с дополнительным введением модифицирующих добавок, предназначенный для регулирования структурно-реологических и фильтрационных показателей всех типов буровых растворов на водной основе. Реагент КМЦ-ТС отличается повышенной термоустойчивостью, солеустойчивостью, улучшенными капсулирующими и ингибирующими свойствами.

Условное обозначение термосолестойкого реагента при заказе: «ПОЛИЦЕЛЛ КМЦ-ТС» ТУ 2231-009-32957739-99.

КМЦ-ТС должен соответствовать требованиям технических условий и изготавливаться по технологической документации, утвержденной в установленном порядке.

По своим свойствам КМЦ-ТС должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице

Наименование показателя	Норма	Метод испытания
1. Внешний вид	Порошкообразный или волокнистый материал	по п. 5.1
2. Массовая доля воды, %, не более	12	ГОСТ 16932
3. Степень замещения по карбоксиметильным группам	0,65-0,80	по п. 5.3
4. Массовая доля основного вещества в абсолютно сухом продукте, %, не менее	48	по п. 5.4
5. Вязкость водного раствора с массовой долей абсолютно сухого вещества 2% при температуре $(25,0 \pm 0,1)^\circ\text{C}$, мПа·с, не менее	25,0	по п. 5.5
6. Растворимость в воде, %, не менее	97,0	по п. 5.6
7. Водоотдача бурового раствора с массовой долей полимера 1% после прогрева при 160 °C в течение 8 ч, см ³ не более	10	по п. 5.7.

Примечание: показатель водоотдача глинистого бурового раствора см^3 «не более» 10 – гарантируется предприятием - изготовителем продукции и определяется при контрольных проверках.

КМЦ-ТС упаковывают: в бумажные трех-четырёхслойные мешки по ГОСТ 2226 (в районы Крайнего Севера должна производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 15846 полиэтиленовые мешки по ГОСТ 17811, в полипропиленовые мешки по ГОСТ 30090 с полиэтиленовым вкладышем по ГОСТ 17811 или пленочным вкладышем по ТУ 6-52-18-90.

При транспортировании КМЦ-ТС воздушным транспортом груз необходимо упаковывать в транспортную тару (бочки, барабаны, шпредированные мешки), а первичной упаковкой могут быть полиэтиленовые мешки. Горловина которых заварена машинным способом.

Маркировка должна быть хорошо видимой и разборчивой. Цвет краски, используемой для маркировки должен быть контрастным цвету тары. Маркировка наносится:

-на полиэтиленовые, полипропиленовые, бумажные мешки, пластмассовую тару -печатным способом (машиной или по трафарету) или приклеивается (приваривается) к ним этикетка (ярлык), или этикетка (ярлык) вкладывается в отдельный пленочный пакет и приваривается к упаковке снаружи. Транспортная маркировка - по ГОСТ 14192 с нанесением манипуляционного знака «Бойтся сырости» и знаков опасности по ГОСТ 19433 класс 9. подкласс 9.2.

КМЦ-ТС не обладает токсическим действием. При попадании пыли КМЦ-ТС на слизистые оболочки верхних дыхательных путей и глаз может возникнуть их раздражение, которое исчезает после смыва водой. КМЦ-ТС не обладает кумулятивной способностью, невзрывоопасен.

ПДК КМЦ-ТС в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс опасности по ГОСТ 12.1.007).

Аэрозоль КМЦ-ТС пожароопасна, температура воспламенения 240°C . Температура самовоспламенения 560°C . Нижний предел воспламенения не менее 500 мг/м^3 .

Работу в аварийных случаях (пожар и т.п.) следует проводить в противогазах.

Все производственные и складские помещения должны быть обеспечены противопожарным оборудованием и средствами пожаротушения (вода, асбестовое полотно, песок, пены), иметь приточно-вытяжную вентиляцию. Места пылевыделения должны быть оборудованы местными вентоотсосами. Рабочие, занятые на операциях пересыпания и дозирования КМЦ-ТС, должны выполнять работу в респираторах и защитных очках в спецодежде - хлопчатобумажном костюме. По окончании работы лицо и руки необходимо вымыть водой.

При производстве КМЦ-ТС твердые отходы отсутствуют. Возможны просыпи КМЦ-ТС, которые собирают и возвращают в производство. Пыль КМЦ-ТС на операциях пересыпания улавливается в циклонах. КМЦ-ТС предъявляют к приемке партиями. За партию принимают однородное по характеристикам и одного сорта продукцию, сопровождаемую одним документом о качестве.

Каждая партия КМЦ-ТС должна сопровождаться паспортом. Паспорт должен содержать следующие сведения:

наименование продукции и ее марку;

номер партии;

дату изготовления;

вид упаковки;

количество мест;

массу нетто;

показатели качества продукции;

заключение о соответствии продукции требованиям технических условий.

Паспорт должен быть подписан начальником цеховой лаборатории.

КМЦ-ТС, упакованный в мешки, должен храниться в сухих закрытых складских помещениях (земляной пол не допускается), исключающих попадания влаги и паров кислот.

КССБ (Конденсированная сульфитно-спиртовая барда)

Представляет собой продукт конденсации отходов целлюлозно-бумажного производства. Выпускается четырех марок: КССБ, КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4

Все марки КССБ представляют собой порошкообразные материалы с растворимостью в воде не менее 90% и влажностью не более 10%, темнокоричневого цвета, $\rho=1,39-1,42 \text{ г/см}^3$. Водородный показатель 1%-ных растворов $\text{pH}=7-9$ для первых трех марок КССБ, для КССБ4 6-6.5.

Основное назначение КССБ - регулирование фильтрационных, структурно-механических, реологических свойств буровых растворов. Наиболее эффективно применение КССБ в растворах $pH=9,5-10,5$, при этом наблюдается максимальное снижение фильтрационных и структурно-механических свойств раствора. КССБ применяется для обработки пресных буровых растворов при температуре до $150^{\circ}C$. В слабоминерализованных растворах термостойкость снижается. Конденсированные лигносульфонаты во всем интервале концентраций обуславливают снижение набухания негидратированных глин. При увеличении концентрации от 0,05% до 2,0% величина набухания снижается в 1,5 раза. Дальнейший рост содержания КССБ не изменяет характера и интенсивности процесса. Одним из существенных недостатков всех марок КССБ является высокая пенообразующая способность, вследствие высокой поверхностной активности. Для ликвидации и предупреждения вспенивания растворов при добавках реагентов необходимо применение пеногасителей. Обработка растворов пеногасителями производится одновременно с вводом КССБ. Для этих целей используют ТБФ, 1 ИАС 200, Т-66(80), полиметилсилоксаны, дизельное топливо. Применение совместно с КССБ высокомолекулярных стабилизаторов (особенно акриловых) способствует значительному повышению стойкости пены и росту расхода пеногасителей на её разрушение. Наиболее эффективно использование комплексной дегазации растворов: ввод пеногасителей с одновременной работой технических средств дегазации.

КССБ совместима с большинством применяемых реагентов для обработки буровых растворов. Если ранее раствор был обработан гуматами, то перед вводом КССБ раствор обрабатывают кальцинированной содой и разбавляют свежим необработанным раствором, или осаждают гуматы вводом небольшого количества смеси извести и каустической соды (1: 1) до достижения $pH=10$. Оптимальные добавки реагентов зависят от минерализации раствора и требуемой величины фильтрации:

для пресных	-1-5% КССБ
для минерализованных по NaCl	-5-7% КССБ
для минерализованных по CaCl ₂	-5-7% КССБ

КССБ-2М

Конденсированная сульфит-спиртовая барда, представляющая собой продукт конденсации натриевого лигно-сульфоната в кислой среде, с фенолом и нейтрализованным гидроксидом натрия, предназначен для снижения фильтрации пресных, слабоминерализованных (по NaCl), известковых, гипсовых и хлоркальциевых растворов. Реагент выпускается в виде порошка светло-коричневого цвета, термостойкость в пресных системах до $150^{\circ}C$ в слабоминерализованных, и хлоркальциевых до $80^{\circ}C$ при добавке 2-4%. Термостойкость КССБ-2М может быть повышена добавками хроматов, НТФ, АМ-5 и МАС-200 до 0.05-0.1%. Положительными свойствами реагента является его высокая стойкость к ионам кальция (до 3%), работа при $pH=7-9$, а также образование тонкой, плотной в нижнем слое фильтрационной корки пониженной липкости. При добавке КССБ-2М 2.0% и более в виде порошка возможно цементирование буровых растворов, поэтому необходимо применять пеногаситель, а в жидком виде 10-25%-ной концентрации с $\rho=1.04-1.12 \text{ г/см}^3$ образование пены незначительное в первом случае и отсутствует во втором. КССБ-2М совместима со всеми органическими полимерами, кроме флотореагента Т-80 (Т-92) при их раздельном вводе. Механизм данного явления заключается в адсорбционном антагонизме (когда один реагент мешает работать другому), поэтому их необходимо вводить совместно при pH раствора 7 и менее и только потом увеличивать pH . КССБ-2М низкого качества, так как производится из сульфитных щелоков натриевого типа и выпускается НПП «Азимут», г. Уфа по ТУ 17-06-325-97 и в п. Карабулак, Ингушетия.

Основные характеристики КССБ-2М и технические требования приведены в таблице

Наименование показателей	Норма
Влажность, %, не более	10
Растворимость в воде, %, не менее	90
pH 1%-ного раствора в пределах	7-9
Условная вязкость 30%-ного раствора, с	15-25
Фильтрация 30%-ного раствора, см ³	10-15

Бурение из-под кондуктора начинается на технической воде. После наработки естественного

глинистого раствора (при забое 1000 метров) к его объему вводится заранее приготовленный в блоке приготовления водный раствор КМЦ 1,5%-ной концентрации (60 кг КМЦ к 4 м³ технической воды). Дальнейшее увеличение объема глинистого раствора производится вводом 0,15 % водного раствора КМЦ (1,5 кг. КМЦ на 1 м³ воды). К концу первого долбления в блоке приготовления должен быть приготовлен 1% водный раствор КССБ (40 кг. КССБ на 4 м³), которым обрабатывается полный объем бурового раствора.

В дальнейшем, буровой раствор во время каждого последующего долбления обрабатывается также 1% водным раствором КССБ (10 кг КССБ на 1 м³ воды). Возможно вспенивание раствора, обработанного раствором КССБ. Эффект вспенивания увеличивается при повышении плотности раствора. Чтобы не допустить вспенивания раствора, продолжительность циркуляции раствора с момента окончания ввода КССБ до начала подъема инструмента должна быть не менее двух циклов.

Порошкообразная КССБ является не токсичным, но легко пылящим продуктом вследствие мелкости частиц. Рабочие, занятые обработкой бурового раствора КССБ или приготовлением из него жидкого реагент, необходимо обеспечивать спецодеждой, респираторами и противо- пыльными очками для защиты органов дыхания и глаз.

ГИПАН (гидролизованный полиакрилонитрил)

Впервые применен в России в 1961 г. для снижения фильтрации пресных, известковых, слабоминерализованных растворов (до 5% NaCl) и приготовления ВУС. Гипан получается в процессе гидролиза полиакрилонитрила каустической содой, при этом выделяется запах аммиака, отсутствие которого предопределяет проверку качества гипана в лабораторных условиях. Гипан представляет собой вязкую темно-желтоватую жидкость 8-10%-ной концентрации с плотностью 1.05-1.07 г/см³, pH — 12 и более или порошок желтоватого, кремового или розового цвета с влажностью 10%, который можно применять в товарном виде или в виде раствора 10%-ной концентрации с $\rho = 1.05 \text{ г/см}^3$. Гипан как и другие акриловые полимеры образует с глинистыми частицами прочные полимерглинистые структуры за счет хелатных связей и полимерные мембраны, частично предотвращающие гидратацию пород. Гипан-2 обладает лучшей стабилизирующей способностью, чем Гипан-1, но при обработке больше возрастает вязкость. Добавка гипана в пресные растворы при 30°C составляет до 0.15% (на сух.) или 1.0-1.5% жидкого, при 100-120°C до 0.75%, при Реагенты на основе акриловых полимеров 150°C до 2%. При использовании слабоминерализованных растворов расход гипана увеличивается в несколько раз, а термостойкость составляет не более 100°C. Оптимальный защитный эффект гипан проявляет при pH = 10-11, при больших и меньших значениях которого происходит коагуляция глинистых частиц, особенно в пресных растворах при повышенных температурах. Для предотвращения этого явления используются добавки хромпика, НТФ до 0.02% или МАС-200, АМ-5 до 0.1%. В слабоминерализованных растворах, наоборот, наблюдается некоторое снижение вязкости и статического напряжения сдвига. Поскольку гипан, как и другие акриловые полимеры очень чувствителен к поливалентным солям, слабая минерализация фильтрата по NaCl позволяет повысить предел устойчивости гипана к ним в 2 раза. При этом даже наличие в растворе до 7.0% NaCl или KCl приводит к конформационному изменению молекул полиакрилонитрильных реагентов, вследствие чего последние сворачиваются в клубок и частично или полностью теряют эффективность. Так, в пресных растворах допустимое содержание ионов кальция не более 0.1%, а в слабоминерализованных до 0.2%, но даже в этих случаях требуется предварительная обработка раствора кальцинированной содой или фосфатами из расчета на каждые 0.1 % ионов кальция около 0.2% кальцинированной соды (см. прил. 17). Гипан чувствителен также к концентрации твердой фазы, при наличии в растворе которой более 10%, а также после утяжеления происходит резкое повышение вязкости, которое может быть устранено предварительным разбавлением раствора водой или добавками 0.02-0.05% НТФ в виде 2-5%-ной концентрации. Однако более высокое содержание твердой фазы способствует повышению эффективности работы гипана, поэтому добавки понизителей вязкости наиболее предпочтительней.

Жидкий гипан, как и другие жидкие реагенты, в зимних условиях замерзает, поэтому требуется его подогрев с ухудшением качества реагента. При длительном хранении (>3 мес.) качество жидкого гипана также ухудшается, для предотвращения которого необходимо вводить 0.5-1.0% хромпика к объему реагента.

Гипан совместим с другими понизителями фильтрации, при этом эффективность комбинированной обработки значительно выше, чем каждого реагента в отдельности

Техническая характеристика гипана

Наименование показателей	Норма			
	Гипан-1	Гипан-2	Марка А	Марка В
1. Внешний вид	жидкость		Серо-желтый порошок	
2. Массовая доля воды, % не более			10	15
3. Массовая доля сухого остатка, % не менее	15	10		
4. Растворимость в воде	полная		полная	
5. Динамическая вязкость 1%-ного раствора, мПа·с, не менее	10-22	22-40	15	10
6. Водородный показатель 1 %-ного раствора, pH	Около 12		9-12.5	9-12.5
7. Фильтрация пресного раствора, содержащего 5% бентонита и 0.4% гипана, см ³ , не более	8	7	5	6
8. Номер стандарта	ТУ 46-01-166-89		ТУ 2458-258-05757593-99	

Гипан выпускает завод Оргсинтез «Ока» г. Дзержинск, Нижегородская область.

Унифлок

Химический реагент « Унифлок » относится к полимерам акрилового ряда, представляет собой порошок оранжевого, иногда кремового цвета хорошо растворимый в воде. Поставляется в полиэтиленовых мешках весом 30 кг. Водный раствор его имеет щелочную реакцию (0,1%-ный раствор «Унифлок» имеет pH=11), раствор совместим с КМЦ, КССБ.

Применяется в качестве загустителя буровых растворов при бурении под кондуктор. Первоначальная обработка заключается во вводе 25 кг «Унифлок», предварительно растворенного в 4 м³ технической воды в блоке обработки раствора. Растворение химического реагента следует производить до получения однородной массы в течение 30 минут во избежание плохо растворимых комков. Водный раствор « Унифлока » вводится в объем приготовленного глинистого раствора в количествах, требуемых до получения ИТП параметров бурового раствора.

Дальнейшие добавки «Унифлок » производятся по мере снижения вязкости бурового раствора в процессе бурения кондуктора, загрузки « Унифлок » составляют 5 кг на 4 м³ технической воды.

При значительном повышении вязкости буровой раствор обрабатывается 20-40- кг. КССБ или 20 кг « Оксила ».

Общий расход реагента « Унифлок » на скважину составляет 50-100 кг. Так как химический реагент « Унифлок » является щелочным, при работе с ним следует применять меры предосторожности - общие для работы с щелочами (очки, резиновые рукавицы, спецодежда).

AquaPAC® LV (Низковязкая полианионная целлюлоза)

Реагент AquaPAC® LV – высококачественный полимер, с низкой молекулярной массой, низковязкий, добавление лишь небольшого количества эффективно снижает показатель фильтрации, улучшает качество глинистой корки, пресных и соленых (KCl) растворов на водной основе с высоким содержанием твердой фазы, флокулированные или загрязненные системы, повышает смазывающую способность, стабилизирует реологические параметры буровых растворов, не допуская роста вязкости.

AquaPAC® LV должен вводиться в перемешивающее оборудование медленно и равномерно с помощью обычного смесителя для буровых растворов. Необходимо избегать всасывания полимера в загрузочную воронку, приводящему к образованию комков, что снижает эффективность.

Показатели AquaPAC® LV в буровых растворах с твердой фазой



Соли одновалентных металлов, таких как натрий и калий, совместимы с полимером практически при любой концентрации. Соли двухвалентных металлов, таких как кальций и магний допускаются ($\text{Ca}^{++} < 1000\text{ppm}$, $\text{Mg}^{++} < 2500\text{ppm}$) полимером AquaPAC® LV в нижнем ($< 9,5$) диапазоне pH. При более высоких значениях pH, устойчивость к этим солям ослабевает. Устойчивость AquaPAC® LV к загрязняющим примесям повышается, если первоначально растворить полимер в воде, а затем добавлять его в систему.

Разжижение под воздействием температуры может стать заметным при температуре выше 30°C , а термическая деструкция - при температуре более 121°C . Для оптимальной температурной стабильности pH бурового раствора должен поддерживаться в диапазоне 7,0-9,0. Жидкости, содержащие AquaPAC® LV, с учетом этих факторов, могут успешно использоваться при температурах свыше 177°C , что превосходит соответствующие значения для других полианионных целлюлоз и КМЦ.

AquaPAC® LV не является токсичным продуктом. При использовании продукта необходимо соблюдение общепринятых правил промышленной гигиены. Мокрые полы, где рассыпался продукт, могут стать скользкими, его следует сразу подмести.

AquaPAC® LV упаковывается в многослойные крафт-бумажные мешки по 22,68 кг, промаркированные, сложенные на поддоне для удобной транспортировки. Продукт поставляется из США, Европы и Дальнего Востока.

СУРАН- полимер полиакрилата натрия

СУРАН используется для осуществления контроля за водоотдачей в буровых растворах. СУРАН является высокоэффективной уникальной добавкой для буровых растворов, служащей для контроля за водоотдачей. Являясь полимером полиакрилата натрия со средней молекулярной массой и значительным распределением анионного заряда, СУРАН отлично функционирует как в дисперсионных растворах с высоким и низким содержанием вещества в твердой фазе, так и в недисперсионных системах.

Особенности

СУРАН обладает следующими отличительными особенностями:

- способствует образованию прочной глинистой корки в стволе скважины и контролю за водоотдачей.
- стабилизирует и контролирует характеристики раствора в недисперсионных системах.
- эффективен при температурах в забое скважины до 450°F , способствуя обеспечению устойчивости бурового раствора в условиях воздействия на него высоких температур.
- снижает предельные динамическое и статическое напряжение сдвига бурового раствора, практически не влияя на величину его пластической вязкости.
- осуществляет контроль за водоотдачей бурового раствора, для которого необходимы большие количества воды для разбавления.
- эффективен для большинства систем на водной основе. Хотя наилучшие результаты

достигаются при применении СУРАН в системах на основе пресной воды, тем не менее, данный реагент хорошо подходит и для работы в растворах с концентрацией Ca^{++} , равной 500 промилле.

Функционирование

Элемент или молекула СУРАН абсорбируется на краю разломанных глиняных частиц, связывая их во всех направлениях, и образует в стволе скважины сеть полимерных глиняных пластинок. Взаимодействие полимера и глины приводит к образованию прочной, эластичной корки, обеспечивающей контроль за водоотдачей.

При низких концентрациях (0,1 фунтов/баррель) СУРАН флокулирует глину. При увеличении концентрации СУРАН до 0,25-0,50 фунтов/баррель, происходит нейтрализация зарядов и, через механизм взаимодействия с длинными полимерными цепочками, глина дефлокулирует. Наибольший эффект при этом достигается в недисперсионных буровых растворах, в которых обеспечиваются улучшенные предельные статическое и динамическое напряжения сдвига.

Типовые характеристики

Внешний вид	Сыпучие хлопья светло-желтого цвета
Растворимость в воде	Хорошо и быстро растворяется в воде
РН 15% водного раствора	9-10
Гигроскопичность	Низкая
Восприимчивость	Отсутствует
Упаковка	Многослойные бумажные мешки Вес нетто 50 фунтов

Токсичность

В результате испытаний СУРАН направленных на установление безопасной дозы вещества при его попадании внутрь и контактах с кожей, проведенных на молодых самцах крыс-альбиносов и кроликах, соответственно, было установлено, что величина LD_{50} при попадании внутрь и 24-часовых контактах с кожей СУРАН считается практически не токсичным.

В ходе проведения испытаний на кроликах, в связи с тем, что LD_{50} какого-либо заметного раздражающего воздействия вещества на кожу и глаза животных обнаружено не было. СУРАН для bluegill составляет около 681 мг/л, он считается продуктом с низкой токсичностью для рыб.

Внимание! Несмотря на достоверность информации и технических данных, содержащихся в настоящем документе, они не считаются обязательными и могут меняться. Кроме того, компания производящая этот продукт не несет какой-либо ответственности за соответствие выпускаемой продукции специфическим целям своих покупателей, которые должны самостоятельно провести испытания и исследования, направленные на определение пригодности химреагента СУРАН для их нужд.

«РАС R» и «РАС XL» Модифицированные полианионные полимеры

Представляют собой беловатый порошок, понизители водоотдачи, для всех типов буровых растворов на водной основе, а «РАС R» также комбинированный регулятор вязкости.

Объемная плотность - 150-300 кг/м³, легко растворимы во всех буровых растворах на водной основе. Термостойкость - Устойчив в лабораторных испытаниях до 150° С и в полевых условиях до 180° С.

Должны добавляться медленно и равномерно, через воронку, со скоростью не менее, чем 10-20 минут на мешок.. Нормальная доза РАС R составляет 2,9-4,3 кг/м³.

- РАС R действует как регулятор вязкости и дает жидкость, характеризующуюся уменьшением вязкости с возрастанием скоростей сдвига. А также хорошим значением отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости.
- РАС R используется также для контроля водоотдачи в системах на водной основе пресной или морской воды и, в отличие от традиционной карбоксилметилцеллюлозы (КМЦ), является

эффективным в насыщенных солевых растворах и магниевых рассолах. Он обнаруживает хорошую стойкость по отношению к загрязнению кальцием. Нормальная доза PAC XL составляет 3-11 кг/м³P

- PAC XL чрезвычайно эффективен в качестве понизителя вязкости и особенно полезен в утяжеленных буровых растворах. Он оказывает слабое диспергирующее действие, которое способствует контролю значений статического напряжения сдвига и улучшает качество фильтрационной корки. Продукт растворим в пресной воде, морской воде, растворах хлористого натрия и хлористого калия и проявляет хорошую стойкость по отношению к загрязнению кальцием.

PAC R и PAC XL поставляются в 25 кг бумажных мешках.

«ПАЦ-Н» и «ПАЦ-В» Полианионные целлюлозы

Представляют собой порошок или мелкозернистый материал от белого до кремового цвета понизители водоотдачи, для всех типов буровых растворов на водной основе, а «ПАЦ-В» также комбинированный регулятор вязкости.

Объемная плотность - 500-600 кг/м³, растворяются в воде при любой температуре, легко растворимы во всех буровых растворах на водной основе. Термостойкость - Устойчив в лабораторных испытаниях до 150° С и в полевых условиях до 180° С.

- «ПАЦ-Н» используется как понизитель водоотдачи. Эффективно регулирует водоотдачу, улучшает термостойкость бурового раствора. Эффективен при содержании NaCl и KCl до насыщения, стоек к агрессии солей кальция и магния, стабилен в диапазоне pH=6-14.

«ПАЦ-Н» следует добавлять в виде водного раствора 5% концентрации (≈ 40 кг/м³).

Нормальная доза составляет 1,0-5,0 кг/м³.

- «ПАЦ-В» используется для регулирования вязкости и водоотдачи. Придает растворам оптимальные структурно-реологические свойства и высокую выносящую способность, эффективно регулирует водоотдачу улучшает термостойкость бурового раствора. Эффективен при содержании NaCl и KCl до насыщения, стоек к агрессии солей кальция и магния, стабилен в диапазоне pH=6-14.

«ПАЦ -В» следует добавлять в виде водного раствора 2% концентрации (≈ 15 кг/м³).

Нормальная доза составляет 0,5-1,0 кг/м³.

«ПАЦ-Н» и «ПАЦ-В» поставляются в 25 кг бумажных мешках.

4. РЕГУЛЯТОРЫ ВЯЗКОСТИ

Рост вязкости и предельного статического напряжения сдвига (ПСНС) происходит из-за высокого содержания глинистой фазы, электролитов и повышенной температуры, а также дополнительной пептизации глинистых частиц химическим путем, механического диспергирования.

Существуют три вида ориентации пластин глины: ребро к ребру, грань к ребру и грань к грани. При отсутствии связи типа грани или ребра между пластинами глины, суспензия диспергирована с образованием в ней высокой вязкости и ПСНС. При контакте пластин глины ребром или гранями, суспензия флокулирована (точное название гетерокоагулирована) с образованием хлопьев или сгустков частиц глины и, как следствие, высокой вязкости. При высоком содержании глинистой фазы, частицы глины расположены очень близко друг к другу, при этом диффузные части их двойного электрического слоя (ДЭС) начинают взаимодействовать между собой и вынуждены ориентироваться в направлении, соответствующем минимальной свободной поверхностной энергии, т.е. параллельной ориентации частиц. Высокое структурообразование достигается, например, когда положительно заряженное ребро одной частицы располагается против отрицательно заряженной поверхности другой. Наличие одно- и поливалентных солей также приводит к росту вязкости и

ПСНС, особенно при высоком содержании глины. В этом случае начало агрегации глины проявляется при концентрациях соли даже ниже порога флокуляции. Наибольшая вязкость в 10%-ной бентонитовой суспензии отмечена при содержании 15% NaCl, что связано с дегидратацией бентонита, заменой ионов H^+ , присутствующих в обменном комплексе бентонита на ионы Na^+ и соответствующим снижением pH. Добавка 0.5% ионов Ca^{++} или $(111.0:40.08)-0.5 = 1.38\%$ $CaCl_2$ приводит к росту вязкости, ПСНС, а более 0.5%, наоборот, к их снижению и росту фильтрации, что связано с переходом натриевого бентонита в кальциевый, укрупнением частиц и уменьшением их гидратации.

Агрегации подвергаются в большей степени кальциевые и магниевые глины. При повышенных температурах также происходит агрегация частиц за счет интенсивного броуновского движения и их дегидратации. При вводе, кальцинированной соды, и механическом диспергировании, всегда наблюдается интенсивный рост вязкости и ПСНС, за счет разрушения крупных частиц на более мелкие и увеличению их контактов. Еще одним источником роста вязкости является связывание кальцинированной содой или фосфатами избыточного содержания поливалентных катионов, в результате которого дополнительно образуются нерастворимые в воде карбонаты. Так как высокие структурно-механические свойства буровых растворов отрицательно влияют на технико-экономические показатели бурения и уменьшают гидростатическое давление на пласт из-за «зависания» раствора, то для их снижения применяются специальные добавки, называемые понизителями вязкости (пептизаторами, или более точно - мицеллярными электролитами). Эти добавки способствуют уменьшению объемного расхода раствора, тиксотропного структурообразования, потребной суммарной гидравлической мощности насосов, потерь давления, суммарного противодействия в затрубном пространстве, возможности произвольного гидроразрыва. Ввод понизителей вязкости позволяет повысить расход бурового раствора на 16-18%, проходку на долото и механическую скорость. Механизм действия понизителей вязкости основан на уменьшении энергии взаимодействия глинистых частиц по контактам «ребро-ребро» и «ребро-грань» за счет их хемосорбции на положительно заряженных ребрах кристаллов с образованием нерастворимых солей или комплексов с алюминием, магнием и железом в глинистых частицах. Причем снижение вязкости зависит от массовой доли хемосорбированного глиной понизителя вязкости, а не от его концентрации в водной фазе. При диссоциации ионов натрия поверхность ребер приобретает отрицательный заряд, что препятствует структурообразованию за счет связей между положительно заряженными ребрами и отрицательно заряженными базальными поверхностями (гранями). При этом понизители вязкости натриевого типа (лигнин, фосфаты) могут применяться только в пресных растворах, так как они теряют эффективность при наличии избыточного количества различных солей. Механизм действия понизителей вязкости заключается в адсорбции и катионообмене между Fe^{2+} и Cr^{3+} лигносульфоната, Na^+ и Ca^{2+} глины, и в связи с чем они проявляют достаточно высокую солестойкость. Лигносульфонаты уменьшают набухание глин за счет образования полупроницаемой мембраны, снижающий проникновение жидкости к глинистым частицам и дают возможность получить недиспергированные растворы, в комбинации с ГКЖ-11Н. Лигносульфонаты являются эмульгаторами углеводородных жидкостей, а в щелочных растворах ведут себя как поглотители кислорода, снижая коррозию от сульфидного растрескивания. Понизители вязкости должны иметь относительно низкую молекулярную массу и гидрофилизировать поверхность частиц. Некоторые органические разжижители также способны защищать в обменном комплексе глин натрия и кальция. Понизители вязкости способствуют увеличению прочности и плотности глинистой корки, пептизируют глинистые частицы (поэтому нежелательно их применение при вскрытии продуктивных пластов), уменьшают их флокуляцию и коагуляцию и частично снижают фильтрацию буровых растворов при pH = 8-10. Минерализация и температура снижает эффективность разжижителей, термостойкость которых может быть повышена добавками хроматов, НТФ, АМ-5 и МАС-200, а также квасцов, извести и т.д.

Расход понизителей вязкости в буровом растворе происходит по следующим направлениям:

- на первоначальное насыщение поверхности глинистых частиц;
- на насыщение поверхности вновь образованных глинистых частиц в результате пептизации или диспергирования;
- потери реагента в связи с термоокислительной деструкцией и химическими реакциями при высоких температурах;
- потери со шламом при осаждении из раствора;
- избыточное содержание реагента, не влияющего на подвижность раствора.

За рубежом выпускаются понизители вязкости на основе акриловых полимеров с низкой

молекулярной массой, устойчивых к температуре до 150°C, причем их расход в 40 раз меньше лигносульфонатных разжижителей. Краткая информация об основных понизителях вязкости изложена ниже.

ФХЛС (феррохромлигносульфонат)

Получают путем обработки ССБ серноокислым железом и бихроматом натрия; ФХЛС представляет собой порошок коричнево-зеленого цвета, хорошо растворяющийся в воде, имеющий $pH = 4-4.5$ и предназначен для снижения вязкости и частично фильтрации пресных и среднеминерализованных (по $NaCl$ до 15%) растворов, а также растворов кальциевого типа и загрязненных цементом, антигидритами и поливалентными солями. Реальная термостойкость ФХЛС в пресных растворах составляет 160°C, так как здесь начинается его термоокислительная деструкция, а в среднеминерализованных растворах до 100°C. Оптимальная добавка ФХЛС 0.5-2.0% (4-15 кг/м³) в виде порошка или в виде раствора 10-40%-ной концентрации, $pH = 8.5-9.5$, содержание ионов кальция в растворе в пределах 1200 мг-экв/л или $(1200-40.08):2 = 24.0$ г/л, ионов магния 120 мг-экв/л или $(120-24.16):2 = 1.5$ г/л. Жидкий ФХЛС необходимо готовить совместно со щелочью (1:5), если в растворе низкое pH , в другом случае добавка щелочи снижается. ФХЛС затормаживает процесс гидратации глинистых пород, особенно совместно с ГКЖ-11Н и увеличивает их период набухания, вспенивает буровой раствор при добавке 1% и более. Но главным достоинством ФХЛС является его способность снижать вязкость гипсовых растворов. Ни один из существующих понизителей вязкости не обладает этим свойством. С созданием ФХЛС решилась проблема применения гипсовых растворов, которые, несмотря на способность повышать устойчивость стенок скважины и термическую стабильность, не могли применяться из-за отсутствия понизителя вязкости. ФХЛС-М выпускается по ТУ 17-06-322-97 НПП «Азимут», г. Уфа. За рубежом ФХЛС применяется очень широко, но хроматы при производстве реагента не добавляют по экологическим соображениям. В России выпуск такого реагента под названием Лигнотин, ТУ 2458-014-7001-156-98, освоил биохимический комбинат г. Благовещенска, Башкортостан.

ТПФН $Na_5P_3O_{10}$ (Триполифосфат или декаоксотрифосфат натрия)

Представляет собой натриевую соль фосфорной (ортофосфорной) кислоты, в виде белого кристаллического порошка плотностью 2.5 г/см³, очень медленно гидролизующегося в нормальных условиях при высоком pH (>9.0) до ортофосфата натрия (лучше в кислой среде). Гидролиз резко возрастает при 80-90°C, а также в глинистых растворах, что связано с взаимодействием ТПФН с минералами глин и ионами водорода. Реагент применяется для снижения вязкости в виде щелочных растворов 5-10%-ной концентрации (50-100 кг/м³ воды) при добавке 0.1-0.5% (1-5 кг/м³ р-ра) на сухое вещество и температуре до 90°C, только в пресных растворах. Высокая температура и pH повышают скорость перехода фосфата в пиррофосфат ($Na_4P_2O_7$), а затем в ортофосфат (H_3PO_4) с потерей стабильности. Оптимальный pH ТПФН составляет 8-9, а при большем или меньшем значении вязкость растворов наоборот возрастает из-за дополнительного диспергирования глинистых частиц, а также при наличии в растворе всего 1% $NaCl$. ТПФН целесообразно применять при единовременной обработке буровых растворов (перед спуском колонн, электрометрических работах и т.д.). ТПФН наиболее часто применяется для связывания поливалентных катионов в различных жидкостях и выпускается по ТУ 48-0328-25-94 горно-химическим комбинатом, г. Воскресенск, Московская обл., и ЗАО «АК»ХИМПЭК», г. Москва.

НТФ Нитрилтриметилфосфоновая кислота

Представляет собой порошкообразное бесцветное или зеленоватое вещество. Температура плавления НТФ с разложением 210° С. НТФ хорошо растворима в воде, кислотах, щелочах, нерастворима в органических растворителях.

Область применения реагента.

НТФ является регулятором структурно-механических показателей, эффективным расжижителем пресных не ингибированных растворов. НТФ устойчива к повышенным забойным температурам до 200° С и ферментативному разложению.

Технология обработки буровых растворов.

Буровой раствор с НТФ предназначен для бурения в разрезах, сложенных легкодиспергируемыми глинистыми породами, переход которых в буровой раствор приводит к значительному росту структурно-механических параметров.

НТФ вводится в буровой раствор в виде 1-10%-ного водного раствора.

Оптимальные добавки НТФ к объему циркулирующего раствора составляют от 0,001 до 0,05% по массе.

Техника безопасности.

НТФ - малотоксичное соединение, имеющий запах хлористого водорода.

Оказывает раздражающее и прижигающее действие на кожу. При попадании НТФ на кожу необходимо смыть большим количеством воды.

При работе с НТФ требуется соблюдать правила по технике безопасности, принятые для работы с химическими веществами.

НТФ не взрывоопасна, но пожароопасна (температура самовоспламенения аэрозвеси НТФ-370С).

Средства пожаротушения – тонкораспыленная вода, пена.

ПДК НТФ в воздухе рабочей зоны производственных помещений составляет 1 мг/м³.

«ВПРГ» полимер акрилового ряда

Свойства химического реагента «ВПРГ»: крупно зернистый порошок, светло желтого цвета, pH 1% раствора реагента 9-12; в воде полностью растворим. Химический реагент «ВПРГ» относится. Поставляется в полиэтиленовых мешках весом 30 кг.

Применяется в качестве загустителя буровых растворов при бурении под кондуктор. Первоначальная обработка заключается во вводе 25 кг. « ВПРГ », предварительно растворенного в 4 м.³ технической воды в блоке обработки раствора .Растворение химического реагента следует производить до получения однородной массы в течение 30 минут во избежание плохо растворимых комков. Водный раствор « ВПРГ » вводится к объему приготовленного глинистого раствора в количествах до получения требуемых ИТП параметров бурового раствора .

Дальнейшие добавки «ВПРГ » производятся по мере снижения вязкости бурового раствора в процессе бурения кондуктора, загрузки « ВПРГ » составляют 5 кг. на 4 м.³ технической воды

При значительном повышении вязкости буровой раствор обрабатывается 20-40- кг КССБ или 20 кг « Окзил ».

Общий расход реагента «ВПРГ» на скважину составляет 50-100 кг.

Так как химический реагент «ВПРГ» является щелочным, при работе с ним следует применять меры предосторожности – общие для работы с щелочами (очки, резиновые перчатки, спецодежда).

CYDRIL 4000 и 5300

Загустители и стабилизаторы глинистых сланцев

CYDRIL 4000 и 5300 предназначен для стабилизации осыпающихся глинистых сланцев и осуществления контроля за вязкость и водоотдачей раствора. Кроме того, применение данных реагентов в буровых растворах на основе пресной воды и KCl способствует уменьшению вращающего момента и величины гидродинамического сопротивления. Добавление даже небольших концентраций этих веществ позволяет значительно повысить вязкость бурового раствора. При введении в буровые растворы, CYDRIL 4000 и 5300 существенно улучшают их сдвиговые характеристики.

Особенности

- осуществление защиты осыпающихся глинистых сланцев, чувствительных к воздействию воды, решение проблем, возникающих вблизи ствола скважины.

- снижение величины вращающего момента и гидродинамического сопротивления.
- уменьшение или предотвращение налипания породы на долото и его износ.
- повышение скорости бурения.
- улучшение вязкости раствора.
- снижение затрат на бурение.
- применение при бурении замерных отверстий.
- контроль водоотдачи.

Эффективность и качество CYDRIL 4000 и 5300 подтверждена на практике, в ходе проведения разнообразных буровых работ. Основной акцент сделан на обеспечении контроля над содержанием вещества в твердой фазе, концентрации полимера и добавление KCl. При надлежащей работе удастся достигнуть более ламинарного раствора (соотношение величин структурной вязкости и динамического сопротивления сдвигу должно оставаться на уровне 1:1-1:2) и поэтому более эффективных характеристик по очистке скважины.

Область применения

CYDRIL 4000 или 5300 в жидком виде предназначены для применения в пресных и KCl буровых растворах, используемых в условиях сыпучих глинистых сланцев, чувствительных к воздействию воды.

Буровые растворы на основе пресной воды

Для буровых растворов на основе пресной воды концентрации CYDRIL 4000 составляет 0,25-0,5 фунтов/баррель при 3% KCl. Недавние испытания продемонстрировали высокую эффективность CYDRIL 4000. Для достижения оптимальных характеристик соотношение величин структурной вязкости и динамического сопротивления сдвигу должно оставаться на уровне 1:1-1:2. для улучшения ингибиторных свойств, до введения в систему CYDRIL в раствор рекомендуется включить некоторое количество KCl. Добавление CYDRIL в пресную воду обеспечивает отличную вязкость.

Увеличение рабочих концентраций CYDRIL улучшает очистку скважины. Выбор соответствующей концентрации KCl зависит от типа глины. В плотной, менее активной глине, как правило, достаточно уже 3%. В более активных бентонитовых глинах (20%) для уменьшения набухания может потребоваться 5/10% KCl.

Концентрация CYDRIL 4000 выбирается на уровне 0,5 фунтов/баррель. При этом необходимо убедиться, что выбуренная порода имеет смазывающую полимерную пленку. Обычно, после заливки, для поддержания нужных характеристик 8,5-дюймовой скважины при скорости бурения 150-300 футов/день ежедневная потребность составляет 1-3 мешка.

Реология

Для достижения хороших очистительных и сдвиговых характеристик, соотношение величин структурной вязкости и динамического сопротивления сдвигу должно оставаться на уровне 1:1-1:2. для получения высоковязкого раствора, концентрация вещества должна быть выбрана на уровне 0,75 фунтов/баррель. Для дополнительного повышения вязкости по мере добавления в раствор вещества в твердой фазе, в него можно включить предварительно гидратированный бентонит с концентрацией 4-6 фунтов/баррель.

Утяжеленные полимерные системы

Без какого-либо заметного ущерба растворы могут утяжеляться до 17,0 фунтов/галлон. Однако при этом необходимо постоянно осуществлять контроль над содержанием вещества в твердой фазе. Для утяжеления раствора, на ранней стадии его приготовления следует минимизировать добавление бентонита.

Контроль над содержанием вещества в твердой фазе

Содержание в растворе выбуренного вещества в твердой фазе должно быть сведено к минимуму. Для этого, по возможности, необходимо воспользоваться мелкоячеистым вибрационным ситом (80x100 меш).

Из-за высокой вязкости CYDRIL может забить ячейки. Однако после сдвига полимерного раствора, опасность налипания существенно снижается. Как правило, требуется 1-2 циркуляционных циклов. Скорость добавления CYDRIL 4000 через воронку обычно составляет 30-45 минут на мешок. CYDRIL 5300 может вводиться в систему как через воронку, так и напрямую, непосредственно в приемном отверстии насоса.

Контроль водоотдачи

Механизм контроля водоотдачи бурового раствора на основе чистой воды напрямую зависит от содержания выбуренного вещества в твердой фазе. Для дополнительного контроля водоотдачи может применяться CYPAN.

Коррозионный контроль

Для поддержания уровня pH на уровне 8,5-10 следует использовать каустическую соду. В низкосолёных буровых растворах наличие кислорода ведет к возникновению проблем коррозионности. Для минимизации таких проблем следует принять соответствующие меры предосторожности. Не используйте хроматы. В качестве поглотителей кислорода рекомендуется применять сульфит натрия. До увеличения величины pH, содержание кальция в растворе должно быть уменьшено до 400 промилле. Для этого можно использовать кальцинированную соду.

Устойчивость к температурному воздействию

Полимер CYDRIL отлично работает при температурах до 300°F (150°C), данный реагент успешно применяется при температурах в забое скважины более 350°F (175°C).

Добавки для буровых растворов

Хотя, в общем случае CYDRIL отлично совместим с другими добавками для буровых растворов, тем не менее, при применении данного реагента рекомендуется избегать добавления в раствор сильных разжижителей, таких как лигносульфонат хрома. Концентрация лигнитов составляет до 5 фунтов/баррель. Для снижения высокого предельного динамического напряжения сдвига и гелевой прочности можно применить полимерный разжижитель. Кроме того, очень полезным может оказаться максимальное уменьшение содержания вещества в твердой фазе и жесткий контроль над ним. Для дополнительного улучшения контроля водоотдачи, рекомендуется применение других аналогичных химреагентов.

Что делать при загрязнении

1. Для поддержания концентрации ионов кальция (Ca^{++}) ниже 400 промилле используйте кальцинированную соду. Однако, для не допущения абсорбции на глине ионо-блокирующего полимера CO_2 величина Ca^{++} не должна быть менее 100 промилле. Для поддержания Ca^{++} системы используйте известь.
2. Поместите в запасной резервуар не затвердевающий цементный раствор.
3. Никогда не применяйте фосфаты, поскольку они действуют подобно сильным разжижителям, как, например, лигносульфоната хрома.
4. Не используйте цинковые и хромовые соединения.
5. Контроль над сероводородом (H_2S) осуществляется посредством утяжеления раствора и добавления карбоната цинка.

Удерживайте pH в диапазоне от 8,5 до 10,0. Более высокие величины pH ухудшают абсорбцию полимеров на глине.

Рабочие концентрации

Для обеспечения нормальной работы, концентрации для CYDRIL 4000 необходимо выбирать в диапазоне от 0,25 до 0,75 фунтов/баррель. Следует помнить, что при применении более низких концентраций вещества, в буровом растворе возможно появление проблем флокуляции вещества в твердой фазе, которые могут решаться посредством дополнительного добавления реагента и механизма сдвига.

5. РЕГУЛЯТОРЫ ЩЕЛОЧНОСТИ

Гидроксид натрия (NaOH каустическая сода)

Представляет собой бесцветную, непрозрачную кристаллическую массу плотностью 2.13 г/см³, pH = 16.5, хорошо растворяющуюся в воде, особенно при повышенной температуре, с большим выделением тепла, а также в виде раствора 43-47%-ной концентрации по ТУ 2132-185-00203312-99. На воздухе NaOH поглощает влагу и углекислый газ, превращаясь в кальцинированную соду, при этом на поверхности щелочи образуется корка. Небольшая добавка щелочи (до 0.2% сух.) вызывает временное диспергирование глинистых частиц, увеличение электрокинетического потенциала и незначительно влияет на вязкость бурового раствора.

При большей добавке NaOH и других щелочей происходит интенсивный рост структурно-механических свойств и фильтрации, особенно в пресных растворах с высоким содержанием твердой фазы за счет пептизации и коагуляционных процессов. Для предотвращения этого явления любую щелочь необходимо вводить под всас насоса или совместно с жидким реагентом. По

пептизирующему действию щелочные электролиты располагаются в ряд $\text{NaF} > \text{NaOH} > \text{Na}_2\text{CO}_3 > \text{Na}_3\text{PO}_4$. В минерализованные растворы добавка NaOH составляет 0.3-0.6% (на сух), а в гидрогели магния 1.5-2.0% для образования конденсированной твердой фазы. Щелочные электролиты — NaOH , Na_2SiO_3 , NaAlO_2 , Ca(OH)_2 — частично выщелачивают силикаты из глинистых частиц, в результате чего происходит обеднение глин, особенно при высокой температуре и концентрации электролитов, способствуя повышению глиноемкости суспензий. Все щелочи при попадании на кожу вызывают химический ожог, необходимо соблюдать правила безопасности.

Каустическая сода выпускается АО «Сода», г. Стерлитамак, Башкортостан,

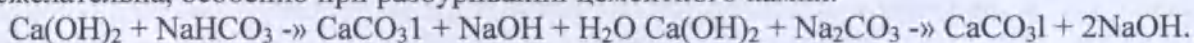
Гидроксид калия (KOH)

Представляет собой белые чешуйки или гранулы с плотностью 2.04 г/см^3 , $\text{pH} = 16$ в соответствии с ТУ 6-18-50-86. Применяется для повышения pH и частичного носителя иона K^+ в калиевых буровых растворах, приготовления химреагентов и жидкости затворения при цементировании ММП. KOH выпускается АО «Уралкалий, г. Соликамск, Пермская обл., и ЗАО «АК»ХИМПЭК» г. Москва.

Для повышения pH применяются также кальцинированная сода, фосфаты (в пресных растворах); известь; бура при температуре 120°C и более; жидкое стекло; органические соединения, например, амины, которые при взаимодействии с поливалентными металлами образуют нерастворимые в воде, но химически активные мыла; оксид магния (MgO) в безглинистых растворах и др.

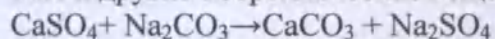
Реагенты, связывающие ионы кальция и магния

Карбонат натрия, кальцинированная сода Na_2CO_3 представляет собой белый мелкокристаллический порошок с $\rho = 2.533 \text{ г/см}^3$, $\text{pH} = 11.2$ и применяется, в основном, для удаления агрессивных ионов кальция и магния, попадающих в раствор с пластовыми водами, гипсом, ангидритом и цементом, а также для повышения pH пресных буровых растворов, приготовления некоторых химреагентов (УЩР, НЛГ и др.), буровых растворов из глин кальциевого типа (пептизатор), увеличения выхода раствора (меняется обменный комплекс) и снижения жесткости воды. Добавка Na_2CO_3 составляет до 0.5% в порошкообразном виде к объему раствора и 2-3% в виде 5-15%-ной концентрации. Так как Na_2CO_3 плохо связывает ионы Mg^{2+} при низких температурах (лучше при повышенных), то их удаление можно производить добавкой NaOH при любой температуре. Na_2CO_3 может быть с успехом заменена бикарбонатом натрия- NaHCO_3 (питьевая сода), которая иногда более эффективна, так как при гидролизе дает только одну молекулу щелочи, которая нежелательна, особенно при разбуhrивании цементного камня.



Согласно первому уравнению 1 кг NaHCO_3 реагирует с 0.915 кг гидроксида кальция, или 1.1 кг цемента, при этом обработка будет успешной лишь при условии, что pH обрабатываемого раствора будет равен 8.3 и более. При pH раствора 7 и менее будет осаждаться только гидроксид кальция, а кальций в виде сульфата и других солей останется в растворе и будет способствовать росту ПСНС и фильтрации бурового раствора. Порча пресного раствора при разбуhrивании цементного камня происходит из-за реакции ионов кальция с частицами глины с переводом последней в суббентонит и избыточного содержания гидроксильной группы (OH^-), способствующей росту вязкости, СНС и фильтрации. Известно, что в раствор попадает до 10% прочного цементного камня, тогда можно подсчитать количество гидроксида кальция, загрязняющего раствор. Мешок цемента весит 50 кг, а в цементе содержится около 60% оксида кальция — CaO , тогда вес последней составит 30 кг или 600 кг/т цемента. Учитывая, что гидратация цемента идет по схеме $\text{CaO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca(OH)}_2$, то из 1 мешка цемента образуется 39.4 кг гидроксида кальция — Ca(OH)_2 , а из 1 т цемента — 788 кг. Объем раствора, получающегося из 1 мешка цемента обычно составляет 0.036 м, а из 1 т цемента $0.036 \cdot 1000/50 = 0.72 \text{ м}^3$, можно рассчитать общий вес цемента моста. Поскольку использование бикарбоната и карбоната натрия при разбуhrивании цементного камня приводит к образованию дополнительной твердой фазы в виде карбоната кальция (CaCO_3) и росту структурно-механических свойств раствора, то применение их ограничено. Для предупреждения загустевания в данном случае используются отдельные добавки лигносульфонатов, ГКЖ-11Н, 0.03% НТФ или их комбинации. При попадании в раствор гипса или ангидрита, вредное влияние также оказывает ион кальция и сульфат-ион, превращая глинистые частицы в суббентонит, коагулируя их, с повышением фильтрации раствора и ПСНС. При повышенном содержании гипса или ангидрита происходит снижение вязкости и СНС, рост фильтрации и оседание частиц из-за коагуляции. Поэтому для удаления вредных

фильтрат-ионов чаще всего используется кальцинированная сода, карбонат калия, фосфаты, ГКС и другие неорганические вещества, имеющие щелочную реакцию.

$$\text{CaSO}_4 + \text{Na}_2\text{CO}_3 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{Na}_2\text{SO}_4$$


Пример. Определить потребность Na_2CO_3 для связывания 0,5% (5000 мг/л) иона Ca^{2+} в буровом растворе.

Определяем потребное количество Na_2CO_3 для связывания 4.5 г иона Ca^{2+} . По реакции на 40 г иона Ca^{2+} расходуется 106г Na_2CO_3 , тогда $(106-4.5):40=11.925\text{г}$.

6. ИНГИБИТОРЫ ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСТРУКЦИИ

являются натриевыми или калиевыми солями хромовой и бихромовой кислоты и представляют собой порошок желтого (хроматы) и оранжевого (бихроматы) цвета, хорошо растворимые в воде. Они предназначены для повышения стабилизирующей способности защитных реагентов, снижения pH и вязкости буровых растворов и частичного предотвращения глобулизации глинистых частиц при повышенных температурах. Сами по себе хроматы (бихроматы) не улучшают свойства буровых растворов, что можно доказать на примере необработанной защитными реагентами глинистой суспензии, термостойкость которой повысить невозможно. Поэтому обязательными условиями применения хроматов являются наличие в растворе температуры более 70°C и органических хмреагентов-восстановителей, которые взаимодействуя с хроматами, способствуют интенсификации процессов обмена и замещения, а также образованию некоторых комплексонов, с меньшей молекулярной массой, создающей устойчивые высокомолекулярные структуры с пониженной вязкостью. Замена части ионов OH^- ионами Cr_4^{2-} увеличивает отрицательный заряд частиц и усиливает их взаимное отталкивание, а образуемые комплексоны хромтумат, хромлигнин и хромлигносульфонат имеют более высокую термостойкость и способность к разжижающему действию. Взаимодействие глин с анионами хромовых солей связано с анионным обменом с Al^+ , Fe^+ , Mg^+ ядра глинистых частиц и достраиванием их кристаллической решетки, при этом изменяется природа поверхности глин, ослабляются водородные связи и снижаются силы взаимного притяжения. Добавка хроматов (Na_2CrO_4 , K_2CrO_4 ГОСТ 2651-78) и бихроматов ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ ГОСТ 2652-78) составляет 0.03-0.1% на сухое вещество в виде 5-10%-ной концентрации. При этом ввод хроматов может быть отдельным с хмреагентами и непосредственно в жидких хмреагентах, причем как понизитель вязкости наиболее эффективен хромат Na^+ , а при бурении в глинах — хромат калия, носитель иона K^+ . В принципе можно применять и хроматы, и бихроматы, так как в водных растворах в зависимости от величины pH они переходят из одной формы в другую по схеме:

Хроматы могут применяться во всех растворах на водной основе, за исключением обработанных

КМЦ, где происходит ускорение его термоокислительной деструкции. Хроматы и бихроматы ядовиты, поэтому необходимо соблюдать меры техники безопасности. Для повышения термостойкости химреагентов и буровых растворов могут применяться фосфоновые комплексоны (НТФ, ОЭДФ), реагенты на основе кремнеземистых соединений (МАС-200, АМ-5) сульфит натрия и др. Хроматы выпускаются АО «Завод хромовых соединений», г. Новотроицк, Оренбургская обл.

ХРОМПИК ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) термостабилизирующая добавка

Представляет собой порошок оранжевого цвета, хорошо растворим в воде.

ХРОМПИК используется для сохранения подвижности (разжижения) буровых растворов и повышения эффективности стабилизирующих реагентов при высоких забойных температурах.

Способ приготовления:

- В 200 л емкость заливается расчетное количество воды и засыпается реагент ХРОМПИК из расчета 10 кг на 90 л. воды (для получения 10%-й концентрации).

• Раствор перемешивают 10 минут.

Технология применения:

- Присутствие солей кальция, даже в незначительных концентрациях, приводит к потере термостойкости реагента. Поэтому перед вводом водного раствора ХРОМПИКА в буровой раствор, необходимо связать ионы кальция путем обработки бурового раствора кальцинированной содой.
- Водный раствор реагента ХРОМПИК вводится в буровой раствор в процессе циркуляции.
- В избежание передозировки и разжижения раствора сверх допустимых пределов обработку следует проводить не менее чем в течение 2 циклов циркуляции.
- Разжижающее действие ХРОМПИКА проявляется после первого цикла, поэтому необходимо внимательно следить за параметрами бурового раствора.
- Не допускается чрезмерное разжижение бурового раствора и нарушение его структуры во избежание выпадения в осадок утяжелителя.
- В случае же чрезмерного разжижения для восстановления структуры необходимо произвести обработку бурового раствора глинопорошком.
- Разовая обработка должна составлять не более 0,1% по массе сухого вещества к объему бурового раствора.

Дихромат натрия (ХРОМПИК) - токсичное вещество. Оказывает общетоксическое действие, поражая главным образом желудочно-кишечный тракт, раздражает и прижигает кожу и слизистые оболочки глаз и носа.

Следует соблюдать следующие меры предосторожности:

- вскрывать мешки с хромпиком в избежание распыления в защищенном от ветра месте;
- при растаривании мешков и растворении хромпика пользоваться противопылевыми респираторами, резиновыми сапогами, перчатками и фартуками из водонепроницаемой ткани;
- раствор хромпика хранить в закрытой емкости и сливать в желоб через патрубок без разбрызгивания;
- при попадании хромпика на кожу, необходимо тщательно обмыть водой и смазать жировой мазью.

ПДК=0,01 мг/м³. Пожароопасен. Температура плавления - 396°

АО «Хромпик», г. Первоуральск, Свердловская обл.

7. ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТАЦИИ И НАБУХАНИЯ ГЛИН

Жидкое стекло (силикат натрия или калия)

Получают при плавке кварцевого песка с кальцинированной содой или поташем (K_2CO_3). В бурении используется в виде водного раствора силиката натрия от светло-желтого до желто-коричневого и серого цвета с $\rho=1.36-1.50$ г/см³ и модулем $n = 2.82-3.22$ ($n = \text{SiO}_2:\text{Na}_2\text{O}$) в соответствии с ГОСТ 13078-87.

Жидкое стекло (Na_2SiO_3 , K_2SiO_3) относится к гидролитическим шеломам и предназначено для предупреждения набухания и гидратации, особенно кальциевых глин, так как фильтрат бурового раствора оказывает крепящее действие, возрастающее с увеличением концентрации жидкого стекла (до 5.0%). Это объясняется его взаимодействием с обменным кальцием глин с образованием кальций-

силикатного цемента. Эффективна обработка гипаном и 2-5% жидкого стекла, а также применение малосиликатных буровых растворов и силикатных ванн. Добавка жидкого стекла 2-5% увеличивает коллоидность глин за счет обогащения их силикатами, повышает термостойкость растворов обработанных КМЦ до 180°C и является сильным структурообразователем, поэтому оно используется при ликвидации поглощений в составе быстросхватывающихся смесей. Небольшие добавки жидкого стекла (0.1-1.0%) интенсивно снижают вязкость пресных буровых растворов при обычных и высоких температурах. Жидкое стекло связывает катионы поливалентных металлов, образуя труднорастворимые соединения, что может предотвратить «порчу» раствора и использоваться при ликвидации поглощений. Следует учесть, что силикатная обработка и известкование несовместимы, ввиду образования осадка в виде труднорастворимого силиката кальция. Так как силикаты натрия и калия имеют щелочную реакцию (рН около 12), то при работе с ними необходимо соблюдать меры предосторожности. Жидкое стекло выпускает АО «Химпродукт», г. Оренбург, другие предприятия химической промышленности.

КСІ (Хлорид калия)

Представляет собой мелкокристаллический светлый порошок с $\rho = 1.98 \text{ г/см}^3$ в соответствии с ГОСТ 4568-95 и ТУ 2152-018-00203944-95 и применяется в качестве основного носителя иона K^+ в калиевых буровых растворах с 1963 г. При добавке от 3 до 20% в зависимости от типа глинистых пород. Механизм повышения устойчивости глин заключается в том, что КСІ при температуре до 45°C проявляет отрицательную гидратацию, предупреждая набухание глин и повышая подвижность молекул воды, увеличивая тем самым проникающую способность малого размера иона K^+ , который связывает элементарные частицы монтмориллонита между собой, предотвращая их гидратацию. Хлорид калия выпускает АО «Уралкалий», г. Соликамск, Пермская обл.

ГКЖ-11Н (гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость)

Представляет собой отход химического производства в виде 30%-ного водно-спиртового раствора фенилсиликоната натрия с $\rho = 1.15-1.40 \text{ г/см}^3$, рН = 13-14 (содержание щелочи в пересчете на NaOH 15+2%), этилового спирта 12-16%, кремния-4%, сухого остатка-25%. ГКЖ-11Н применяется, в основном, в качестве гидрофобизатора глинистых пород в пресных и среднеминерализованных (по NaCl) глинистых растворах, а также понизителя вязкости (лучше в растворах содержащих полиэтиленоксид 0.01-0.02%, чем обработанных КМЦ) и частично понизителя фильтрации пресных растворов. Кроме этого, добавка ГКЖ 0.6-0.8% снижает усилия трения на контакте металла с фильтрационной коркой в 8-10 раз, что эквивалентно добавке 10-15% нефти и гидравлические сопротивления в системе циркуляции на 17-24%. Механизм действия ГКЖ заключается в образовании на поверхности гидрофильных глинистых частиц водоотталкивающей пленки полиорганосиликоната, предотвращающей их гидратацию и набухание. ГКЖ характеризуется малой величиной поверхностного натяжения, низкой молекулярной массой и температурой застывания (-30°C), снижает темп наработки глинистого раствора в 3-4 раза, в связи с чем обеспечиваются хорошие реологические свойства при его добавке 0.4-0.6%. При бурении в глинах ГКЖ необходимо комбинировать с негидролизованным полиакриламидом (ПАА) в соотношении 1:20 или другими веществами, имеющими кислую реакцию, для повышения ингибирующих свойств ГКЖ. Для получения такой смеси используется 2% ПАА-ГС с содержанием активного вещества 50%, ГКЖ-11Н — 20%, остальное вода. Добавка смеси составляет 0.5-2.5%, что в пересчете на активное вещество равно 0.005-0.025% ПАА-ГС и 0.1-0.5 % ГКЖ-11Н. При бурении в карбонатных породах ГКЖ можно применять в товарном виде или в виде раствора 5-10%-ной концентрации. ГКЖ-11Н в комбинации с лигносульфонатами предупреждает вспенивание буровых растворов и исключает расход щелочи, необходимый для гидролиза реагентов. ГКЖ предупреждает прихваты буровых труб ввиду тонкой, прочной глинистой корки, придает поверхности труб несмачивающиеся свойства, обеспечивая их хорошую очистку от раствора. ГКЖ может применяться для омыления синтетических жирных кислот (СЖК) вместо щелочи и в качестве гидрофобизатора в растворах на углеводородной основе (РУО), где продукты реакции СЖК и ГКЖ значительно увеличивают термостойкость РУО. Разработан РУО, где вместо извести применяется добавка 1-2% ГКЖ, а также инвертный эмульсионный буровой раствор, где реагентом стабилизатором служит состав: эмультал (полиэтиленимин)+ГКЖ-11 Н, при этом добавка такого реагента составляет 5%, а термостойкость эмульсии 140°C. ГКЖ-11Н может применяться при температуре 200°C и более, минерализации по NaCl до 10%, по CaCl_2 до 1.0% и совместима со всеми химреагентами.

ГКЖ-11Н выпускается по ТУ 6-00-04691277-191-97 «Химпром» Новочебоксарск, Чувашская Республика, Усолье-Сибирское, Иркутской обл., г. Данков, Липецкой обл.

ГКЖ-10/11/ представляют собой водно-спиртовые растворы этил (метил) силиконата натрия, от бесцветного до светло-коричневого цвета с содержанием основного вещества 25-30% плотностью 1,17-1,21 г/см³.

Реагенты хорошо растворяются в воде, нерастворимы в маслах, показатель концентрации водородных ионов реагентов -13-14.

ГКЖ-10/11/ применяются в качестве гидрофобизирующей добавки, предотвращающей диспергирование, гидратацию и переход глин в буровой раствор и обеспечивающей вследствие этого сохранение технологически допустимых реологических свойств раствора при бурении в отложениях глин. Применение ГКЖ-10/11/ в сочетании с реагентами вызывающими вспенивание раствора (лигносульфонаты и гуматы), исключает пенообразование. Реагенты термоустойчивы до 200°C.

ГКЖ-10/11/ могут применяться в пресных и слабоминерализованных (до 10% NaCl) растворах. При наличии в растворе более 0,1‰ CaCl₂ реагенты теряют гидрофобизирующие свойства, вследствие образования нерастворимых органосиликонатов кальция. Кремнийорганические жидкости снижают адгезионные силы между бурильным инструментом и стенкой скважины, т. е. уменьшают вероятность прихватов.

Вводятся ГКЖ-10/11/ в циркулирующий буровой раствор в течение двух циклов циркуляции. Обработка раствора кремний органической жидкостью производится до ввода в него реагентов - понизителей фильтрации: КМЦ, гипан, КССБ и т.д. Реагент вводится в товарном виде или в виде водного раствора 5-10%-ной концентрации. Расход реагента на первичную обработку в пресных растворах - 0,1-0,55% (масс) от объема раствора, на повторные -0,1-0,2%. Высокая щелочность реагентов ГКЖ-10/11 позволяет использовать их в качестве гидролизаторов для высокомолекулярных реагентов типа ПАА.

Жидкости ГКЖ-10 /11/ относятся к 4 классу токсичности. ПДК жидкостей в воде 2 мг/м³.

Производители. ОАО «Химпром» г. Новочебоксарск, Чувашская республика, г. Усолье-Сибирское, Иркутской обл., г. Данков, Липецкой обл.

Примечание. В последнее время в качестве ингибиторов набухания глинистых пород вместо хлоридов начали применять добавку 3-5% гликолевых спиртов.

7. СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ

Основными видами износа являются: износ схватыванием (I рода), окислительный износ, тепловой износ (II рода), абразивный износ, усталостный износ.

Износ схватыванием проявляется в условиях погружения, способствующих пластическому деформированию поверхности трения при отсутствии смазки. Окислительный износ характеризуется превышением скорости химического модифицирования поверхностей трения над скоростью их разрушения.

Тепловой износ наступает в результате нагрева зоны трения до температуры размягчения металла и выражается в возникновении металлических связей на трущихся поверхностях.

Абразивный износ - самый распространенный вид изнашивания, обусловлен наличием в зоне трения абразивной среды и выражается в упругом и пластическом деформировании и микрорезании абразивными частицами поверхностей трения.

Усталостный износ (выкрашивание) является довольно распространенным видом изнашивания, которому наиболее подвержены поверхности качения, где неравномерное распределение нагрузки, перегрев, вибрация приводят к локальному разрушению тел качения.

Обычные глинистые растворы на водной основе в условиях высоких контактных напряжений в опорах долота, обладают плохими смазочными свойствами и даже добавка 10% нефти недостаточно эффективна, так как нефть не создает на стальной поверхности достаточно прочной адсорбционной пленки. Из буровых растворов лучшие смазочные свойства имеют РУО, затем глинистый раствор и чуть хуже вода, а по охлаждающей способности - наоборот. Смазочная способность растворов на водной основе может быть улучшена за счет применения ПАВ, содержащих высокомолекулярные карбоновые кислоты, полиоксикислоты и их сложные эфиры, а также смеси этих веществ.

Смазочные добавки должны удовлетворять следующим требованиям:

- адсорбироваться на металлических поверхностях с образованием реологически пластичного или полупластичного их состояния с высоким пределом текучести;
- сохранять свои основные свойства в минерализованной среде, во всем диапазоне температур и pH,

в которых находится буровой раствор;

- не растворяться в водной среде;

- не подвергаться гидролизу или реакциям разложения в водной среде,

- не оказывать отрицательного воздействия на параметры бурового раствора и проницаемость продуктивного пласта.

Смазочные добавки предназначены для уменьшения крутящего момента колонны бурильных труб, увеличению стойкости трущихся металлических пар и предотвращению прихватов. Влияние этих добавок на повышение стойкости опор долота заключается в гидрофобизации трущихся поверхностей и ингибировании коррозионных процессов с образованием на поверхности трения смазочных пленок, способствующих устранению микрошероховатостей и снижению удельных нагрузок. Нефть, высокоокисленный битум в дизельном топливе и графит менее эффективны как смазка, чем ВМС, СЖК и вещества на их основе. Лучшими противоизносными свойствами, снижающими коэффициент трения в воде, обладают смеси анионных ПАВ с неионогенными (сульфонол со шкопау или ОП-10) в соотношении 3:2, где износ уменьшается в 3-5 раз, а смазочная способность увеличивается в 2 раза, а также катионоактивные ПАВ типа марвелана. В глинистых растворах высокую смазочную способность (в 2.5-4 раза больше нефти) проявляют талловое масло, кубовые остатки канифольно-экстракционного производства, СГ, СМАД-1 и др. Это объясняется способностью карбоновых кислот и их производных образовывать в зоне трения хемосорбционные вязкопластичные пленки органо-металлических водонерастворимых мыл, обладающих адгезионными и когезионными характеристиками (например, олеиновая кислота в смеси с СГ). Противоизносные характеристики бурового раствора улучшаются при содержании глинистой фазы до 7.5%, до 15% ухудшаются, а более 15% не изменяются. На смазочную способность вредное влияние оказывает минерализация, особенно поливалентные катионы, способствующие образованию нерастворимых кальциевых соединений, а также повышенная температура. Большинство смазочных добавок способствует увеличению проходки на долото на 20-40% и механической скорости на 15-25%, резко уменьшают прихваты и время, необходимое для их ликвидации. В присутствии смазочных добавок улучшается защитное действие некоторых коллоидов. Почти все ПАВ вызывают вспенивание растворов, особенно при добавке 1% и более, поэтому вводить их следует постепенно, только после очистных систем в последнюю очередь, т.е. после ввода защитных коллоидов и утяжеления, с целью предотвращения избыточной гидрофобизации и как следствие флокуляции твердой фазы. При этом, чем выше плотность раствора, тем больше потребность в смазочных добавках.

Определение концентрации смазочных добавок в буровых растворах

В мерную колбу на 150 см³ с тонкой продолговатой горловиной заливают 20 см³ глинистого раствора со смазывающей добавкой и 130 см³ 1%-ного раствора диссолювана. Содержимое колбы взбалтывают и оставляют на 1-3 ч. В течение указанного времени раствор полностью расслаивается, а в горловине колбы образуется слой смазки. Зная площадь сечения горловины и высоту слоя отделившейся смазки, концентрацию смазывающей добавки в растворе определяют по формуле, (%)

$$C = \frac{hS}{V} \times 100$$

где S — площадь внутреннего сечения горловины, см²; h — высота отделившегося слоя, см; V — объем раствора, взятого для исследования, см³. Краткие сведения о смазочных добавках приведены ниже.

Графит

Графит — кристаллический порошок серебристого цвета, гидрофобен, не растворяется в воде. Смазывающий эффект графита на 50% меньше, чем нефти, а противоизносные свойства также невелики. Однако при комбинировании 1% графита с 10% нефти или с 0.3% сульфонола эффект значительно усиливается, чем каждой добавки в отдельности. Графит серебристый марки ГЭ-3, ГЛ-1 совместим со всеми буровыми растворами при любых температурах и выпускается по ГОСТ 7478-75 ЗАО «Уралграфит», г. Кыштым, Челябинская обл.

Примечание. При использовании долот с герметизированной опорой добавки графита бесполезны (балласт), особенно при бурении вертикальных скважин.

Смазочные добавки — лубриканты, наряду с повышением смазочных и износостойких свойств буровых растворов, улучшают их фильтрационные и структурно-реологические характеристики. Относятся к малотоксичным веществам (4-й класс опасности) и по эффективности не уступают лучшим зарубежным образцам, кроме ФК-1. Выпускает их ОАО «Биохимкомбинат», г. Уфа, Башкортостан.

Глитал

Вязкая жидкость темно-коричневого цвета, представляющая собой композицию высших жирных кислот и полиалкиленгликолей, сохраняет текучесть при отрицательной температуре. Глитал является лучшей смазкой, не имеющей аналогов в России, добавка 3-15 кг/м³, экологически безопасен (4 класс), выпускается ЗАО «Полицелл», г. Владимир, по ТУ 2458-019-32957739-03.

Политал

Маслянистая жидкость от светло-коричневого до белого цвета, представляющая собой композицию высших жирных кислот и полиалкиленгликолей, экологически безопасна (4 класс). Кроме смазочных свойств, является ингибитором набухания глин и глинистых сланцев, повышает удерживающую способность раствора, добавка 10-20 кг/м³ выпускается ЗАО «Полицелл» г. Владимир, по ТУ 2458-018-32957739-02.

Смазочные добавки-лубриканты

Политал - реагент комплексного действия - представляет собой композицию природных высших жирных кислот и полиалкиленгликолей.

Предназначен, главным образом, для обработки буровых растворов, используемых при вскрытии продуктивных пластов.

Реагент способствует снижению фильтрации, улучшению смазочных и ингибирующих свойств промывочной жидкости.

Основными преимуществами системы раствора на основе политаля являются:

- предотвращение налипания разбухаемой породы на долото за счет смачивания металлических поверхностей гидрофобным покрытием;
- обеспечение стабильности ствола скважины - предотвращает набухание и разрушение глин и глинистых сланцев;
- улучшение выносающей способности - обеспечивается 100% -ный вынос шлама;
- уменьшение крутящего момента и аксиального трения;
- сохранение продуктивности пластов;
- безопасность применения для окружающей среды (4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76, гигиеническое заключение Минздрава РФ № 77.99.4.240 П.П2. 33.5.00 от 16.05.2000 г.).

По внешнему виду продукт представляет собой маслянистую жидкость от светло-коричневого до белого цвета, сохраняет текучесть при отрицательных температурах.

Расход реагента 1 - 2 % на объем раствора. Не вспенивает буровой раствор

ДСБ-МГК - присадка смазочная и противоприхватная

Представляет собой смесь высококипящих побочных продуктов производства гликолей (полигликоль), продуктов взаимодействия жирных кислот растительных масел (таких как кокосовое, рапсовое и др.) с алкоксиаминами и углеводородного растворителя,

ДСБ-МГК предназначена для улучшения смазочных свойств бурового раствора в целях снижения расхода нефти на его обработку и увеличение срока службы бурового оборудования, как антиприхватная добавка для установки ванн. Применяется при бурении вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также в технологиях интенсификации добычи нефти.

ДСБ-МГК изготавливают в соответствии с требованиями технических условий по технологической документации, утвержденной в установленном порядке,

1.2. По физико-химическим ДСБ-МГК должна соответствовать нормам, указанным в таблице

Наименование показателя	Норма	Метод анализа
Внешний вид	Жидкость коричневого цвета	По п.4.2

Температура застывания, °С, не выше	-30 120	По ГОСТ 20287-91 (метод Б - без обезвоживания)
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с, не более		По ГОСТ 33-82
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	40	По ГОСТ 6356-75

ДСБ-МГК заливают в железнодорожные цистерны или стальные бочки по ГОСТ 13950-91 вместимостью 200 дм³.

Железнодорожные цистерны и стальные бочки заполняют с учетом их вместимости и объемного расширения продукта при возможном перепаде температур окружающей среды.

ДСБ-МГК является горючим веществом с температурой вспышки не ниже 40 °С, температурой самовоспламенения не ниже 220 С.

В помещениях, предназначенных для работы с ДСБ-МГК, запрещается применение открытого огня,

В случае загорания применяют средства пожаротушения: при небольших очагах - углекислотные и порошковообразные огнетушители, при крупных разливах - пенные и порошковые огнетушители.

За ПДК ДСБ-МГК в воздухе рабочей зоны следует считать ПДК диэтиленгликоля - 10 мг/м³ (ГОСТ 12.1.005) в связи с чем он относится к умеренно-опасным веществам - 3-ий класс по ГОСТ 12.1.007.

Токсикологические характеристики компонентов

Наименование компонента	ПДК р. з. мг/м ³ (класс опасности)	ПДК в. мг/дм ³ (класс опасности)	ЛД ₅₀ г/кг (класс опасности)
Углеводородный растворитель (керосин)	300 (4-ый)	0,1 (4-ый)	> 10 (4-ый)
Продукт взаимодействия жирных кислот с алкоксиаминами	не устанавливается	не устанавливается	> 10 (4-ый)
Полигликоли	10 (3-ий)	1,0 (3-ий)	7,5 (3-ий)

обладает слабо выраженным кожно-резорбтивным действием. В случае попадания присадки на открытые участки кожи ее следует смыть водой с мылом. Производственные помещения, в которых проводят работы с ДСБ-МГК, должны быть оборудованы принудительной приточно-вытяжной вентиляцией, производственное оборудование должно быть герметизировано. Производственный персонал должен быть обеспечен спецодеждой по средствам защиты рук и глаз; резиновые перчатки, защитные очки.

Персонал должен проходить предварительный (при поступлении на работу) и периодические медосмотры.

Лица моложе 18 лет на работу ДСБ-МГК не допускаются. В случае разлива продукта его необходимо собрать и отправить на утилизацию ДСБ-МГК

характеризуется слабо раздражающим действием на кожу и слизистые оболочки и в соответствии с Санитарными правилами № 3183-84.

Добавка смазочная противоприхватная ДСПБ-БС

Химреагент ДСПБ-БС смесь побочных продуктов производства диметиллоксана, сложных эфиров олеиновой, линоленовой кислот и растворителей. Предназначена для улучшения смазочных свойств буровых растворов как антиприхватная добавка для установки ванн при прихвате инструмента. Коэффициент липкости глинистой корки уменьшается при добавлении

реагента в количестве свыше 1%. Химреагент ДСПБ-БС отрицательного влияния на основные параметры не оказывает.

ДСПБ-БС жидкость коричневого цвета.

Плотность 1,03 г/см³

Кинематическая вязкость 46 сПз

рН 1% ного водного раствора равен 9

Температура застывания не выше 30°C

Реагент частично растворяется в технической воде, растворах

NaCl $\rho=1,087$, CaCl₂ $\rho=1,14$, KCl $\rho=1,1$, Al₂(SO₄)₃ $\rho=1,12$

Растворение в д.топливе, керосине, ШФЛУ, ацетоне, толуоле –полное. По данным промысловых испытаний и лабораторных исследований проявляет большое вспенивание при несоблюдении технологии обработки.

Ввод ДСПБ-БС производится с глубины скважины 1000-1500м в количестве 1м³ через дозировочную емкость во всас насос в комплексе с дизельным топливом в соотношении 3:1 в циркулирующий буровой раствор во всасывающую линию насосов или в виде «залповой» обработки в количествах: на 150 м³ бурового раствора 3м³ ДСПБ-БС 1м³ дизельного топлива в качестве пеногасителя.

В случае обильного вспенивания бурового раствора производится обработка пеногасителем ТБФ или Пентор-2001 в количестве 0.03% (0,3л/м³). Не допускается ввод реагента в буровой раствор с несоответствующими КПОР (ГТН, Тех. проект) параметрами.

ДСПБ-БС является горючим веществом с температурой вспышки не ниже 40°C и температурой самовоспламенения 220°C. Для тушения при возможном загорании использовать кошму, песок, пенные огнетушители.

Добавка характеризуется слабо раздражающим воздействием па кожу и слизистые оболочки и обладает слабо выраженным кожно-резорбтивным действием. Добавка представляет слабые кумулятивные свойства. В случае ее попадания на открытые участки кожи следует промыть их водой с мылом. Добавка относится к умеренно опасным веществам III класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76. Лица работающие с ДСПБ-БС, должны быть обеспечены спецодеждой и средствами индивидуальной защиты согласно отраслевым нормам. Применение рукавиц и защитных очков обязательно.

Растворы ДСПБ-БС, рекомендуемые для использования в составе буровых растворов не представляют опасности загрязнения воды водоемов санитарно-бытового использования.

ФК-2000 Плюс

Смазочная добавка к буровым растворам для первичного вскрытия продуктивных пластов.

ФК-2000 Плюс - бифункциональный химреагент: поверхностно -активное вещество - смазочная добавка на основе растительных жиров предназначена для обработки пресных, минерализованных и ингибирующих буровых растворов при первичном вскрытии продуктивных пластов наклонно - направленных и горизонтальных скважин, а также в геологоразведочном бурении.

Внешний вид - жидкость, склонная к пастообразованию при низких температурах, от светло-желтого до темно-коричневого цвета.

Температура вспышки, не менее, градус С - 175

Водородный показатель (рН) 1 % - ного водного раствора - 8-9

Снижение коэффициента трения при добавке 1,0 %, не менее, % - 70

Снижение поверхностного натяжения 0,5 % водного раствора на границе с керосином (σ , мН/м), %, не менее - 70

Пенообразующая активность, не более - 60

Токсичность по ГОСТ 12.1.007-76 - 4 класс "Малоопасные вещества".

ФК-2000 Плюс выпускается по ТУ 2458-001-26089145-95 изм. 1,2.

ФК-2000 Плюс применяется в качестве поверхностно - - активного вещества (ПАВ) и одновременно смазочной добавки для обработки буровых растворов в присутствии полиминеральной агрессии (0,5% CaCl₂ + 10% NaCl), ингибиторов глинистых частиц (2,0% KCl, АКК), с целью снижения межфазного натяжения фильтрата бурового раствора на границе с керосином для сохранения первоначальных коллекторских свойств продуктивного пласта- а также

коэффициента трения (металл - металл) и крутящего момента (труба - стенка скважины). Добавляется к буровому раствору в количестве 2,0 - 3,0 % масс. в натуральном виде или в виде водного раствора.

ФК-2000 Плюс поставляется в металлических бочках по 200 кг или в вагонах по 30-40т

Glidex

Glidex - однородная маслянистая жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета с запахом натурального масла

Технические условия и характеристика Glidex

Наименование показателей	Норма	Фактические данные
2. Массовая доля жира, %, не менее	65,0	66,7
3. Стабильность 5% водной эмульсии, часов, не менее	24	24
4. Величина pH 5% водной эмульсии в пределах	6,5-10,0	7,0
5. Стабильность 1% водной эмульсии, часов, не менее	24	24

Glidex используется, главным образом, в наклонно-направленных и пологих скважинах с большими зенитными углами скважинах с высоким давлением для уменьшения моментных нагрузок на бурильную колонну и сопротивления срезающему усилию. Он также уменьшает вероятность прихвата за счет перепада давления. Обработка раствора производится по обычной технологии.

Glidex может использоваться в качестве заменителя дизельного топлива, загрязняющего окружающую среду, и позволяет достичь значительного улучшения смазывающей способности бурового раствора. (см. табл.)

Доза Смазывающей добавки % Glidex	Прочность пленки
--	---------------------

0	750
0,25	1010
0,50	1480
1,00	1790
2,00	2870
5,00	3860

Диз. Топливо	
10	820
20	830

Испытания проводились в испытателе для высоких давлений системы, который замеряет сравнительный износ при идентичных условиях нагрузки. Результаты измерений выражены через прочность пленки (кг/см^2) выше прочность пленки, тем лучше действует смазочная добавка.

Glidex поставляется в 100 литровых металлических бочках.

«ИКФРИ»

1. Общие сведения о реагенте:

«ИКФРИ» это смесь химреагентов предназначена для освобождения прихваченных бурильных труб, а также для приготовления буферных и вытесняющих жидкостей.

Внешний вид: Непрозрачная вязкая жидкость цвета хаки.

Удельный вес – 1,04-1,06г/см³

Вязкость - 10-20 сП

Температура вспышки - 61°C (в закрытой чашке)

- 74°C (в открытой чашке)

Нерастворим в воде, легко диспергируется в минеральных маслах и растворителях.

2. Технология обработки бурового раствора.

Обработка бурового раствора химреагентом «ИКФРИ», применяемого в качестве смазывающей добавки, осуществляется путем ввода реагента в циркулирующий раствор в количестве из расчета 1,0-1,5л/м³.

Для освобождения бурильных труб рабочая концентрация «ИКФРИ» составляет 2,5л/м³.

Ввод «ИКФРИ» в буровой раствор приводит к пенообразованию бурового раствора. Поэтому рекомендована предварительная обработка бурового раствора пеногасителем ТБФ или Пентор-2001 в концентрации 0,01-0,03% (0,1-0,3л/м³).

Пеногасители

Основными причинами вспенивания буровых растворов являются:

- поступление газа в раствор при разбуривании газовых и газо-водонефтяных горизонтов, а также вследствие снижения гидростатического давления на пласт, эффекта поршневания и диффузии;

- физико-химическое взаимодействие буровых растворов с различными солями,

- содержащимися в частицах выбуренных пород или пластовых водах, а также

- при их обработке пенообразую-

щими реагентами, снижающими поверхностное натяжение воды; следует учесть, что пенообразование получается только от свободного(избыточного)

реагента-пенообразователя, не адсорбированного глинистой (твердой) фазой,

причем более интенсивное в минерализованных растворах;

- введение порошкообразных материалов;

- негерметичность отдельных элементов обвязки насосов;

- гидродинамическое несовершенство циркуляционных систем, под которым понимается наличие различных механических возбудителей и турбулизация раствора

Выделению растворенных газов способствует также снижение давления от забойного до атмосферного, повышение температуры и наличие гидрофобной поверхности на обломках выбуренных пород. Следует учесть, что при температуре 50°C и давлении 100 кгс/см² в 1 м³ раствора может раствориться 1 м³ воздуха, а при 50°C и 1 кгс/см² — 1 л воздуха. При наличии газа в растворе 15% снижается плотность, увеличивается вязкость, теряется агрегативная и термодинамическая стабильность, в связи с чем ухудшаются условия работы насосов и оборудования циркуляционной системы, что может привести к различным осложнениям в скважине. В практике бурения нефтяных и газовых скважин применяются следующие способы дегазации буровых растворов: механические — при разрушении структуры раствора уменьшается сопротивление среды и улучшаются условия для выделения газовых пузырьков, что способствует увеличению их в объеме и росту разрывных усилий, действующих на стабилизированные пленки; устройства для механической дегазации имеют один существенный недостаток — наряду с дегазацией происходит аэрация раствора; физико-химические — основаны на снижении поверхностного натяжения на границе раздела «жидкость-газ», «твердое тело-газ» или же на вытеснении стабилизатора газовых пузырьков более активными ПАВ с менее прочными защитными слоями; в кислой среде иногда достаточно применение щелочного электролита; применение специальных вакуумных дегазаторов, эффективно удаляющих газ из растворов с низкими реологическими характеристиками, эффективность которых резко снижается при использовании растворов с высокой вязкостью и

плотностью;

ТБФ (трибутилфосфат технический)

Представляет собой прозрачную маслянистую жидкость.

Продукт выпускает и поставляет Волгоградское ОАО «Химпром» согласно ТУ 2435-305-05763458-01.

Показатели качества ТБФ

Наименование показателей	Норма	
	Высший сорт	Первый сорт
1. Внешний вид	Прозрачная маслянистая жидкость	
2. Цветность по платинокобальтовой шкале в единицах «Хазена», не более	25	25
3. Плотность, г/см ³ при 20°С, не менее	0,975	0,976
4. Массовая доля трибутилфосфата, проц., не менее	99,8	99,0
5. Массовая доля бутилового спирта, проц., не более	0,1	0,2
6. Кислотное число мгКОН/г, не более	0,07	0,07
7. Массовая доля дибутилфосфорных кислот, проц., не более	0,01	0,01
8. Массовая доля воды, проц., не более	0,05	

Рекомендуется вводить ТБФ в буровой раствор тонкой струйкой по циклу циркуляции 0,02% от объема.

Класс токсичности: 3 класс.

ПДК в рыбо-хозяйственных водоемах – 0,2 мг/л,

ПДК паров в воздухе – 0,5 мг/м³

Обладает общетоксичным действием, поэтому следует избегать длительно-непрерывного вдыхания его паров.

При розливе продукта необходимо пользоваться фильтрующим противогазом марки БКФ, резиновыми перчатками и фартуком.

ТБФ – химически устойчивое соединение, на воздухе не окисляется и не разлагается, токсичных соединений в воздухе не образует. Пары не взрывоопасны. При попадании на кожу смыть спиртом или керосином, затем промыть теплой водой.

ПЕНТОР-2001 (пеногаситель)

Применение нового отечественного реагента ПЕНТОР-2001 позволяет предотвратить пенообразование буровых растворов на водной основе, возникающее в результате обработки смазочными добавками и поверхностно-активными веществами.

ПЕНТОР-2001 получают алкоголятной полимеризацией окиси пропилена с глицерином и последующей блоксополимеризацией с окисью этилена. ТУ-39-12966466-ОП-102-99.

ПЕНТОР-2001 - малоопасное соединение, невзрывоопасный, трудновоспламеняющийся продукт. Температура вспышки 226°С, температура самовоспламенения 370°С. По степени воздействия на живой организм относится к 4-му классу опасности согласно ГОСТ 12.1.007.

1. Внешний вид	– прозрачная вязкая жидкость
2. Гидроксильное число, мг КОН/г, в пределах	- 42-56
3. Кислотное число, мг КОН/г не более	- 0,1
4. РН. в пределах	- 6,0 – 7,5
5. Массовая доля воды, не более	- 0,1
6. Йодное число (г йода/100 г)	- 2,0
7. Массовая концентрация ион калия . мг/дм ³ ., не более	- 20
8. Массовая доля оксиэтильных групп, в пределах	- 11-13,5
9. Цветность, ед. Хазена. не более	- 100
10. Плотность при 20°С. г/см ³	- 1,0114
11. Динамическая вязкость при 20°С, сПз	- 737.44

Реагент не растворяется на поверхности в технической воде, растворах NaCl $\rho=1,087$, CaCl₂ $\rho=1,14$, KCl $\rho=1,1$. Al₂(SO₄)₃ $\rho=1,12$

растворение полное в д.топливе, керосине, ШФЛУ, ацетоне, толуоле - получается прозрачный раствор.

Ввод данного реагента предусмотреть совместно с вводом смазочных добавок – Оксалем, К-Лубом или ДЛ-365 (ДСБ-БС, СНПХ) в количестве 1% объема смазочной добавки. Со всеми реагентами ПЕНТОР-2001 взаимораспределяется без выпадения в осадок.

Ввод пеногасителя осуществлять непосредственно в емкости со смазочными добавками. При вводе ПЕНТОР-2001 в смазывающую добавку необходимо произвести их перемешивание для получения однородной массы. При увеличении пенообразования буровой раствор рекомендуется обработать 5%-ным комплексным реагентом ПЕНТОР-2001 , приготовленным на дизтопливе, в количестве 50-100 литров в зависимости от эффективности пеногашения. Обработка раствором реагентом ПЕНТОР-2001 практически не меняет основные параметры растворов

Техника безопасности при работе с пентор-20001.

ПЕНТОР—2001 - малотоксичное соединение. Обладает слабовыраженным раздражающим действием на кожные покровы и слизистые оболочки глаза. Обладает кожнорезорбтивным действием. При работе с Пентором-2001 должны соблюдаться общепринятые в нефтедобывающей промышленности меры предосторожности.

Работу следует проводить в хлопчатобумажной спецодежде и резиновых перчатках. При попадании реагента на кожу - смыть большим количеством воды и при попадании в глаза — промыть 2%-ным раствором пищевой соды. При разливе на пол - смыть реагент струей воды, в других местах - засыпать песком или опилками, собрать и отправить в назначенное для отходов хранилище.

ПЕНТА-465 — многокомпонентный силиконовый пеногаситель, представляющий собой вязкотягучую жидкость желтовато-серого цвета, смешивающуюся с водой в любых соотношениях. Морозостойкость продукта до -30°С, работает при pH=2-12, добавки 0.3-1.5%, выпускается ТУ2257-001-40245042-98 НПК «ПЕНТА», г, Москва.

8. ГЛИНЫ И ГЛИНОПОРОШКИ

Минералогия глин и ионный обмен

Из общего объема осадочных пород на долю глинистых приходится около 70%. Глинистые породы составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах, но даже там, где толщина глинистых пород невелика, они оказывают большое влияние на условия бурения. Глины возникли в результате разложения вулканических пород и пепла и состоят из глинистых минералов, а также минералов обломочного (слюда, кварц, полевые шпаты и др.

химического (карбонаты, сульфаты и др.) генезиса. Впервые они начали применяться приготовления глинистых суспензий в 1901 г. (США).

В химическом отношении глины представляют собой водные алюмосиликаты.

Наиболее важными их свойствами являются пластичность, набухаемость, гидрофильность и способность диспергироваться в воде на мельчайшие частицы, которые зависят от минерального состава. Этими свойствами обладают, в первую очередь, глины смектитовой группы, состоящие из минерала монтмориллонита, а также гидрослюд, каолинита и ряда других. Такое сочетание групп минералов встречается в скважинах до глубины 1000 м, исключая зону вечной мерзлоты, до 2000 м преобладают аргиллитоподобные глины, состоящие из минералов монтморил-лонит-каолинитовых групп, ниже почти обезвоженные аргиллиты и полностью обезвоженные алевролиты. Аргиллиты представляют собой глины, подвергшиеся действию высоких давлений, температур и других факторов катагенеза (стадия жизни породы), имеют низкую пористость и не размокают в воде. Они сложены минералами каолинит-гидрослюдистой группы, которые при дальнейшем воздействии горногеологических условий превращаются в глинистые сланцы. Алевролиты занимают промежуточное положение между тонкозернистыми песчаниками и аргиллитами и характеризуются очень низкой пористостью и также не размокают в воде.

По минералогическому составу глины делятся на несколько групп, отличающихся друг от друга химическим составом и структурой кристаллической решетки, наиболее важными из которых являются монтмориллонит (название получено от французского г. Мон-морийон, где эта глина была впервые получена в 1874 г.), каолинит, гидрослюда, палыгорскит. К монтмориллонитовым минералам относятся также сапонит, нонтронит, вермикулит; к каолинитовым — каолинит, накрит, галлуазит, диксит, аноксит, энделлит; к гидрослюдыстым — гидромусковит, иллит; к палыгоре китовым — сепиолит, аттапульгит, палыгорскит.

Монтмориллонит ($Al_2O_3 \cdot 48H_2O$) имеет слабые связи между слоями, и его кристаллическая решетка может сильно набухать при проникновении молекул воды между кристаллами. При этом давление набухания настолько велико, что частицы глины разделяются на мелкие агрегаты и даже отдельные единичные слои, увеличиваясь в объеме в 8-14 раз. В связи с этим многократно увеличивается удельная поверхность частиц (до $900 \text{ м}^2/\text{г}$), что значительно повышает их коллоидную активность.

Каолинит ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot H_2O$) имеет сильную водородную связь между слоями, препятствующую разбуханию кристаллической решетки и проникновению молекул воды между пакетами. Основная поверхность частиц адсорбирует небольшую часть замещаемых катионов, поэтому такие глины плохо диспергируются в воде. Удельная поверхность составляет 20-80 $\text{м}^2/\text{г}$.

Иллит относится к группе гидрослюд, для которых характерна сравнительно высокая коллоидальность, обменная емкость и гидратация с некоторым увеличением объема, а также хорошие адсорбционные свойства. Они занимают промежуточное положение между монтмориллонитовым и каолинитовыми минералами и имеют удельную поверхность 400-500 $\text{м}^2/\text{г}$.

Палыгорскит состоит на 80-90% из минерала палыгорскита (аналог в США — аттапульгит, используется с 1936 г.), а также сепиолита, монтмориллонита и др. Палыгорскит отличается от других строением минералов, состоящих из пучков игольчатых пластинок, распадающийся при размешивании в воде на отдельные узкие пластинки. В палыгорските очень мало замещенных катионов, поэтому поверхностный заряд на частицах невелик. Реологические свойства суспензий палыгорскита в большей мере зависят от механического взаимодействия между длинными тонкими пластинками, чем от электростатических сил между ними. Палыгорскит отличается также высокой гидрофильностью, обладает способностью одинаково хорошо диспергироваться как в пресной, так и в минерализованной воде независимо от степени минерализации. При этом обеспечиваются устойчивая зкость и СНС суспензии без увеличения фильтрации при воздействии гипса, хлористого кальция, натрия и др., за счет неупорядоченной структуры, которая захватывает воду, и большой площади поверхности для адсорбции полярных молекул воды. Солеустойкость палыгорскитовых глин объясняется высоким содержанием кристаллогидратов силиката магния и незначительным присутствием ионов калия и натрия. Так в 10%-ной суспензии, насыщенной NaCl, отстой аскангеля составляет 60%, а палыгорскита — только 1%. Через 1 сутки эти же суспензии дают 72 и 22% отстоя соответственно. 15%-ные суспензии палыгорскита даже через 1 сутки не дают отстоя и имеют нетекучую зкость. Палыгорскитовые глины в растворе NaCl 1-3%-ной концентрации «связывают» больше воды, чем в пресной воде. Фильтрация палыгорскитовой суспензии достаточно велика, что

обусловлено рыхлым строением их фильтрационных корок, но при засолонении в отличие от других глин она уже не возрастает. Для палыгорскитовых глин характерны замедленные пептизация и размокание. Попытки форсировать их механическим диспергированием приводят к повреждению пластинок и кристаллической решетки. Поэтому более эффективно диспергирование в водной среде путем продолжительного перемешивания. К солестойким минералам относится и сепиолит — аналог палыгорскита, обладающий еще большей устойчивостью к воздействию солей. Он хорошо диспергируется в пресной и минерализованной воде, термостоек в растворах ($>200^{\circ}\text{C}$). Лучшее Кармозерс-кое месторождение палыгорскитовых глин России находится в Плесецком районе Архангельской обл. с выходом раствора $15 \text{ м}^3/\text{т}$ и насыпной массой от 0.9376 до 1.085 г/см^3 , а также Калино-Дашковс-кое в Подмоскowie и Борщевское месторождение в Калужской обл.

Кроме перечисленных групп минералов в глинах содержатся в различных количествах оксиды железа (например Fe_2O_3), щелочных металлов (Na_2O , K_2O), щелочноземельных металлов (CaO , MgO), присутствие которых во многом определяет свойства глин. Оксиды металлов связаны с глинистыми минералами различно. Часть их может входить в состав глинистых минералов, замещая оксиды алюминия, их другая часть связана с глинистым веществом слабее и представляет собой обменные основания. Одним из определяющих признаков является отношение $\text{SiO}_2:\text{R}_2\text{O}$, (где $\text{R}-\text{Al}$, Fe). Это отношение колеблется для минералов монтмориллонитовой группы от 4 до 7, каолинитовой — от 2 до 3, гидрослюдистой — от 3 до 4, палы-горскитовой — от 2.1 до 2.5. Атомы кремния и алюминия, входящие в кристаллическую решетку глинистых минералов, могут быть замещены другими атомами, причем не обязательно с одинаковой валентностью. Если присутствуют два иона с разной валентностью, то предпочтительнее адсорбируется ион с более высокой валентностью в следующем порядке: $\text{H}^+ > \text{Ba}^{2+} > \text{Sr}^{2+} > \text{Ca}^{2+} > \text{Cs}^+ > \text{Rb}^+ > \text{K}^+ > \text{Na}^+ > \text{Li}^+$ (справедлив не для всех глинистых минералов). Ион водорода адсорбируется очень сильно, поэтому pH оказывает значительное влияние на катионообменные реакции. В этом случае частицы глины для компенсации ненасыщенной валентности адсорбируют из водных растворов катионы, т.е. происходит обмен катионов. Каждая глина обладает определенным количеством обменных катионов; вполне определенной обменной емкостью (ОЕ). Последняя выражается количеством миллиграмм-эквивалентов обменных катионов, содержащихся в 100 г сухой глины. Емкость катионного обмена некоторых глинистых минералов по РЕ. Гриму колеблется в следующих пределах (мг.экв./100г):

Каолинит.....	3-15
Галлуазит $2\text{H}_2\text{O}$	5-10
Иллит.....	10-40
Сепиолит-аттапульгит.....	20-30
Галлуазит.....	40-50
Монтмориллонит.....	80-150
Вермикулит.....	100-150

Около 80% ОЕ монтмориллонита и иллита приходится на ба-зальные поверхности. У каолинита большая часть ОЕ приходится на разорванные связи у ребер кристаллов. При этом, чем выше ОЕ, тем выше коллоидная активность глины, т.е. ее качество. В глинистых минералах обменными катионами являются Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+ , H^+ , NH_4^+ , из которых к основным относятся натрий и кальций, поэтому глины получили соответственно название натриевых и кальциевых. Независимо от состава обменного комплекса все глины в различной степени являются гидрофильными.

Существует простой экспресс-метод качественного определения типа обменного комплекса глин. Если при добавке к глинистой суспензии с вязкостью 25 с кальциевой ССБ или УЩР происходит загустевание или разжижение, то глина в основном натриевого типа, и наоборот, если происходит разжижение и загустевание — глина в основном кальциевого типа.

Коллоидность глин

Коллоидность глин определяется частицами, размеры которых изменяются от мельчайших видимых только под микроскопом, до молекулярного уровня (глинистая суспензия). Большинство природных глин имеют размеры частиц менее 0.01 мм , при этом чем больше коллоидных фракций и меньше размеры глинистых частиц, тем лучше свойства буровых растворов. Частицы глины благодаря малому размеру удерживаются во взвешенном состоянии бесконечно долго в результате броуновского движения воды. При этом скорость осаждения и вязкость зависят от поверхностных явлений (удельной поверхности и поверхностной активности), которые происходят за счет электростатической неуравновешенности молекул в поверхностном слое частиц. Коллоидная активность зависит от

удельной поверхности, меняющейся в зависимости от формы частиц и их поверхностной энергии. Коллоидные частицы обычно составляют

Плотность суспензии, кг/м ³	Коллоидность глины	Выход глинистого раствора, м ³ /т
<1060	Высококоллоидная	10-18
1061-1150	Коллоидная	4-9.9
1151-1300	Среднеколлоидная	3-3.9
1301-1400	Малоколлоидная*	1.6-2.9
>1400	Тяжелая	>1.6

* При использовании малоколлоидных глин глинистый раствор целесообразно готовить на водном растворе УЩР 10%-ной концентрации с добавкой 0.5-0.9% кальцинированной соды (или 3.3-5.5% к навеске глины).

большую долю в твердой фазе, но оказывают большое влияние на свойства бурового раствора ввиду своей высокой активности. Коллоидность является основной характеристикой, определяющей выход раствора из 1 тонны глины при вязкости суспензии 25 ± 1 с, и приблизительно оценивается по данным табл. 4.1.2.

Более точно качество глин оценивается по коэффициенту коллоидальности, где дисперсность глин в суспензии определяется по предельной величине адсорбции органического красителя-метиле -новой сини (МС). МС адсорбируют частицы глины размером, в основном, менее 1 мкм. При этом установлено, что 1 г коллоидных частиц Саригюхского бентонита в среднем адсорбирует 59.0 см МС. Эта величина принята в качестве эталона при сравнительной оценке активности глин и твердой фазы буровых растворов. Критерием качества глин и глинистых минералов является коэффициент коллоидальности (К), характеризующий относительное содержание активного коллоидного комплекса глин в условиях наиболее полного диспергирования и представляющий собой отношение величины адсорбции МС 1 г исследуемой глины к величине адсорбции МС 1 г коллоидных частиц Саригюхского бентонита.

$$K = \frac{B}{59},$$

где В — величина адсорбции, см³Д.

Для определения величины адсорбции МС, исследуемой глиной, взвешивается 1 г измельченной глины (с точностью до 0.01 г) с учетом влажности, помещается в колбу, добавляется 15 см³ 3%-ной перекиси водорода (только при определении коллоидных частиц в буровом растворе, с целью нейтрализации влияния химреагентов), 0.5 см³ 5 н. раствора серной кислоты (14 см³ концентрированной серной кислоты вливается в 50 см³ дистиллированной воды и разбавляется водой до 100 см³, с целью засечь конец титрования) и кипятится 4 мин. в колбе с обратным холодильником. После охлаждения добавляется 35 см дистиллированной воды, перемешивается и титруется раствором МС (2.225 г МС растворяется в 150 см³ дистиллированной воды и разбавляется водой до 500 см³). При полном сорбировании МС глиной капля, взятая из колбы, оставит на фильтровальной бумаге желтый круг, с резко очерченной границей и прозрачной водой. Титрование ведется до тех пор, пока от капли на фильтровальной бумаге не появится голубой ореол от избытка МС. Если после взбалтывания колбы в течение 2 мин. и нанесения контрольной капли ореол не исчезнет, титрование закончено.

При определении содержания коллоидных частиц в буровом растворе используется формула:

$$K = BV,$$

где V — объем метиленовой сини для титрования, мл;

В — расчетный коэффициент, зависящий от того, в каком соотношении необходимо получить результат (масса/объем-В₁, или объем/объем-В₂);

$$B_1 = 100/KV = 100/(59 \cdot 2) = 0.85; B_2 = 100/KV\rho_r = 100/59 \cdot 2 \cdot 2.6 = 0.33$$

V — объем бурового раствора для титрования (2 мл), мл;

ρ_r — плотность глины, г/см³.

При использовании тяжелых растворов или с малым содержанием твердой фазы добавка МС может составить только часть миллилитра, в связи с недостатком коллоидных частиц.

В таблице приведены коэффициенты коллоидальности некоторых глин, где показано, что бентонитовые глины I и II сорта с

Наименование глины	Адсорбция МС, см ³ /г	К	обменной емкостью
Черкасская I сорт	44.0	0.75	более 80
II сорт	36.0	0.61	мг.экв/100 г
Саригюхская I сорт	46.0	0.78	имеют К>0.6,
II сорт	35.0	0.60	а гидрослю-
Огланлинская	30.0	0.51	дистые и
Нефтебадская	10.5	0.18	каолининовые
Куганакская	20.0	0.34	глины с
Альметьевская	21.0	0.35	обменной
Дружковская	10.5	0.18	емкостью
Палыгорскитовая	28.0	0.47	менее 36

мг.экв/ 100 г имеют КХО.3. С увеличением «К» выход раствора и коэффициент набухания увеличиваются, а глиноемкость уменьшается. Добавки различных химреагентов значительно изменяют коэффициент коллоидальности.

Значительное снижение коллоидальности глин происходит при наличии всего 0.1% электролите в-коагулянтов Na₂Cr₂O₇, Ca(OH)₂, CaCl₂, Al₂(SO₄)₃, CaSO₄ и др. и в меньшей степени NaCl, Na₂SO₄, MgCl₂ и др. Например, при увеличении добавки NaCl от 1 до 3% коллоидальность глины снижается, а при большей концентрации NaCl почти не меняется.

Определение выхода раствора

В соответствии с ГОСТ 25796.1 — 83 выход раствора определяется по вязкости суспензии с нормированной массовой долей глины. Для этого берется одна из навесок 20, 25, 34, 52, 86 г бентонитовой или палыгорскитовой глины, высушиваемой до 6 — 10 и 16 — 25% соответственно, 60 и 110 г каолинит-гидрослюдистой глины, высушиваемой до 6-10% и размалывается до размера частиц не более 10 мм. В стакан смесительной установки «Воронеж-2» наливают 400 см³ холодной воды, насыпаются навески бентонитовой и каолинит

Показания шкалы вискозиметра	Навеска бентонитовой и палыгорскитовой глины, г					Выход раствора, м ³ Д
	20	25	34	52	86	
Угол закручивания пружины по шкале, °	>80	>80	>80	>80	>80	>20
	<80	>80	>80	>80	>80	16 - 19.5
	<80	<80	>80	>80	>80	12 - 15.5
	<80	<80	<80	>80	>80	8 - 11.5
	<80	<80	<80	<80	>80	5-7.5
	<80	<80	<80	<80	<80	до 4.5

Показания шкалы вискозиметра	Навеска каолинит-гидрослюдистой глины, г		Выход раствора, м ³ /г
	60	110	
Угол закручивания пружины по шкале, °	>80	>80	>7.0
	<80	>80	4.0-6.5
	<80	<80	до 3.5

— гидрослюдистой глины, а

пальгорскитовой глины в 400 см насыщенного раствора хлорида натрия с плотностью 1.20 г/см³. Затем суспензии перемешиваются на 2-й скорости 20 и 30 мин. соответственно. Если получается пастообразная масса, то они выбрасываются, и анализ повторяется с меньшей навеской глины. При низкой вязкости суспензий берется большая навеска глины, а при относительно нормальной вязкости суспензии оставляются в покое на 16-20 часов. После этого суспензии перемешиваются в течение 15 мин., заливаются в контейнер прибора ВСН-3 до риски, снова перемешиваются при частоте вращения 600 мин.⁻¹ до достижения устойчивого показания шкалы прибора. Если при этом показания шкалы прибора более 200, испытание прекращается, так как угол закручивания пружины будет заведомо больше 80°. Выход раствора определяется по табл. 4.1.3.1, 4.1.3.2.

Недостатками этого метода являются процесс сушки, где нет простой методики сушки до конкретной влажности, а также заливание мельницы пальгорскитовой глиной при помоле с ее влажностью 16-25%. Это вынуждает последнюю подсушивать до влажности 8-12%, что снижает выход раствора.

При использовании местных карьерных глин для приготовления буровых растворов существует довольно эффективная методика определения выхода раствора, предусматривающая получение вязкости 25±1 с с последующим расчетом выхода раствора по плотности. Для этого берется два объема 400 см³ холодной воды, добавляется 60 и 110 г любой глины на сухое вещество с учетом влажности, перемешивается на установке «Воронеж-2» на 2-ой скорости в течение 20 мин, и оставляется в покое на 16-20 часов. При нетекучей вязкости проба разбавляется водой, перемешивается 15 мин. и замеряется вязкость. Если она больше 25±1 с, то суспензия с навеской 60 г разбавляется водой до постоянной вязкости 25±1 с. Замеряются все остальные параметры, а суспензия с навеской 110 г выбрасывается. Затем к суспензии с вязкостью 25±1 с добавляется 0.5 — 0.9 % кальцинированной соды к общему объему суспензии или 3,5 — 5.5 % к навеске глины, перемешивается 1 час и замеряется вязкость. Если она больше 25 с, то разбавляется водой. Замеряются все параметры и рассчитывается выход по плотности по формуле

$$B = 0.63/(\rho_p - 1).$$

Если вязкость не изменилась после добавки кальцинированной соды (25 с), то это характеризует наличие большого количества катионов кальция или натрия, подавляющих процесс обмена катионов. Следует отметить, что выход раствора при использовании этих методик примерно одинаков, но в последнем случае исключается время на сушку глины.

Существует экспресс-метод определения выхода раствора, предусматривающий добавку пробы любой глины массой 60 и 110 г в кипящую воду. Суспензия перемешивается 15 мин., охлаждается до комнатной температуры, доводится до постоянной вязкости 25±1 с и замеряются все параметры.

Гидратация и набухание глин

Все глинистые минералы адсорбируют различное количество воды и в большей степени монтмориллонит за счет слабых связей и набухания кристаллической решетки. Адсорбция воды внутри обменного слоя вызывает эффективное набухание глинистой структуры, так как молекулы воды оттесняют слои до тех пор, пока в пространстве, содержащем один слой атомов натрия или кальция, не окажется четыре и более молекул воды. Для натриевого монтмориллонита это расстояние (между базальными поверхностями) может увеличиваться до 800% после гидратации, для кальциевого бентонита всего на 34%. Отдельные пластины глины также адсорбируют воду на своих наружных поверхностях, где она удерживается электростатическим притяжением распавшихся атомных связей (кристаллическое набухание). Известно также осмотическое набухание, где концентрация катионов между слоями частиц больше их концентрации в основной массе раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство ввиду разницы в концентрации электролита, раздвигает слои с набуханием последних. Осмотическое набухание по сравнению с кристаллическим приводит к большому увеличению общего объема. Например, натриевый монтмориллонит при кристаллическом набухании адсорбирует около 0.5 г воды на 1 г сухой глины, и его объем удваивается, а при осмотическом набухании он адсорбирует около 10 г воды на 1 г сухой глины, т.е. его объем возрастает в 20 раз (об осмосе см. гл.6). Као-линитовые глины гидратируются и набухают в воде плохо, поэтому суспензии из них неустойчивы. Гидрофлюидные и пальгорскитовые глины занимают промежуточное положение. Гидратация и набухание глин зависят также от соотношения свободной и связанной воды, ее минерализации, щелочности и температуры. Установлено, что чем больше связанной воды, тем меньше набухают глины, при этом связанная вода

теряет растворяющую способность. Вода, содержащая различные минеральные соли, резко снижает гидрофильность глин и количество связанной воды. Так у 3%-ных суспензий аскангеля при добавке 0.1% NaCl содержание связанной воды снижается до 7.4%, при добавке 0.5% NaCl — до 3.4%, а при 10% NaCl в связанном виде находится лишь 1.72% всей воды системы. В кислых и сильно щелочных средах содержание связанной воды также невелико, при этом глины очень плохо набухают и распускаются. При повышенной температуре количество связанной воды уменьшается в 1.5 раза, а процесс набухания возрастает в несколько раз. Увеличения количества связанной воды, снижения набухаемости и повышения прочности глин можно достигнуть путем специальных добавок некоторых электролитов. Следует учесть, что предельная гидратация глины наступает при ее влажности около 20%, включая адсорбционно связанную воду, но эта вода не является дисперсионной средой.

Определение набухания глин

Набухание глин чаще всего оценивается по увеличению объема пробы, измеряемой прибором ПНГ, который состоит из цилиндра с перфорированным днищем, поршня со штоком, крышки с индикатором часового типа, мерного устройства, состоящего из стакана со скобой и термометра. На дно цилиндра укладывается листок фильтровальной бумаги, на которой равномерно насыпается 4 г глинопорошка (глины) и накрывается сверху листом фильтровальной бумаги. Затем в цилиндр вводится поршень, устанавливается крышка, цилиндр в сборе помещается в мерное устройство и вводится в стакан, заполненный на 1.5 см выше поршня исследуемой жидкостью. Жидкость через отверстия в днище цилиндра проникает к пробе, смачивает ее и вытесняет из нее воздух. Начало смачивания, отмечаемое по рывку стрелки, является началом опыта. Измерение продолжается до тех пор, пока стрелка не установится на постоянной величине, после чего рассчитывается объем набухания по формуле:

$$V_{\text{наб.}} = V_0 + V_{\text{ж}} + V_{\text{ж}}^1$$

где $V_{\text{наб}}$ — объем набухшей глины, см^3 ; V_0 — объем сухой глины в пробе, см^3 ; $V_{\text{ж}}$ — объем поглощенной жидкости, см^3 ; $V_{\text{ж}}^1$ — объем иммобилизованной жидкости, см^3 ;

$$V_{\text{ж}} = V_{\text{наб.}} - V_0 - V_{\text{ж}}^1; \quad V_0 = \frac{m}{\rho}$$

где m — масса глины, г; ρ — плотность глины, г/см^3 .

$$V_{\text{наб.}} = H_{\text{наб.}} \cdot S_{\text{приб.}}$$

где $H_{\text{наб}}$ — высота набухшей пробы, см^3 ; $S_{\text{приб}}$ — площадь после набухания, см^2 .

$$V_{\text{ж}}^1 = (V_{\text{нач.}} - V_0) \text{tg} \beta,$$

где $\text{tg} \beta$ — угол, характеризующий изменение объемов глин, град.

$$V_{\text{нач.}} = H_{\text{нач.}} \cdot S_{\text{приб.}}$$

где $H_{\text{нач}}$ — высота сухой пробы, см;

$$S_{\text{приб.}} = \frac{\pi d^2}{4}; \quad \text{tg} \beta = \frac{V_{\text{наб.}}}{V_{\text{нас.}}}$$

$$V_{\text{ж}} = V_{\text{нат}} - V_0;$$

$$\text{Коэффициент набухания } K_1 = \frac{V_{\text{ж}}}{V_0}$$

Коэффициент поглощения воды 1 г глины $K_2 = \frac{V_{*}}{m}$

Определение солестойкости глин

Очень важное значение имеет солестойкость глин, используемых для приготовления буровых растворов, стандарты на которую отсутствуют. Для проверки солестойкости готовятся две суспензии из 200 г глины и 400 см³ воды с постоянной вязкостью 25 ± 1 с по второй методике, указанной при определении выхода раствора. После замера всех параметров в первую пробу добавляется 25% NaCl к объему суспензии, во вторую — 0.01% CaCl₂, перемешивается 5 мин. на первой скорости, определяются параметры и оставляются в покое на 16-20 часов. Затем суспензии перемешиваются 15 мин., замеряются все параметры и определяется солестойкость по следующим критериям: глина солестойкая к одно- и двухвалентным солям, если условная вязкость повысилась не более чем на 15 с, а фильтрация на 25%, так как в пресной суспензии определяется кажущаяся вязкость, которая может измениться во времени.

Определение содержания песка

В соответствии с ГОСТ 25796.3-83 в стакан наливается 400 см³ воды нагретой до кипения, добавляется 10 см³ 5%-ного раствора пиродифосфорнокислого натрия (Na₂H₂P₂O₇), 10 г глины, перемешивают 30 мин. и дают отстояться 1 мин. Жидкость сливают, осадок смывают водой в предварительно взвешенную чашу, растирают резиновой пробкой и несколько раз промывают до исчезновения мути. Остаток высушивают в сушильном шкафу при $105 \pm 3^{\circ}\text{C}$ до постоянной массы, охлаждают, взвешивают и определяют массовую долю песка в процентах по формуле:

$$n \approx \frac{(m_1 - m_2)}{m} \cdot 100,$$

где m_1 , m_2 , m — масса чаши с сухим остатком, чаши и навески глины, г, соответственно.

Определение потребности глины

Пример. Определить расход товарной глины и воды для приготовления суспензии с $\rho = 1.20$ г/см³, а также ее концентрацию и способ снижения плотности.

$$\text{Объем глины } V_r = \frac{\rho_p - \rho_n}{\rho_r - \rho_n} = \frac{1.20 - 1.0}{2.5 - 1.0} = 0.133 \text{ л}$$

$$\text{Масса глины } M_r = V_r \cdot \rho_r = 0.133 \cdot 2.5 = 0.332 \text{ кг} \quad \text{Объем воды } V_B = 1 - V_r = 1.0 - 0.133 = 0.867 \text{ л}$$

$$\text{Масса воды } M_n = V_B \cdot \rho_B = 0.867 \cdot 1.0 = 0.867 \text{ кг}$$

$$\text{Концентрация глины } C_2 = \frac{100 \cdot M_r}{V_p \cdot \rho_p} = \frac{100 \cdot 0.332}{1.0 \cdot 1.20} = 27.7 \%$$

Увеличение концентрации глины до 35%

$$Q_2 = \rho_p \cdot V_p (C_x - C_r) / (100 - C_x) = 1.20 \cdot 1.0 (35 - 27.7) / (100 - 35) = 0.135 \text{ кг}$$

Снижение концентрации

$$\text{глины с } 27.7\% \text{ до } 20\% \quad (27.7 - 1000/20) - 1000 = 0.385 \text{ л воды}$$

в 1 л раствора путем
добавки воды

$$\text{Расход глины (глино-} \quad \text{Объем пасты } 1000 - 40/100 = 400 \text{ см}^3$$

порошка) при добавке
40 % глинистой пасты
20%-ной концентрации
на 1 л

Общий объем суспензии

$$1000 + 400 = 1400 \text{ см}^3$$

Содержание глины в 40% пасты

$$40 \cdot 20 / 100 = 8\%$$

Содержание глины в 400 см³ пасты $1400 - 100 / 400 = 350$ г или в общем
объеме $100 \cdot 20 / 350 = 5.6\%$

Общая формула для определения расхода глины

$$P = \frac{P_r(P_p - P_v)}{P_r - P_v} = \frac{2.5(1.2 - 1.0)}{2.5 - 1.0} = 0.332 \text{ кг}$$

V_r, V_v — объем глины и воды, см ;

$P_r > P_v > P_g$ — плотность раствора, воды и глины, г/см³;

C_x, C_2 — концентрация глины требуемая, исходная, %.

Модифицирование глин

Основной целью модифицирования глин является повышение качества глинистого сырья (выхода раствора), возможность их взаимодействия с неполярной (углеводородной) средой и повышение солестойкости. При этом модификаторы способствуют снижению энергетических затрат на механоактивационное разрушение глинистых частиц вследствие снижения поверхностной энергии.

Модификаторы по своему назначению делятся на 4 группы. К первой группе относятся реагенты, содержащие обменный натрий (Na_2CO_3 , NaOH , Na_3PO_4 , $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$, NaF), катион которого является активным гидрофильным стабилизатором, связывающим частично воду в поверхностном слое и взаимодействующий с двухвалентными катионами глин. В результате обменной и молекулярной адсорбции увеличивается щелочность глин, что приводит к развитию гид-ратных слоев вокруг глинистых частиц, их пептизации и диспергированию. При полном насыщении ионами натрия молекулярные силы сцепления между частицами отсутствуют, но не всегда повышается вязкость и выход раствора. Это происходит, когда обменный кальций находится в труднодоступном межпакетном пространстве и для его извлечения необходимо продолжительное время, а также частичное кальцинирование глины и наличие иона K^+ более 3 мгэкв/100г. Достижение максимального выхода раствора при модифицировании глины получается тогда, когда адсорбируется не менее 50% от введенной Na_2CO_3 , а увеличение выхода раствора при добавке любого модификатора должно быть не менее 3 м³/т, иначе глина негодна. При технологической необходимости натриевые глины можно превратить в кальциевые, путем их обработки катионами кальция (известкование, ввод гипса или хлорида кальция). Такие глины имеют низкое осмотическое давление, слабо набухают и диспергируются в воде, имеют низкий выход раствора.

Ко второй группе модификаторов относятся малорастворимые оксиды магния и бария, под действием которых наблюдается увеличение вязкости суспензий, в том числе и тех, которые не набухают или слабо набухают в присутствии Na_2CO_3 . Но при этом резко увеличивается фильтрация суспензий, поэтому данный тип модификаторов применяется только для палыгорскитовых глин. Если же добавку оксида магния производить совместно с Na_2CO_3 (0.6-0.9 и 1.2-1.8 % соответственно) к обычным глинам, выход раствора получается больше, чем при добавке только Na_2CO_3 , при этом фильтрация суспензии не повышается. В качестве оксида магния можно использовать каустический магнезит марки ПМК-87, а для повышения выхода раствора добавлять сополимер М-14 ВВ. Механизм действия оксида магния заключается в следующем. MgO плохо растворим в воде (0.00062 г на 100 г воды), но образуемый в воде гидрокарбонат магния ($3\text{MgCO}_3 \cdot \text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$) растворяется уже лучше (0.4 г на 100 г воды). Содержание $\text{Mg}(\text{OH})_2$ в MgO составляет 6-8%, а при контакте с водой уже 20 — 24%. Добавка Na_2CO_3 в систему позволяет увеличить реакционную способность оксида магния в 5 раз ввиду образования не только гидрокарбоната магния, но и легко растворимого $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$

вследствие гидролиза MgO . При этом подавляется обмен ионов Na^+ на Ca^{++} , снижается диспергирование глинистых частиц за счет снижения их гидрофильностиTM и образования на поверхности частиц карбонатов (карбонизация MgO при соединении с CO_2).

К третьей группе модификаторов относятся сополимеры мета-криловой кислоты, один компонент которых хорошо связывается с поверхностью глинистой частицы за счет химического взаимодействия, водородных связей и других факторов, понижая межфазную поверхностную энергию, а второй гидрофилизует поверхность твердой фазы и способствует снижению фильтрации. При этом увеличивается электростатическое отталкивание между частицами с образованием трехмерных полимербентонитовых структур и интенсивным ростом вязкости раствора. Из отечественных сополимеров используется, в основном, М-14ВВ в сочетании с Na_2CO_3 , который имеет молекулярную массу в 4-5 раз выше, чем выпускавшийся ранее метас, вязкость 1%-ного водно-щелочного раствора 80-1050 мПа·с и является наиболее эффективным модификатором. При этом лучшие зарубежные модификаторы данного класса имеют вязкость 1%-ного раствора в пределах 1000-14000 мПа·с. Следует отметить, что такие глины (глинопорошки) могут использоваться при условии, если жесткость воды составляет не более 15-17 мг.экв/л или (15-40.08):2-300 мг/л при обязательной предварительной его гидратации. ЗАО «Полицелл», г. Владимир, выпускает комбинированную полимерную добавку (КПД-ВЛ), повышающую выход раствора в 3-5 раз.

К четвертой группе модификаторов относятся катионоактивные ПАВ, способствующие взаимодействию глин с углеводородами и превращающие их в органофильное состояние. Основным назначением органофильных глин является замена высокоокисленного битума, мыл и эмульгаторов в растворах на углеводородной основе (РУО), с целью образования гелей и устойчивой корки на стенках скважины при разбуривании только калийно-магниевого солей. Известно, что все сорта битума при высоких температурах растворяются в углеводородных средах и переходят в истинные (ньютоновские) жидкости, не обладающие свойствами коркообразования. Поскольку любая глина гидрофильна в различной степени и не может в естественном состоянии диспергироваться в углеводородах, то ее переводят в органофильное состояние с помощью четвертичных алифатических аминов, имеющих от 12 до 22 атомов углерода в одной из алкильных цепей, например, алкилбензилдиметиламмоний-хлорида. АБДМ-хлорид выпускается в виде 50%-ного раствора в изопропиловом спирте, его соотношение с глиной составляет 0,5:1. Органофильная глина готовится путем заготовки водной 5%-ной суспензии из бентонита или палы-горскита, в который добавляется 2%-ный раствор ПАВ. При этом аминогруппы замещают катионы натрия и кальция в глине, а углеводородные цепи вытесняют адсорбированные молекулы воды. Глина выпадает в осадок, ее отделяют, промывают водой и сушат. Для получения органофильной глины может использоваться и 50%-ный водный раствор катамина — АБ (ТУ 6-01-816-75), который не изменяет гидрофильность глины по сравнению с большинством других катионоактивных ПАВ, делающих поверхность глины гидрофобной, а также алкилшпорованные кубовые остатки алкилдиметиламинов, выпускаемые Волгодонским филиалом ВНИИПАВ и используемые в составе термостойких инвертных эмульсий. Добавка органофильной глины в РУО составляет от 6 до 40 кг/м³. При использовании РУО с высокой фильтрацией, с целью повышения механической скорости бурения концентрация органофильной глины увеличивается, а в надпакерных жидкостях в районах Крайнего Севера составляет до 140 кг/м³. Органобентонит выпускается по ТУ 095-003-11475315-2000 ООО «Консит-А», Москва, а/я 29. За рубежом выпускается органофильная глина с использованием модификатора на базе аминокислотных производных, которая значительно эффективнее вышеописанной глины и других.

Существует еще пятый способ модифицирования глин, обработанных Na_2CO_3 с помощью токов высокой частоты, которые позволяют увеличить выход раствора из низкосортных глин на 50%, но он не получил распространения из-за сложной технологии модифицирования. Вместо глин в ряде регионов (Белоруссия и др.) используется сапропель (озерный ил), имеющий плотность от 1.6 до 2.3, pH от 6 до 8, при этом выход раствора составляет 7-10 м³/т при плотности 1.04-1.06 г/см³ и фильтрации 3-6 см /30 мин. без добавки защитных коллоидов. Сапропель является природным биополимером, содержащим органические и минеральные компоненты, добавка которого для получения структуры раствора составляет от 2 до 12%.

Технические требования к глинопорошкам

Глинопорошок впервые начали применять с целью облегчения и ускорения приготовления и регулирования

Наименование показателя	Марка бентонитовых глин								
	Б-1	Б-2	Б-3	Б-4	Б-5	Б-6	Б-7	Б-8	Б-9
Выход глинистого раствора, м ³ /т	>16	>16	12-15.5	8-11.5	5-7.5	до 4.5	8-11.5	5-7.5	<4.5
Показатель модифицируемости, градус, не менее	-	-	-	>80	>80	-	>80	80	80
Коэффициент пластичности суспензии, с ^{н1} , не более	1500	-	-	-	-	-	-	-	-
Статическое напряжение сдвига суспензии. Па, не менее	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Показатель фильтрации, см ³ , не более	15								
Массовая доля песчаной фракции, %, не более	6	6	6	6	8	10	6	8	10

Наименование показателя	Марка палыгорскитовых и каолинит-гидрослюдистых глин								
	П-1	П-2	П-3	П-4	П-5	П-6/П-7	КГ-1	КГ-2	КГ-3
Выход глинистого раствора, м ³ /т	>20	16-19.5	12-15.5	8-11.5	5-7.5	до 4.5	>7	4-6.5	<3.5
Массовая доля песчаной фракции	6	6	6	8	8	10	8	а	10
Седиментация сусп, %, не более	не допускается						-	-	-
Показатель модифицируемости, не менее						- /80			

параметров буровых растворов, снижения расхода материалов и экономии затрат в 2-6 раз. Для этих целей используются монтморилло-нитовые, каолинит-гидрослюдистые и палыгорскитовые глины, из которых наибольшее распространение получили первые, названные в 1898 г. американцем Найтом бентонитом. В практике используются натриевый и кальциевый бентонит, содержащие в составе одновалентные щелочные металлы Na⁺ и K⁺ и двухвалентные Ca²⁺ и др. соответственно. Натриевый бентонит хорошо набухает и диспергируется в пресной воде, лучшие сорта которого дают выход раствора до 30 м³/т. При необходимости натриевый бентонит можно перевести в кальциевый путем обработки ионами Ca²⁺. Кальциевый бентонит плохо набухает и диспергируется в воде, дает низкий выход раствора, для повышения которого производится обработка кальцинированной содой (модифицированный глинопорошок). Впервые глинопорошок, модифицированный оксидом магния (MgO) начали применять в 1929 г. (США). Сушка модифицированного глинистого сырья производится при умеренных температурах, так как при повышенных температурах снижается его гидрофильность, наблюдается поверхностная кристаллизация глины, упрочнение связи обменных катионов с поверхностью частиц глины, что замедляет кинетику их гидратации, увеличивает затраты энергии на дезинтеграцию глины и ухудшает технологические свойства глинопорошка. Лучшие результаты дает превращение подготовленной глины в суспензию с последующей газораспылительной сушкой, что обеспечивает мягкие условия для десорбции воды и обеспечивает получение микросферических полых внутри гранул глинопорошка, быстро диспергирующихся в воде. Это способ является самым прогрессивным и применяется в химической и других отраслях промышленности.

ности. Помол высушенного глинистого сырья может осуществляться несколькими способами.

При шаровом способе помола бентонитовых глин отмечается снижение выхода раствора на 20% за счет необходимости уменьшения их влажности, вследствие налипания на рабочие органы. Измельчение происходит раздавливанием и истиранием, а улучшение физико-механических свойств незначительное, так как мала скорость вращения барабана, увеличить которую нельзя из-за превышения силы тяжести над центробежной силой, что не позволяет создать малогабаритные установки для быстрого и тонкого измельчения.

При дезинтеграторном способе помола измельчение происходит ударно-раздавляющим действием твердого тела. Достоинствами являются простота конструкции, комплектность, высокая производительность на единицу объема (5-80 м³/ч), малые затраты энергии на холостой ход машины и измельчение. Недостатком является быстрый износ ударных тел. Этот способ применяется также в производстве комбикормов, протеинового концентрата, силикальцита, порошковой металлургии и других отраслях.

При струйном способе помола измельчение происходит за счет соударения твердых частиц движущихся с большой скоростью под действием силы напора газовой струи. При этом одновременно происходит сушка, обогащение и активация материала. В настоящее время применяется противоточная струйная мельница УСИ-25, работающая на перегретом паре для измельчения руд, сушки пастообразных осадков после фильтрации сточных вод. Достоинствами являются простота конструкции, малая металлоемкость, надежность в работе. Недостатками являются большие затраты перегретого пара или электроэнергии (компримирование воздуха) и сложное компрессорное или котельное оборудование для подготовки газа или пара - носителя. Если КПД идеальной мельницы принять за 100 %, то КПД перечисленных способов составит:

дезинтеграторный	25-40%
шаровой	6-9 %
струйный	1-2%.

Качество глинопорошков выпускаемых в России очень низкое, а его содержание в буровом растворе составляет от 2 до 6 % (объемных) или 5-15 % (массовых). Замена глины с выходом раствора 3-4 м³/т на глинопорошок с выходом 12-15 м³/т позволяет увеличить проходку на долото и механическую скорость бурения на 89 и 45 %. Кроме того, высокое содержание глины в растворе приводит к повышенному расходу химреагентов и долот, затрудняет получение требуемых свойств буровых растворов, поэтому поиск и производство высококачественных глин является актуальной задачей, учитывая, что глинопорошки применяются также в пищевой, металлургической промышленности и сельском хозяйстве. В Оренбургской области найдена глина с натриево-кальциевым обменным комплексом, выход раствора из которой после модифицирования достигает более 19 м³/т.

Определение влажности глинопорошков

Навеска глинопорошка высушивается в сушильном шкафу в стеклянном бюксе при 105±3°C, пока разность в весе между двумя последовательными взвешиваниями станет менее 0.01 г. Первое взвешивание производят через 2 часа, повторное — каждые 30 мин. Перед взвешиванием проба охлаждается в эксикаторе. Содержание влаги вычисляется по формуле

$$Вл = \frac{P - P_1}{P} \cdot 100\%,$$

где P — масса влажного образца, г;

P₁ — масса высушенного образца, г.

Для ускоренного определения влажности 10 г глинопорошка помещается в фарфоровую чашку и нагревается под инфракрасной лампой. Первое взвешивание проводится через 6 мин. и подсушивание ведется до постоянного веса.

Аналогично приведенным методикам определяется влажность глин, только первое взвешивание производится через 6 часов ввиду высокой влажности товарной глины (25-30%).

Определение выхода раствора из глинопорошка

В два стакана смесительной установки «Воронеж» заливают по 400 см предварительно прокипяченной и нагретой до 70±3°C воды, а в третий — насыщенный раствор хлорида натрия с плотностью 1.20 г/см³, куда насыпают бентонитовый, каолинит-гидрохлорид истый и палы горелый глинопорошки соответственно. Навески глинопорошков берутся из табл. в расчете на сухое

вещество.

Суспензии перемешиваются 20 мин. при испытании бентонитовых и каолинит-гидросло, истых глинопорошков и 30 мин. —

Марка глинопоро ш.	Масса навески глинопорошка на 400 см ³ , г		
	1	2	3
ПБМА	16.5	20.0	25.0
ПББ, ПБМБ, ПБМБэ, ПБМПп, ППМБ, ППБ	20.0	25.0	34.0
ПБВ, ПБМВ, ППМВ, ППВ	25.0	34.0	52.0
ПБГ, ПБМГ, ППМГ, ППГ	43.0	52.0	86.0
ПБД, ПКГД, ППД	52.0	86.0	139.0
ПКГН, ПБН, ППН	112.0	156	190.0

палыгорскитовых и оставляют в покое на 16-20 часов. Если при перемешивании суспензии будут иметь пастообразное состояние, то анализ повторяется с меньшей навеской глинопорошка, так как угол закручивания пружины на приборе ВСН-3 будет заведомо более 160°. После выдержки суспензии снова перемешивают 15 мин., наливают поочередно в контейнер прибора ВСН-3, перемешивают при 600 мин⁻¹ до получения устойчивого показания шкалы вискозиметра (р,. Если при перемешивании суспензии в течение двух-трех минут показания шкалы будут менее 50° или более 160°, опыт повторяют с большей или меньшей навеской глинопорошка соответственно. Эффективная вязкость рассчитывается по формуле:

$$\eta = \frac{A \cdot \phi_i}{600}, \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

где А — константа прибора ВСН-3;

φ! — угол закручивания пружины ВСН-3⁰..

Для низкосортных глинопорошков марок ПБД, ПБН, ПКГД, ПКГН допускается определение выхода раствора производить по 3-й методике для глинистого сырья, т.е. в кипящую воду засыпается проба глинопорошка, перемешивается 5 мин. на 2-й скорости, охлаждается и доводится до вязкости 25±1с.

$$P = \frac{270(p_p - 1) \cdot V_p}{(2.7 - 1.2)(100 - \text{Вл})}, \text{ тн} \quad P = \frac{270(1.2 - 1) \cdot 100}{(2.7 - 1.2)(100 - 10)} = 40 \text{ тн}$$

Технические требования к глинопорошкам в соответствии с ТУ 39-0147001-105-93

Примечание. Индексы ПБМБэ и ПБМБп обозначают порошок бентонитовый модифицированный для экспорта и содержащий палыгорскит, соответственно.

Наименование показателя	Норма для бентонитовых глинопорошков					Норма для бентонитовых модифицированных глинопорошков						
	ПБ Б	ПБ В	ПБ Г	ПБ Д	ПБ Н	ПБ МА	ПБ МБ	ПБМ Бэ	ПБМ Бп	ПБ МВ	ПБ МГ	ПБ М
Выход глинистого раствора вязкостью 20 мПа·с, м ³ /Д менее не менее	— 16.0	— 12.0	— 8.0	— 5.0	5.0 —	— 20.0	— 16.0	— 16.0	— 16.0	— 12.0	— 8.0	8 —
Массовая доля влаги, % не более	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Сухой ситовый анализ, остаток на сите с сеткой 0.14, % не более	—	—	—	—	—	—	—	2.0	—	—	—	—
Мокрый ситовый анализ, остаток на сите, % не более с сеткой № 0.5 с сеткой № 0.0071	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0
Содержание свободной соды, г/100 гл. порошка от до	— —	— —	— —	— —	— —	1.0 5.0	0.5 5.0	— —	1.0 5.0	0.5 5.0	0.5 5.0	0.5 5.0
Фильтрация, см ³ ,	—	—	—	—	—	—	—	15	—	—	—	—
Коэф. пластичности,	—	—	—	—	—	—	—	1.5	—	—	—	—

Наименование показателя	Норма для палыгорскитовых глинопорошков					Норма для палыгорскитовых модифицированных глинопорошков			Норма для као линит-гидрослюдистых глинопорошков	
	ППБ	ппв	ппг	ппд	ппн	ППМ Б	ППМ В	ППМ МГ	пкгд	пкгн
Выход глинистого раствора $\nu = 20$ мПа·с, м ³ /т, менее не менее	— 16.0	— 12.0	— 8.0	— 5.0	5.0 —	— 16.0	— 12.0	— 8.0	— 4.0	4.0 —
Массовая доля влаги, % от до	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	3.0 8.0	3.0 8.0
Остаток на сите с сеткой №20, % не более	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	—	—
Остаток на сите, % с сеткой № 0.5 с сеткой № 0.0071	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	0 10.0	0 10.0
Оксид магния (до), %	—	—	—	—	—	2.5	2.5	2.5	—	—

Примечание. Срок сохранности немодифицированных глинопорошков и модифицированных неорганическими химреагентами не ограничен, модифицированных органическими реагентами — 8 месяцев с даты изготовления.

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ

по применению глинопорошка марки ППБ
производства Серпуховского завода стройматериалов

1. Общие сведения о реагенте.

Глинопорошок ППБ - представляет собой крупнодисперсный порошок грубого помола желтого цвета с оттенками серого.

2. Область применения и технология обработки.

Глинопорошок ППБ применяют для приготовления сухой смеси гелецементного тампонажного раствора, а также для приготовления и обработки промывочной жидкости.

Способ приготовления:

1. Для приготовления «нового» бурового раствора глинопорошок ППБ необходимо модифицировать. Для этого воду, предназначенную для приготовления бурового раствора обрабатываем кальцинированной содой из расчета к 1 тонне сухого глинопорошка 35 кг кальцинированной соды. По данным лабораторных исследований, выход глинистого раствора составляет 14 м³/т условной вязкостью 25 сек (при применении в качестве модификатора - кальцинированной соды).

2. Для повышения вязкостных характеристик вновь приготовленного бурового раствора, на основе глинопорошка ППБ, необходимо произвести его обработку реагентом Унифлор 5% концентрации в количестве 0,07% (в пересчете на сухой 0,7 кг/м³). Причем исходный раствор приготавливается без применения кальцинированной соды. Показатель условной вязкости составляет 46 сек.

3. Для наработки имеющегося бурового раствора оставшегося после бурения последней скважины (перед началом бурения под кондуктор) производим ввод глинопорошка ППБ (не более 30 кг/м³) и для повышения вязкостных характеристик необходимо произвести обработку водным раствором реагента Унифлор (0,2-0,5 кг/м³).

Уменьшение показателя фильтрации бурового раствора, приготовленного с применением глинопорошка ППБ аналогична, как и при работе с буровым раствором, приготовленным на основе бентонита.

3. Требования безопасности.

Глинопорошок ППБ не горюч и невзрывоопасен. При приготовлении бурового раствора необходимо обеспечения естественной вентиляции рабочего места.

Глинопорошок ППБ характеризуется не обладает раздражающим воздействием на кожу и слизистые оболочки.

9. УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Буровые растворы, приготовленные из бентонитовых глин имеют плотность 1.04-1.08 г/см³, а и каолинит-гидросододистых - 1.15-1.25 г/см. Но высокое содержание глинистой (твердой) фазы снижает показатели механического бурения. Поэтому для повышения плотности бурового раствора используются различные утяжелители, которые должны иметь высокую плотность, быть химически инертны, малоабразивны и экологически безопасны. Предел утяжеления любым утяжелителем определяется исходя из его фактической плотности, деленной на 2. Например, если утяжелитель имеет плотность 3.0 г/см³, то буровой раствор можно утяжелять до плотности 1.5 г/см³ и т.д. Все растворы на водной основе перед утяжелением должны иметь параметры: $\phi = 15-25 \text{ мгс/см}^2$; $T = 25-30 \text{ с}$; $\phi = 15 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$, не более. При больших значениях СНС и вязкости при утяжелении произойдет резкое загустевание раствора, а при большей фильтрации — седиментация утяжелителя. В зависимости от плотности, являющейся основной характеристикой, утяжелители подразделяются на три основные группы, данные о которых изложены ниже.

Первая группа, к которой относятся материалы с низкой плотностью (2.6-3.0 г/см³), со сравнительно невысокой гидрофильностью и абразивностью (1.8 по Моосу). Это малоколлоидные глины, мергели, мел, известняк (CaCO₃). Вследствие достаточной инертности (полностью инертных материалов почти не существует) ими можно утяжелять буровые растворы до 1.5 г/см³, не более. При утяжелении до более высокой плотности (1.7 г/см³) растворы интенсивно загустевают из-за высокого содержания твердой фазы, что отрицательно сказывается на эффективности бурения, регулируемости параметров и ведет к перерасходу химреагентов.

Как показал опыт, обычно выгоднее даже при небольшом утяжелении добавлять малое количество высококачественного утяжелителя, чем большое количество низкосортного или

малоколлоидных глин. Важное значение эти утяжелители имеют при вскрытии продуктивных пластов и в растворах на углеводородной основе при утяжелении до 1.1-1.3 г/см³, так как активно реагируют с соляной кислотой (кислоторастворимость 95-97%, восстановление проницаемости на 98%). Карбонатные утяжелители этой группы имеются почти в каждом геологическом регионе, один из которых выпускается под маркой ИКИМСО-А по ТУ 2111-035-00203938-97 (г.Москва).

Средством утяжеления инвертных эмульсий и растворов с низким содержанием твердой фазы являются поваренная соль, хлорид и бромид кальция, пластовая вода, или хлорид цинка (в отдельных случаях).

Вторая группа, к которой относится барит, сидерит, магбар и железистые утяжелители с плотностью 3,7-4.52 г/см³.

Барит (BaSO₄) является самым тяжелым из неметаллических минералов, истинная плотность которого 4.0-4.25 г/см³, а насыпная масса в рыхлом и уплотненном состоянии 2.045 и 2.65 г/см³ соответственно, обладает невысокой твердостью (3-3.5 по Моосу) и малой абразивностью. В бурении впервые применен в 1926 г. (США), поставляется серого, бордового и желтого цветов в зависимости от примесей. В основном используются флотационные баритовые концентраты производства обогатительных фабрик цветной металлургии при утяжелении растворов до 2.2 г/см³. При этом качество такого барита значительно хуже, чем гравитационного, ввиду наличия в нем вредных примесей флотореагентов, вспенивающих раствор и ухудшающих смачивание барита, а также водорастворимых солей и тонкодисперсных глинистых фракций. Соли кальция интенсифицируют процесс флокуляции барита, за счет образования высоковязких мыл с нефтью, обладающих высокой адгезией к твердой фазе бурового раствора, и тем самым снижают предел утяжеления. Тонкодисперсные глинистые частицы в барите повышают структуру в растворе за счет их высокой адсорбционной активности. Недостатком флотационного барита при утяжелении нефтэмульсионных растворов является также сравнительно легкая гидрофобизация его поверхности анионоактивными ПАВ (сульфонол, пеногасители и др.), в результате которой барит смачивается нефтью с образованием крупных флоккул и выпадает в осадок. Для предотвращения и ликвидации этого явления растворы обрабатываются защитными полимерами, ПАВ и щелочными реагентами, обладающих гидрофильными свойствами. Следует отметить, что частицы любого барита, как и другого утяжелителя с высокой утяжеляющей способностью, препятствуют образованию полимербентонитовых связей, поэтому в утяжеленных растворах, а также при высоком содержании твердой фазы расход полимеров увеличивается. Для повышения качества такого барита различные примеси удаляются и нейтрализуются при его помоле водными растворами триполифосфата или пирофосфата натрия. При этом барит получил название модифицированного. Наиболее качественный барит получается при гравитационном обогащении баритовых руд, где отсутствуют флотореагенты, вспенивающие раствор, а содержание вредных примесей незначительно. В этом случае снижается расход барита, затраты времени и средств на утяжеление и обработку раствора. При использовании растворов на нефтяной основе поверхность частиц барита должна быть гидрофобной для улучшения их нефтесмачивания, которая определяется следующим образом; в пробу бурового раствора вводится расчетная добавка утяжелителя, 10 % нефти, перемешивается один час, заполняются по 5 см³ две пробирки центрифуги, затем по 5 см³ воды и центрифугируют 30 мин. После остановки центрифуги в пробирках на границе раздела фаз фиксируется количество нефти, неадсорбированной твердой фазой бурового раствора (Q), а количество адсорбированной нефти (Q₁) определяется по формуле

$$Q_1 = [(0.5 - Q) - 100] - 0.5$$

где 0.5 — общее количество нефти в полном объеме пробирки, см³. Утяжелитель считается нефтесмачиваемым и непригодным для утяжеления буровых растворов на водной основе без предварительной обработки гидрофилизующими реагентами, если Q₁ > 25%.

Экспресс-метод определения барита в буровом растворе

1. Готовится смесь из 4 г гексаметафосфата натрия, 1 г кальцинированной соды и 100 г воды.
2. В пробирку наливается 5 см³ глинистого раствора и 5 см³ смеси по п.1, встряхивается, центрифугируется 30 с при 1800 об/мин.
3. После остановки центрифуги сливается смесь до метки 10 см³ (при необходимости), встряхивается до разрушения осадка и повторно центрифугируется до постоянного объема осадка.
4. В процессе промывки осадка добавляется несколько капель метиленовой сини для

определения содержания глины, которая окрашивается в синий цвет. Промывку производят исчезновения синего цвета из осадка с последующим перерасчетом содержания барита в 1 раствора.

Кислоторастворимость барита составляет «О», а проницаемость продуктивного пласта снижается 81-58%, поэтому его применение при вскрытии таких интервалов крайне нежелательно. Бар выпускается Ильским заводом «Утяжелитель», Краснодарский край; АО «Геоком», Калужская обл., Полотняный Завод; ОАО «Барит», г. Черногоorsk, Красноярский край; ЗАО «Хойлинский ГОК», г. Вскута, Коми Республика (гравитационный). Технические требования на барит приведены в табл.4.2.

Сидерит (FeCO_3) состоит из карбоната железа с примесями оксида железа, доломита, кварца и др. Имеет плотность 3.7-3.9 г/см³, твердость 3.5-4, малоабразивен, экологически безопасен. Применяется при утяжелении любых буровых растворов до 1,8 г/см³ и, в первую очередь, в интервалах бурения продуктивных пластов, так как полностью растворяется в горячей соляной и муравьиной кислот, способствуя восстановлению их проницаемости. Лучший сидерит Бакальского и Ахтенского месторождений Челябинской области в соответствии с ТУ 39-0187001-139-96.

Гематит (Fe_2O_3) — оксид железа, истинная плотность которого составляет 4.15-4.4 г/см³, насыпная масса в рыхлом и уплотненном состоянии 1.89 и 2.32 г/см³ соответственно, обладает высокой твердостью (5-6 по шкале Мооса) и абразивностью, имеет черный или стальной цвет. Кроме этого, гематит имеет повышенную водо-

Наименование показателя	Нормы для сортов барита			Нормы для модифицированного барита		
	I	II	III	УБПМ-1	УБПМ-2	УБПМ-3
Плотность, г/см ³ , не менее	4,20	4.15	4.0	420	4.15	4.0
Массовая доля влаги, %, не более	1.5	1.5	1.5	2.0	2.0	2.0
Массовая доля водорастворимых солей, %, не более	0.35	0.45	0.45	-	-	-
в том числе ионов кальция, %, не более	0.05	0.05	0.05	0.025	0.025	0.025
Массовая доля остатка на сетке № 0071К, %, не более	6.0	6.0	6.0			
на сетке № 009К, %, не более				4	4	4
Массовая доля фракций меньше 5 мкм, %, не более	10	20	20			
Массовая доля триполифосфат, %				0.15-0.25	0.15-0.25	0.15-0.25
Показатель гидрофильности, %, не менее				80	80	80
Номер ТУ	ТУ 39-0147009-047-90			ТУ 39-0147001-106-92		

потребность, ввиду достаточно развитой удельной поверхности (200-300 м²/кг), а максимальная утяжеляющая способность составляет 2.2 г/см³. Гематит был первым утяжелителем, внедренным в 1920 г. (США), в настоящее время его применение ограничено.

Магнетит ($\text{FeO-Fe}_2\text{O}_3$) — двойной оксид железа, истинная плотность которого составляет 4.2-4.52 г/см³, а насыпная масса в рыхлом и уплотненном состоянии 2.39 и 2.81 г/см³ соответственно, обладает высокой твердостью (5.5-6.5) и абразивностью, имеет черный цвет с металлическим блеском. Кроме этого, магнетит проявляет сильные магнитные свойства (недостаток), что приводит к образованию плотного осадка на поверхности буровых труб, способствующего их прихвату. Максимальная утяжеляющая способность магнетита — 2.3 г/см³, применение его в настоящее время ограничено. Техническими требованиями ТУ 39-035-74 на железистые утяжелители предусмотрено содержание влаги не более 12%, водорастворимых солей не более 0.3 %, в том числе солей кальция 0.05% и остаток на сите № 009К не более 10%.

Магбар представляет собой порошкообразную смесь из 50% магнетита и 50% флотационного барита темно-серого цвета, с истинной плотностью 4.4 г/см³, насыпной массой в рыхлом состоянии 1.775 г/см³, в уплотненном состоянии 2.2 г/см³, содержанием водорастворимых солей 0.02-0.05 %,

малой образивностью (примерно как у барита). Максимальная утяжеляющая способность составляет 2.3 г/см³ и может использоваться для частичной нейтрализации сероводорода ввиду наличия в составе магнетита. Магбар выпускается марки В и Н, причем марка «В» должна иметь гидрофильность не менее 80%, производится по ТУ 39-00147001-185-99 Ильс-ким заводом «Утяжелитель», Краснодарский Край.

Третья группа, к которой относятся материалы с плотностью 6.52-7.69 г/см³.

Ферросилиций, истинная плотность которого 6.52 г/см³, а насыпная масса в рыхлом и уплотненном состоянии 2.13 и 3.09 г/см³ соответственно. Предел утяжеления раствора 3.3 г/см³.

Галенит (PbS) — один из основных минералов свинцовых руд, плотность которого 7.4-7.6 г/см³, твердость 2-3, предел утяжеления раствора 3.8 г/см³.

Феррофосфор, истинная плотность которого составляет 7.69 г/см³, а насыпная масса в рыхлом и уплотненном состоянии 3.64 г/см³ и 4.76 соответственно. Предел утяжеления раствора 3.85 г/см³.

Утяжелители этой группы представляют собой сплавы и концентраты руд, которые применяются только в экстренных случаях из-за их высокой стоимости и гидролитического разложения с образованием токсичных и взрывчатых продуктов. Поэтому они вводятся в раствор, предварительно утяжеленный баритом до 2.0-2.2 г/см³.

Определение расхода утяжелителя

Расход утяжелителя для повышения плотности определяется по данным прил. 2, или по формуле

$$Q_y = V_p \cdot p_{yt} \cdot \frac{p_x - p_{исх}}{p_{yt} - p_x},$$

Снижение плотности определяется по формуле:

$$V_o = V_p \cdot \frac{p_{исх} - p_x}{p_x - p_q},$$

или по уравнению материального баланса

$$V_o = p_{исх} \cdot V_{исх} + p_q \cdot V_q = p_x (V_{исх} + V_q),$$

где V_p , $V_{исх}$, V_q — объем раствора для утяжеления, для снижения плотности и облегчающей жидкости, м³;

$p^* > p_{исх} > p_q$ — плотность требуемая, исходная бурового раствора, утяжелителя и облегчающей жидкости, г/см³.

Пример. Произвести расчет расхода барита плотностью 4.2 г/см³ для утяжеления бурового раствора плотностью 1.2 г/см³, объемом 250 м³ до 1.4 г/см³.

Решение.

$$Q_y = 250 \cdot 4.2 \cdot \frac{1.40 - 1.2}{4.2 - 1.4} = 75 \text{ т}$$

Пример. Снизить плотность бурового раствора объемом 250 м³ с 1.4 до 1.2 г/см³ путем добавки раствора с плотностью 1.05 г/см или нефти с плотностью 0.82 г/см. Определить содержание облегчающих жидкостей в буровом растворе.

Решение.

$$V_o = 250 \cdot \frac{1.40 - 1.20}{1.20 - 1.05} = 333 \text{ м}^3$$

$$V_o = 1.40 \cdot 250 + 1.05 \cdot V_q = 1.20(250 + V_q) = 333 \text{ м}^3$$

$$V_o = 250 \cdot \frac{1.40 - 1.20}{1.20 - 0.82} = 132 \text{ м}^3$$

$$V_o = 1.40 \cdot 250 + 0.82 \cdot V_q = 1.20 \cdot (250 + V_q) = 132 \text{ м}^3$$

Содержание облегченной жидкости в исходном буровом растворе равно отношению ее объема к суммарному объему бурового раствора

$$Q_{об.р.} = \frac{333}{250+333} \cdot 100 = 57.1 \%$$

$$G_n = \frac{333}{250+132} \cdot 100 = 34.6 \%$$

Определение влаги в утяжелителе

10 г утяжелителя, взвешенного с точностью до 0,01 г, сушат при $105 \pm 3^\circ\text{C}$ до постоянной массы, охлаждая бюкс в эксикаторе перед каждым взвешиванием.

Содержание влаги определяют по формуле

$$B = \frac{a-b}{a} 100\%,$$

где a, b — навески утяжелителя до высушивания и после высушивания, г.

Определение плотности утяжелителя

Стеклянный пикнометр с двумя метками заполняют керосином до нижней метки (по мениску), помещают в сосуд с водой при температуре 20°C и выдерживают до выравнивания температуры керосина и воды (около 20 мин.). Если уровень керосина опускается ниже метки, керосин подливают; если выше — отсасывают. 100 г утяжелителя высушивают по вышеизложенной методике, взвешивают, сыпают в сухой пикнометр небольшими порциями так, чтобы уровень керосина поднялся верхней или любой метки в пределах шкалы. Затем пикнометр вращают влево — вправо вокруг вертикальной оси до полного выделения воздушных пузырьков и выдерживают в сосуде с водой (20°C) до окончания изменения уровня керосина. Остаток утяжелителя взвешивают и по разности масс массой исходной навески и остатка определяют его вес в пикнометре. Плотность утяжелителя определяется по формуле:

$$\rho = \frac{p-p_1}{V} \text{ г/см}^3,$$

где p и p_1 — масса барита после высушивания и остатка после заполнения пикнометра, соответственно;

V — прирост объема керосина между начальной и конечной метками, см^3 .

Экспресс-метод определения плотности утяжелителя

В сухой и чистый пикнометр вместимостью 25 мл. засыпают 5-10 г высушенного барита. бюретки заполняют керосином до метки, встряхивая пикнометр для удаления пузырьков воздуха и необходимости добавляя или отсасывая керосин. Плотность утяжелителя определяется по формуле

$$\rho = \frac{p_2}{V_2 - V_1} \text{ г/см}^3,$$

где: p_2 — вес барита, засыпанного в пикнометр, г; V_2 — исходный объем пикнометра, см^3 ; V_1 — объем керосина, заполнившего пикнометр, см^3 ;

Определение водорастворимых солей

В стакан или коническую колбу вместимостью 500 см^3 засыпают 10 г высушенного утяжелителя, наливают 300 см дистиллированной воды, перемешивают и кипятят 10 мин. После охлаждения с

полностью переносят в мерную колбу вместимостью 500 см³ и доливают дистиллированную воду до метки, взбалтывают и фильтруют через воронку Бюхнера в колбу Бунзена до получения чистого фильтрата (иногда 2-3 раза). Для лучшей очистки фильтрата в воронку укладывается 5-6 смоченных дистиллированной водой бумажных фильтров. Отбирают 100 см фильтрата и переносят в вымытую, высушенную и взвешенную фарфоровую чашку и сушат при 105±3°С до постоянного веса. Содержание водорастворимых солей определяется по формуле:

$$C_c = \frac{P_{(500-100)}}{p \cdot 100}, \% \text{ масс.},$$

где: p, — вес сухого остатка, г; p — навеска утяжелителя, г.

Определения ионов Ca²⁺ производят по стандартной методике.

Мел для утяжеления буровых растворов

1. Общие сведения о материале.

1.1 Для приготовления буровых растворов повышенной плотности используются добавки тонко размолотых порошков инертных тяжелых материалов-утяжелителей

1.2 Мел-осадочная порода, состоящая в основном из кальцита. Имеет плотность порядка 2,7 г/см³ и относится к материалам низкой плотности (т.е. первой группы).

2. Область применения и технология обработки бурового раствора.

2.1 Мел применяется в качестве утяжелителя для изменения плотности буровых растворов.

Используется для получения растворов с плотностью до 1,5 г/см³. Получение растворов большей плотности из мела нецелесообразно ввиду получения высокой концентрации твердой фазы и снижения скорости бурения, трудности регулирования технологических параметров и перепада химических реагентов для обработки.

2.2 Перед утяжелением буровых растворов на водной основе необходимо в первую очередь снизить содержание выбуренной породы в нем и прежде всего ее коллоидной составляющей.

2.3 Перед утяжелением из циркуляционной системе в запасные емкости удаляется избыточный объем исходного раствора и утяжелению подвергается только минимально необходимое для циркуляции количество раствора.

2.4 Расход утяжелителя определяют по формуле

$$P = p_3(p_2 - p_1) / p_3 - p_2(1 - n + np_3),$$

Где p₁, p₂, p₃-плотность соответственно исходного бурового раствора, утяжеленного раствора, утяжелителя, г/см³.

n-влажность

3. Техника безопасности.

3.1 Мел относится к 4-му классу малоопасных веществ.

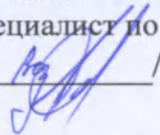
3.2 Предельно допустимая концентрация мела в воздухе рабочей зоны производственных помещений — 6 мг/м³.

Материал не образует токсичных соединений в воздухе и в сточных водах.

3.3 Лица, занятые на работах с мелом, должны быть обеспечены исправной спецодеждой и предохранительными приспособлениями (респираторы или противопылевые повязки, герметичные очки). После окончания работ необходимо произвести уборку помещений, спецодежды и вымыть руки водой с мылом.

Составил:

Специалист по охране труда

/  / Возчиков Ф.А.