

ÉÏ, † 5

Àì êéÇõ ò èêéà òÇéóç ò ò êÄëí Çéêõ

§ 1. í àèõ Àì êéÇõ ò èÄëí ÇéêéÇ à ò èäéÇàü àì èèàà òçõçàü

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций — обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяются природой и составом дисперсионной среды. По составу этой среды буровые растворы делятся на три типа: растворы на водной основе, растворы на нефтяной основе и газообразные агенты.

На рис. 5.1 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются исходя из их геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

§ 2. Àì êéÇõ ò èÄëí Çéêõ çÄ ÇéÑçéâ éçéÇõ

Применение технической и морской воды в качестве бурового раствора связано в этом случае с наличием благоприятных для процесса бурения свойств. В результате использования технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15–20 %, а механическая скорость проходки — на 25–40 %.

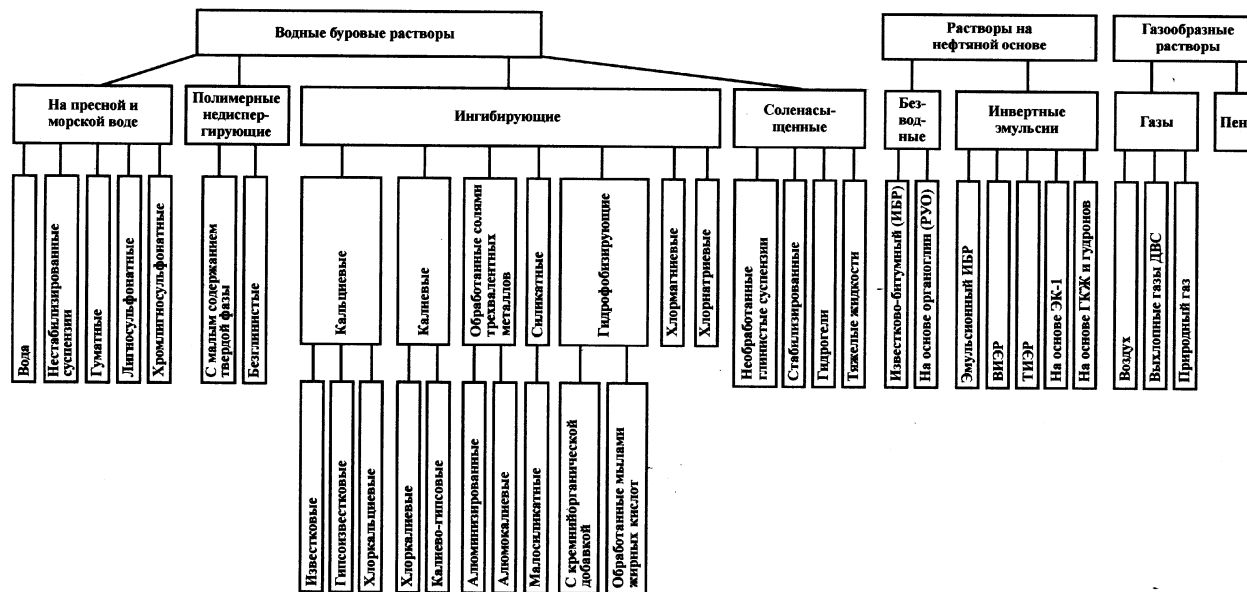


Рис. 5.1. Классификация буровых растворов

Однако вода как буровой раствор имеет недостатки: в перерывах между циркуляциями она не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, глинистые отложения набухают, разупрочняются, снижается устойчивость ствола скважины. Поэтому применение воды как эффективного бурового раствора допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях.

Фильтрация воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера, образования устойчивых водонефтяных эмульсий, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов, препятствующих притоку нефти в скважину, что серьезно затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию.

НЕСТАБИЛИЗИРОВАННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ СУСПЕНЗИИ И СУСПЕНЗИИ ИЗ ВЫБУРЕННЫХ ПОРОД

Эти растворы представляют собой водные суспензии, образованные в процессе бурения путем "самозамеса" из разбурываемых пород.

Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород применяют в основном при бурении с поверхности в сравнительно устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбурываемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность 1,05–1,24 г/см³, условная вязкость 25–50 с, показатель фильтрации, СНС и рН не регламентируются.

В процессе бурения показатели нестабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируются разбавлением водой.

ГУМАТНЫЕ РАСТВОРЫ

К этому виду относится буровой глинистый раствор, стабилизированный углещелочным реагентом (УЩР). Применяют такой раствор при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3 %, термостойкость их в этих условиях не превышает 120–140 °С. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже

при температуре 200 °С, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на приготовление 1 м³ гуматного раствора требуется (в кг): глины 50–200, сухого УЩР 30–50, Na₂CO₃ 3–5 (при необходимости), воды 955–905, утяжелитель добавляют до необходимой плотности раствора. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими свойствами: плотность 1,03–2,2 г/см³, условная вязкость 20–60 с, СНС₁ = 18÷60 дПа, СНС₁₀ = 36÷120 дПа, показатель фильтрации 4–10 см³/30 мин, рН = 9÷10.

На повторные обработки в процессе бурения требуется 3–5 кг УЩР на 1 м³ раствора. УЩР совместим с большинством реагентов (полиакрилатами, лигносульфонатами, КМЦ), для предотвращения загустевания при забойных температурах выше 100 °С раствор обрабатывают УЩР в сочетании с хроматами (0,5–1 кг на 1 м³ раствора).

ЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Лигносульфонатные растворы – буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР).

Используются при разбуривании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главной функцией лигносульфонатных реагентов является понижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до 130 °С.

При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно разжижается раствор при комбинированных обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м³ лигносульфонатного раствора требуется (в кг): глины 80–200, ССБ 30–40, УЩР 10–20, NaOH 5–10, пеногасителя 5–10, воды 940–900, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Указанные пределы компонентного состава обеспечивают получение растворов с показателями: плотность 1,06–2,2 г/см³, условная вязкость 18–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷45 дПа, СНС₁₀ = 12÷90 дПа, рН = 8÷10.

ХРОМЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Хромлигносульфонатные растворы – буровые глинистые растворы, стабилизированные хромлигносульфонатными (феррохромлигносульфонатными) реагентами (окзил, ФХЛС, КССБ-4) или указанными реагентами в сочетании с полимерами (КМЦ, М-14, метас, гипан). Эти растворы предназначены для разбуривания глинистых и аргиллитоподобных пород при высоких забойных температурах. Они отличаются более высокой по сравнению с гуматными и лигносульфонатными растворами устойчивостью к загущающему действию глин и более высокой термостойкостью (до 180 °С).

Наибольший разжижающий эффект достигается при рН бурового раствора 9–10.

На приготовление 1 м³ раствора только на основе хромлигносульфонатных реагентов (в пересчете на сухое вещество) необходимо (в кг): глины 80–200, окзила (или ФХЛС) 10–20, КССБ-4 40–30, NaOH 2–5, Na₂Cr₂O₇ или (или K₂Cr₂O₇) 0,5–1, пеногасителя 3–5, воды 940–900, утяжелителя – до получения требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,06–2,2 г/см³, условная вязкость 18–40 с, показатель фильтрации 4–10 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷45 дПа, СНС₁₀ = 12÷90 дПа, рН = 9÷10.

Для приготовления 1 м³ хромлигносульфонатного раствора, в состав которого входят полимерные реагенты, в пересчете на сухие вещества необходимо (в кг): глины 40–100, NaOH 3–5, полимерного реагента (КМЦ, М-14, метас и др.) 3–5, окзила 30–50, хроматов 0,5–1, воды 965–925, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2,2 г/см³, условная вязкость 25–60 с, показатель фильтрации 3–6 см³/30 мин, СНС₁ = 18÷60 дПа, рН = 8÷9.

В качестве основы для хромлигносульфонатного раствора могут быть использованы глинистая суспензия, приготовленная из предварительно гидратированной и диспергированной глины, или ранее применявшийся раствор.

В хромлигносульфонатный, как и в лигносульфонатный, можно перевести любой пресный раствор. Регулирование показателей хромлигносульфонатного раствора аналогично лигносульфонатному. Показатель фильтрации регулируется добавками полимерного реагента (0,5–1 кг реагента на 1 м³ бурового раствора).

ПОЛИМЕРНЫЕ НЕДИСПЕРГИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Полимерные недиспергирующие буровые растворы – водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбураиваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов – предотвращение обогачения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизированный полиакриламид – ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные недиспергирующие растворы предназначены для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в отложениях, характеризующихся высоким содержанием глин, в том числе (до 80 %) высококоллоидальных и потенциально неустойчивых, и в крепких, устойчивых карбонатно-глинистых разрезах, а также для вскрытия продуктивных пластов.

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно не гидролизованного ПАА, улучшающего реологические свойства воды и ее выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу.

Для приготовления 1 м³ полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 40–50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4–5, воды 810–850, ПАА 25–50 (0,5%-ного раствора), нефти 100–80, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2 г/см³, условная вязкость 20–60 с, показатель фильтрации 5–8 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 24÷90 дПа, рН = 8÷9. Один из

основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора — низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которого не должна превышать 1,5–2 %.

Для приготовления 1 м³ безглинистого раствора требуется 975–970 л воды и 25–30 кг ПАА (8 %-ной концентрации).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора можно использовать пресный раствор, обработанный УЦР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5 %-ный раствор ПАА из расчета 10–20 л/м³.

При разбурировании высококоллоидных глин регулирование реологических свойств полимерных растворов затруднено. В таких случаях в раствор дополнительно вводят неорганические электролиты.

При бурении в набухающих и неустойчивых глинистых сланцах используют полимерные недиспергирующие растворы, содержащие два (или более) акриловых полимера различной молекулярной массы, из которых один, обычно высокой (10–15)10⁶ молекулярной массы (ПАА) выполняет функции флокулянта и ингибитора глин, другой — средней (2–6)10⁵ молекулярной массы (сайпан, М-14, метас, гипан, НР-5) обладает свойствами понизителя фильтрации и загустителя.

Обычно их применяют в соотношении 1 : 5–1 : 10.

В случае повышения содержания глинистой фазы в растворе используются недиспергирующие разжижители-дефлокулянты (НТФ, ПАК).

Таблица 5.1

Полимерные недиспергирующие растворы на основе акриловых полимеров

Тип	Номер состава					
	1		2		3	
	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %
Ингибитор глин	ПАА	0,025–0,03	РКП	0,1–0,2	ГКЖ-10, ГКЖ-11	0,4
Понизитель фильтрации, загуститель	Сайпан, гипан, НР-5	0,125–0,15	“	0,1–0,2	М-14	0,2
Разжижитель-дефлокулянт	НТФ	0,05–0,1	ПАК	0,05–0,1	НТФ	0,05–0,1

Типичные рецептуры полимерных недиспергирующих растворов на основе акриловых полимеров приведены в табл. 5.1.

§ 3. ИНГИБИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые ингибирующие растворы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит. Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается в результате:

- а) ввода в суспензию электролита, содержащего поливалентный катион (гипс, хлорид кальция);
- б) добавки солей поливалентных металлов, переходящих в растворе в гидроксиды;
- г) обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;
- д) использования модифицированных лигносульфонатов;
- е) обработки раствора полимерными соединениями.

В практике бурения скважин при разбурировании глинистых пород для уменьшения числа осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованиями и нарушениями целостности ствола скважины, нередко используют высокощелочные глинистые и безглинистые растворы с $\text{pH} = 11\div 13$. К ним относят растворы, обработанные лигносульфонатами в сочетании с едким натром, известковые, алюминатные, безглинистые, солестойкие.

Все высокощелочные системы ограничено термостойки, и чем выше коллоидальность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Химические реагенты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

АЛЮМИНАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Алюминатные растворы — это буровые глинистые промывочные растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку — высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные алюминатные растворы используют для разбуривания глинистых отложений в условиях невысоких (до 100 °С) забойных температур. В качестве реагента-

стабилизатора используют только ССБ, применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и небольшими показателями фильтрации.

Для приготовления алюминатного глинистого раствора используют черкасский немодифицированный бентонит или другую кальциевую глину. Преимущество АлГР, приготовленного из кальциевых глин, по сравнению с раствором из натриевых глин следующее: при равном расходе реагентов он имеет меньшие значения показателя фильтрации, вязкости и СНС.

Порядок приготовления АлГР следующий: в воду, содержащую необходимое количество ССБ, добавляют глину и вводят алюминат натрия. В связи с недостаточным выпуском алюмината натрия возможна его замена алюминатом кальция, в качестве которого используют глиноземистый (или гипсоглиноземистый) цемент.

На приготовление 1 м³ АлГР требуется (в кг): глины 500–700, воды 765–540, ССБ (50 %-ной концентрации) 30–150, NaAlO₂ (30 %-ной концентрации) 5–30.

Получаемый раствор имеет плотность 1,3–1,5 г/см³.

После приготовления раствор следует выдержать не менее суток. Так как плотность алюминатного раствора доходит до 1,5 г/см³, во многих случаях его можно использовать без утяжелителя. Однако приготовить алюминатный раствор плотностью 1,04–1,08 г/см³ невозможно.

Пенообразование у растворов, содержащих лигносульфонаты, уменьшается с увеличением добавок алюмината натрия и содержания глинистой фазы. Для предотвращения пенообразования в раствор вводят пеногасители (производные жирных кислот, РС, ПЭС, трибутилфосфат и др.).

ИЗВЕСТКОВЫЕ РАСТВОРЫ С ВЫСОКИМ pH

Известковые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбурировании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноем-

кость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

В отличие от алюминатных известковые растворы ограничено солестойки (до 5 % по NaCl).

Основной недостаток известковых растворов – невысокая термостойкость (100–120 °С).

На приготовление 1 м³ известкового раствора (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 80–120, УЩР 5–10, лигносульфоната 50–30, каустика 5–3, воды 913–915, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками 1–3 кг/м³ КМЦ (или гипана) или 20–30 кг/м³ КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах: плотность 1,08–2,2 г/см³, условная вязкость 18–30 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷24 дПа, рН = 11÷12,5. Содержание извести в растворе должно составлять 3–5 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате раствора – 100–300 мг/л.

Для приготовления известкового глинистого раствора глинопорошок необходимо предварительно продиспергировать в пресной воде с добавкой УЩР, влить воду, щелочной раствор лигносульфоната (ССБ, окзил или др.) и ввести известь в виде пушенки или известкового молока (табл. 5.2). Для приготовления известкового раствора можно использовать пресный раствор.

Таблица 5.2

Плотность известкового молока и содержание в нем СаО и Са(ОН)₂

Плотность, г/см ³	Содержание СаО, г		Массовая доля Са(ОН) ₂ , %	Плотность, г/см ³	Содержание СаО, г		Массовая доля Са(ОН) ₂ , %
	в 100 г	в 1 л			в 100 г	в 1 л	
1,009	0,99	10	1,31	1,119	14,3	160	18,9
1,017	1,96	20	2,59	1,126	15,1	170	19,95
1,025	2,93	30	3,87	1,133	15,89	180	21
1,032	3,88	40	5,13	1,14	16,67	190	22,03
1,039	4,81	50	6,36	1,148	17,43	200	23,03
1,046	5,74	60	7,58	1,155	18,19	210	24,04
1,054	6,65	70	8,79	1,162	18,94	220	25,03
1,061	7,53	80	9,96	1,169	19,68	230	26,01
1,068	8,43	90	11,14	1,174	20,41	240	26,96
1,075	9,30	100	12,29	1,184	21,12	250	27,91
1,083	10,16	110	13,43	1,191	21,84	260	28,86
1,09	11,01	120	14,55	1,198	22,55	270	29,8
1,097	11,86	130	15,67	1,205	23,24	280	30,71
1,104	12,68	140	16,76	1,213	23,92	290	31,61
1,111	13,3	150	17,84	1,22	24	300	32,51

Для перевода раствора в известковый основное значение имеют концентрация глинистой фазы и ее коллоидность.

Известкование осуществляется в следующем порядке: при наличии в растворе высококоллоидных глинистых минералов сначала вводят щелочной раствор лигносульфоната (2–5 %) и при необходимости – воду. После получения вязкости 25–30 с (по ПВ-5) раствор обрабатывают известью (0,5–1 %) в сочетании с щелочным раствором лигносульфоната (2–3 %). Если после известкования показатель фильтрации повышается, то вводят 0,1–0,3 % КМЦ, 1–3 % КССБ или другие добавки.

Применяют несколько способов известкования.

1. Последовательный ввод в глинистый раствор щелочного раствора лигносульфоната (два-три цикла), а затем известкового молока плотностью 1,1–1,12 г/см³. Недостаток этого способа – длительность процесса.

2. Одновременный, но отдельный ввод реагентов – лигносульфоната, каустика и известкового молока. На первичную обработку расходуется 1–2 % ССБ (50 %-ной концентрации), 0,3–1 % каустической соды (плотностью 1,42 г/см³) и 1–2 % известкового молока (плотностью 1,1–1,12 г/см³); за первый цикл вводят каустическую соду и 1/3 количества ССБ, за последующие два-три цикла добавляют известь и остальное количество ССБ.

3. Обработка раствора реагентом БКИ. В 1 м³ такого реагента содержится 625 л ССБ плотностью 1,26 г/см³, 150 л каустической соды плотностью 1,42 г/см³, 225 л известкового молока плотностью 1,1–1,12 г/см³; соотношение между компонентами может меняться в зависимости от состава разбураемых пород.

Известковые растворы применяют до температуры 100–120 °С.

БЕЗГЛИНИСТЫЕ СОЛЕСТОЙКИЕ РАСТВОРЫ (БСК)

БСК состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпающихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ – гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. При отсутствии двухвалентных ка-

тионов в буровом растворе и разбуриваемых породах происходит только химическое разрушение щелочью глинистых минералов без связывания продуктов разрушения в нерастворимые соединения. При отсутствии каустической соды и наличии только ионов кальция буровой раствор превращается в разновидность кальциевого раствора.

Крепящий эффект раствора БСК лучше проявляется при достаточно высокой концентрации каустической соды (не менее 0,2 %) и избытке в жидкости нерастворенного гидроксида двухвалентного металла – $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Ba}(\text{OH})_2$ и др.

Недостатки этих растворов – низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затверждение раствора.

Основные материалы для приготовления раствора БСК – бурый уголь или торф, каустическая сода и гидроксид двухвалентного металла. В начальной стадии приготовления необходимы повышенные концентрации каустической соды при насыщении системы гидроксидом кальция и некотором его избытке.

Количество бурового угля при приготовлении жидкости может меняться в зависимости от того, заменяется ли система глинистого раствора полностью или используется часть глинистого раствора, находящегося в скважине.

Для приготовления 1 м³ БСК требуется (в кг): бурового угля 300–400, каустической соды 15–20, известкового молока (плотностью 1,1–1,12 г/см³) 90–100, воды 750–700.

При использовании части глинистого раствора на 1 м³ расходуется 50–150 кг бурового угля, 10–15 каустической соды, 15–45 л известкового молока.

Вязкость БСК зависит от количества введенного бурового угля. Вследствие высокой щелочности (рН = 13–14) раствор термостоек до 100 °С.

КАЛЬЦИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Кальциевые растворы – ингибирующие глинистые промывочные растворы, содержащие кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов-понижителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества – носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе

натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

ИЗВЕСТКОВЫЙ РАСТВОР С НИЗКИМ pH

Известковый раствор с низким pH – кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора-носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением pH раствора (9–9,5).

Этот раствор предназначен для разбуривания глинистых отложений; температурный предел 160 °С.

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате, содержание извести в растворе и pH раствора.

На приготовление 1 м³ известкового раствора с низким pH требуется (в кг): глины 80–200, лигносульфонатного реагента 20–30, пеногасителя 3, полимерного реагента 5–10, воды 915–867, известкового молока (плотностью 1,10–1,12 г/см³) 3–6, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Технологические показатели могут изменяться в широких пределах: плотность 1,04–2,2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 30÷90 дПа, pH = 8,5÷9,5.

Основные характеристики раствора следующие: содержание извести должно поддерживаться в пределах 0,5–1 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате – 500–600 мг/л.

ГИПСОИЗВЕСТКОВЫЙ РАСТВОР

Гипсоизвестковый раствор – ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Добавка гипса (алебаstra) в раствор составляет 20–25 кг/м³. Содержание растворимого кальция зависит от качества гипса, используемых лигносульфонатов, pH бурового раствора и может быть в пределах 700–3000 мг/л.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

На приготовление 1 м³ гипсоизвесткового раствора необходимо (в кг): глины 80–200, воды 950–900, окзила (или ФХАС) 5–10, Са(ОН)₂ (или КОН) 2–3, КМЦ 3–5, Na₂Cr₂O₇ (или K₂Cr₂O₇) 0,5–1, гипса (или алебаstra) 15–20, пеногаси-

теля 3–5, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,04–2,2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 3–6 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 30÷90 дПа, рН = 8,5÷9,5.

ХЛОРКАЛЬЦИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Хлоркальциевый раствор (ХКР) – ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция.

Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000–5000 мг/л. Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбурировании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбурировании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Вследствие отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость его ограничена (100 °С).

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате и общую минерализацию.

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25–30 с, СНС₁ = 12÷24 дПа, СНС₁₀ = 30÷60 дПа, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин) раствор обрабатывают хлоридом кальция и известью.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 80–200, КССБ 5–70, КМЦ (или крахмала) 10–20, СаСl₂ 10–20, Са(ОН)₂ 3–5, NaOH 3–5, воды 920–870, пеногасителя 5–10.

КАЛИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при рН = 9÷10.

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, отличающихся составом и некоторыми свойствами.

ХЛОРКАЛИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Хлоркалийевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности — гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

На приготовление 1 м³ хлоркалийевого раствора требуется (в кг): глины 50–100, KCl 30–50, полимера (КМЦ, М-14, метас, крахмал) 5–10, КССБ 30–50, КОН 5–10, пеногасителя 2–3, воды 940–920, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08–2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 12±60 дПа, СНС₁₀ = 36±120 дПа, рН = 9±9,5.

Основной показатель качества — содержание хлорида калия в фильтрате, которое в большинстве случаев должно быть в пределах 30–70 г/л, однако в зависимости от условий бурения может быть увеличено до 150 г/л.

КАЛИЕВО-ГИПСОВЫЙ РАСТВОР

Калиево-гипсовый раствор содержит в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс. В отличие от хлоркальциевого такой раствор менее подвержен коагуляционному загустеванию, его ингибирующее действие сильнее.

Калиево-гипсовые растворы используют для разбуривания высококоллоидальных глин, когда хлоркалийевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С.

На приготовление 1 м³ калиево-гипсового раствора требуется (в кг): глины 60–150, окзила (КССБ-4) 30–50, КМЦ (крахмала) 5–10, KCl 10–30, КОН 5–10, гипса (CaSO₄) 10–15, пеногасителя 2–3, воды 930–890, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08–2,2 г/см³, условная вязкость 20–30 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 6±36 дПа, СНС₁₀ = 12–72 дПа, рН = 8±9.

Основные показатели качества, определяющие назначение раствора, — содержание хлорида калия в фильтрате (30–70 г/л) и ионов кальция (1000–1200 мг/л).

РАСТВОРЫ, ОБРАБОТАННЫЕ СОЛЯМИ ТРЕХВАЛЕНТНЫХ МЕТАЛЛОВ

С увеличением валентности обменных катионов снижаются гидратация и набухаемость глинистых сланцев, повышается их устойчивость.

Ионы алюминия, хрома и железа адсорбируются на глинистых минералах более прочными связями, чем другие обменные катионы, при этом общая обменная емкость глинистых минералов снижается. Однако все названные выше катионы существуют только в кислой среде ($\text{pH} \leq 4$). При повышении щелочности соли алюминия, хрома и железа переходят в нерастворимые в воде гидроксиды соответствующих металлов.

Буровые растворы имеют $\text{pH} = 7$, поэтому добавляемые в раствор соли переходят в гидроксиды, а при высоких значениях pH — в растворимые соединения, в которых трехвалентные металлы находятся в виде анионов.

Алюминизированный раствор содержит в качестве ингибирующей добавки соли алюминия, переходящие в растворе в гидроксид алюминия. Термостойкость раствора достигает 200°C и выше.

Для приготовления раствора используют высококоллоидальную и комовую глины, сернокислый или хлористый алюминий, гидроксид натрия. В качестве разжижителя применяют модифицированные хромлигносульфонаты (окзил, ОССБ и др.). Снижение фильтрации достигается вводом полимерного реагента — КМЦ, метаса, М-14, гипана и др.

На приготовление 1 м^3 такого раствора требуется (в кг): глины 60–150, соли алюминия 3–5, КМЦ (или метас, М-14, гипан) 3–5, NaOH 1–3, хромпика 0,5–1, воды 970–935, окзила 10–30, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Оптимальные значения pH бурового раствора, обработанного солями алюминия, находятся в пределах 8,5–9,5.

Алюмокалиевый раствор содержит в качестве ингибирующей добавки алюмокалиевые квасцы и гидроксид калия; pH таких растворов поддерживается близким к нейтральному. Ингибирующее действие этого раствора выше, чем алюминизированного. Он может использоваться и для разбухания увлажненных глинистых отложений.

Раствор готовят аналогично алюминизированному. В качестве ингибирующей добавки вводят алюмокалиевые квасцы, гидроксид калия, бихромат калия.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 60–150, $KAl(SO_4)_2$ 3–5, КОН 1–3, $K_2Cr_2O_7$ 0,3–0,5, воды 960–920, окзила 20–30, метаса (или М-14) 3–5, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

СИЛИКАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбурировании осыпающихся пород. Принцип упрочнения сланцев основан на легком проникновении жидкого стекла в трещины и поры стенок скважины и быстром выделении геля кремниевой кислоты, цементирующей поверхность ствола.

Растворы не пригодны при разбурировании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Для приготовления 1 м³ силикатного раствора требуется (в кг): глины 80–100, воды 935–900, УЩР 30–50, Na_2SiO_3 20–40, КМЦ (или М-14) 5–10, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,05–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин; $СНС_1 = 9 \div 45$ дПа, рН = 8,5–9,5. Оптимальное значение рН, при котором раствор считается термостойким, находится в пределах 8,5–9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

ГИДРОФОБИЗИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийорганические соединения или соли высших жирных или нафтеновых кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой (водой).

Существует ряд разновидностей растворов гидрофобизирующего действия.

Растворы с кремнийорганическими соединениями содержат в качестве ингибирующей добавки кремнийорганические соединения (например, ГКЖ-10, ГКЖ-11).

В состав раствора кроме ГКЖ входят вода, глина и полимерный реагент — понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ, ПАА и др. Защитные реагенты КМЦ, КССБ, полиакриламид в сочетании с кремнийорганической жидкостью проявляют высокое стабилизирующее действие на коллоидную фазу бурового раствора.

Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, являются термостойкими.

Раствор готовят непосредственно в процессе бурения при циркуляции технической воды через скважину. При использовании ПАА предварительно, за 1–2 сут до начала бурения, готовят комплексный реагент, в котором ПАА и ГКЖ берутся в соотношении 1 : 20 (в пересчете на 6 %-ный ПАА марки АМФ это составляет 1 : 6, а на товарный ПАА : ГС составляет 1 : 10).

Состав реагента (в кг): ПАА (в пересчете на сухое вещество) 2–3, кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-10, ГКЖ-11) 40–60, вода 958–937.

Для приготовления реагента в расчетное количество воды добавляют ГКЖ и полученную смесь перемешивают до однородного состояния.

При использовании ГКЖ в сочетании с КМЦ или КССБ раствор обрабатывают путем отдельного ввода реагентов. Вначале в воду добавляют 0,3–0,35 % ГКЖ, а затем по мере обогащения воды глинистой фазой раствор стабилизируют КМЦ или КССБ.

Свойства раствора: плотность 1–1,24 г/см³, вязкость 25–30 с, показатель фильтрации 5–8 см³/30 мин, СНГ₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 27÷90 дПа, рН = 8÷9.

Раствор, обработанный мылами жирных кислот, содержит в качестве добавок алюминиевые мыла высших жирных и нафтеновых кислот, обеспечивающих ингибирование и гидрофобизацию.

При взаимодействии щелочных мыл с катионами трехвалентных металлов (железа, алюминия) образуются нерастворимые в воде, но химически активные мыла, которые в зависимости от рН среды могут быть одно-, двух- и трехзамещенные.

Готовят раствор из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка. Полученную суспензию обрабатывают полимерным реагентом, вводя смесь нафтената алюминия с нефтью.

Для приготовления 1 м³ глинистого раствора требуется (в

кг): глины 30–80, полимерного реагента (КМЦ, глина, метас, М-14) 3–5, ОП-10 10–7 (при необходимости утяжеления), воды 875–888, смеси СНАН (мылонафт, квасцы, нефть в соотношениях 2 : 0, 6 : 1) 100–70.

Свойства раствора: плотность 1,06–1,18 г/см³, вязкость 18–20 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷18 дПа, СНС₁₀ = 12÷24 дПа, рН = 8÷9.

§ 4. СОЛЕНАСЫЩЕННЫЕ РАСТВОРЫ

Во избежание кавернообразований соли разбуривают с использованием соленасыщенных растворов. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами-понижителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

НЕОБРАБОТАННЫЙ ГЛИНИСТЫЙ СОЛЕНАСЫЩЕННЫЙ РАСТВОР

В состав этого раствора входят глина, вода и соль. Для улучшения смазывающих свойств добавляют нефть, графит, а при необходимости получения высокой плотности – утяжелитель.

Такой раствор используют для разбуривания солей без пропластков терригенных отложений. Он может применяться при температуре до 160 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (саригюхский бентонит, палыгорскит), а затем вводят кальцинированную и каустическую соду.

После приготовления глинистую суспензию обрабатывают нефтью в сочетании с графитом, добавляют соль до насыщения и при необходимости – утяжелитель.

Для приготовления 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 100–200, NaCl 265–255, нефти 80–100, графита 5–10, NaOH 10–20, Na₂CO₃ 10–40, воды 700–710, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, СНС₁ = 12÷36 дПа, СНС₁₀ = 24÷72 дПа, показатель фильтрации не регламентируется, рН = 7÷8.

СТАБИЛИЗИРОВАННЫЙ СОЛЕНАСЫЩЕННЫЙ РАСТВОР

Помимо глины, воды, соли и нефтепродуктов, такой раствор содержит солестойкий полимерный реагент (крахмал, КМЦ или акриловый полимер). Он предназначен для бурения в солях с пропластками глинистых отложений. Термостойкость соленасыщенного стабилизированного раствора зависит от используемого полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилаты) и может составлять 100; 140; 220 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (бентонитовый, палыгорскитовый, гидрослюда). В приготовленную глинистую суспензию добавляют 10–20 кг кальцинированной соды. Затем вводят реагент-стабилизатор, лигносульфонатный реагент, нефть и в последнюю очередь добавляют соль до насыщения.

На приготовление 1 м³ глинистого раствора в зависимости от типа глины необходимо (в кг): глины 80; 100; 200; Na₂CO₃ 10; 20; 10; полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилат) 20; 30; 20; лигносульфоната (ССБ, ФХЛС, КССБ) 10; 20; 10; NaOH 10; 20; 10; NaCl 260; 240; 250; нефти 80; 100; 80; воды 730; 68; 690, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 25–60 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, СНС₁ = 24÷90 дПа, СНС₁₀ = 36÷135 дПа, рН = 7,5÷8,5.

РАСТВОР НА ОСНОВЕ ГИДРОГЕЛЯ МАГНИЯ

Раствор состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния с оксидом (гидроксидом) щелочного металла, в результате чего образуется гидрогель магния.

Гидрогель магния применяют при разбуривании терригенных пород. Это вещество препятствует быстрому увлажнению глинистых минералов, повышает устойчивость ствола скважины. Раствор, насыщенный солями магния, используют для разбуривания соленосных пород – бишофита, карналлита.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции через скважину добавляют 1,5–2 % оксида (гидроксида) щелочного металла в виде концентрированного раствора или "молока". Через 1–2 ч, в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры, раствор приоб-

ретаает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30–40 с, а CHC_1 – до 20–30 дПа, в гидрогель добавляют реагент-понижитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, окзил).

В целях экономии щелочи в образовавшийся гидрогель можно добавить 5–10 % оксида или гидроксида магния.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): MgCl_2 (или MgSO_4) 300–280, NaOH 15–20, $\text{Mg}(\text{OH})_2$ (или MgO) 50–100, КМЦ 20–25, КССБ-4 30–50, воды 850–800.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин и более, $\text{CHC}_1 = 6\div 36$ дПа, $\text{CHC}_{10} = 12\div 42$ дПа, pH = 7,5–8,5.

§ 5. РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах в последние десятилетия были разработаны и стали применяться в промышленных масштабах буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей.

Степень гидратации глин зависит от активности водной фазы в растворе и косвенно оценивают по давлению водяных паров.

Как показывают результаты исследований ВолгоградНИ-ПИНефти (рис. 5.2), процесс гидратации глин можно частично снизить (кривая 2) или полностью приостановить (кривая 3), повысив концентрацию электролита в водной фазе инвертной эмульсии.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью

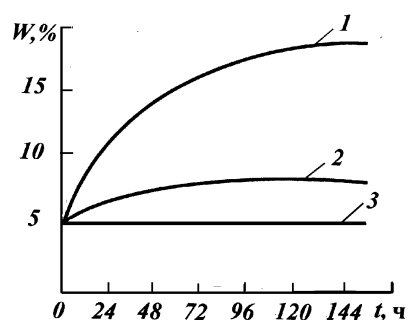


Рис. 5.2. Зависимость влажности глины W от времени сорбции воды t при взаимодействии эмульсии (50 : 50):
1, 2, 3 – добавка MgCl_2 составляет 0; 20 и 40 % соответственно

свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

ИЗВЕСТКОВО-БИТУМНЫЙ РАСТВОР (ИБР)

ИБР — раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой — высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения. Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200—220 °С). Разработан в ГАНГ им. И.М. Губкина.

Содержание компонентов в 1 м³ ИБР различной степени утяжеления приведено в табл. 5.3.

Учитывая непостоянство состава и свойств большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, указанный в табл. 5.3 компонентный состав в каждом конкретном случае уточняют в лаборатории. При этом оптимальное соотношение извести и битума должно варьировать от 1 : 1 до 2 : 1.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные ВНИИКРнефтью совместно с ГАНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4.

ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и рапопроявления, а также проявлений сероводорода.

Составы ИБР-2 и ИБР-4 различной плотности приведены в табл. 5.3, а показатели их свойств — в табл. 5.4.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2—3 %.

Необходимое условие приготовления ИБР — возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в растворе, гидрофобизации твердой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

Таблица 5.3

Состав известково-битумных растворов (кг на 1 м³ раствора)

Плотность	Плотность, г/см ³											
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
ИБР												
Дизельное топливо марки ДЛ	563	546	529	512	495	478	461	444	427	410	393	376
Битум с температурой размягчения 120–155 °С (по методам К и Ш)	155	145	135	125	115	105	95	85	75	65	55	45
Негашеная известь (СаО)	310	290	270	250	230	210	190	170	150	130	110	90
Вода	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20	16
Сульфонол НП-3 или НП-1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Барит влажностью менее 2 %	100	250	400	550	700	850	1000	1150	1300	1450	1600	1750
ИБР-2												
Дизельное топливо	569	552	535	518	501	484	467	450	433	416	399	382
Битум	98	92	86	80	74	80	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по СаО)	147	138	129	120	111	102	93	84	75	66	57	48

Бентонит	64	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20
Вода	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12	11
Сульфонол	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
СМАД-1	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15	15
Эмультал	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Барит + ЖС-7	267	404	541	678	806	952	1083	1220	1357	1494	1630	1747
ИБР-4												
Дизельное топливо	597	580	563	546	527	509	493	474	456	438	421	403
Битум	98	92	86	80	74	68	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по СаО)	196	183	169	156	142	129	115	102	88	75	61	48
Вода	40	37	34	32	29	26	23	21	18	15	12	10
Бентонит	53	50	47	44	41	38	35	32	29	26	23	20
Кр ¹	12	13	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
Барит + ЖСК-7	204	345	487	626	796	910	1050	1191	1333	1474	1614	1755
¹ КР на 1 м ³ : 400 л сульфонола НП-3 (40 %-ный раствор); 40 кг СаСl ₂ ; 195 л СМАД-1; 195 л ИКБ-4"Н"; 195 л дизельного топлива.												

Таблица 5.4

Показатели свойств ИБР-2 и ИБР-4

Показатели	Предел изменения			
	ИБР-2	ИБР		
		1	2	3
Плотность, г/см ³	1,05–2,3	1,1–1,5	1,5–1,9	1,9–2,3
Условная вязкость, с, при истечении 100 см ³ раствора из затитого 200 см ³ (при 46 °С)	9–20	15–25	16–30	18–40
Статическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа:				
СНС ₁	0–50	6–20	24–40	30–50
СНС ₁₀	6–100	12–40	40–90	60–120
Пластическая вязкость (при 46 °С), мПа · с	≤100	50–70	60–80	70–90
Динамическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа	≤100	30–60	50–100	70–120
Фильтрация, см ³ /30 мин	0–1,5	0,5–1,5	0,5–1,5	0,5–2
Содержание водной фазы (допустимое), %	<10	<20	<20	<20
Примечание. 1. Электростабильность 600 В. 2. Для ИБР-4 цифры 1, 2, 3 обозначают номера рецептур.				

ЭМУЛЬСИОННЫЙ ИЗВЕСТКОВО-БИТУМНЫЙ РАСТВОР (ЭИБР)

ЭИБР – инвертная эмульсия (эмульсия II рода) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет и некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды. В частности, ЭИБР имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180–190 °С).

Ниже приведены показатели качества ЭИБР (помимо технологических свойств, общепринятых для буровых растворов).

Электростабильность (напряжение электропробоя), В.....	250–300
Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности), %.....	20
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.....	1
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Свойства ЭИБР регулируют аналогично регулированию свойств ИБР.

ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫЙ ИНВЕРТНЫЙ ЭМУЛЬСИОННЫЙ РАСТВОР (ВИЭР)

ВИЭР разработан во ВНИИБТ и относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора – эмультала. ВИЭР предназначен для применения при бурении скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м³: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли MgCl₂, CaCl₂ или NaCl₂ 450 л, СМАД 30–40 л; эмульгатор (эмультал) 15–20 л; бентонит 10–15 кг, барит – до получения необходимой плотности раствора.

Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15–20 %-ного битумного концентрата.

При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1 % (10 кг на 1 м³), при 100–120 °С – 2 % (20 кг на 1 м³), при более высокой температуре (140–150 °С) – 3 % (30 кг на 1 м³).

Помимо основных технологических свойств, характерных для буровых растворов и измеряемых общепринятыми методами, для ВИЭР характерны следующие показатели.

Электростабильность, В.....	100
Глиноемкость, %.....	20
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	0,5
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

ТЕРМОСТОЙКИЙ ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ РАСТВОР (ТИЭР)

Этот раствор разработан совместно ВНИИБТ и СевКав-НИПИнефтью. ТИЭР – инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля (наиболее жирных кислот окисленного петролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии.

ТИЭР применяют при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С.

Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкос-

ти выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

Оптимальные составы базового ТИЭР с различным пределом термостойкости приведены в табл. 5.5, а составы утяжеленных эмульсий в зависимости от их плотности, водомасляного отношения и концентрации органоглины – в табл. 5.6.

Основные показатели, характеризующие устойчивость эмульсии для ТИЭР, должны находиться в следующих пределах.

Электростабильность, В.....	250–450
Показатель фильтрации при 150 °С, см ³ /30 мин.....	2–3
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Общепринятые технологические показатели обычно соответствуют следующим значениям: пластическая вязкость $\eta_{пл} = 60 \div 90$ мПа · с, СНС₁ = 12÷85 дПа, СНС₁₀ = 24÷110 дПа.

Пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига снижают добавкой небольших количеств дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Разбуhrиваемые глинистые породы не накапливаются в циркулирующей эмульсии, полностью выносятся из скважины и легко отделяются от нее с помощью вибросита, имеющих размеры ячеек не более 0,6–0,8 мм.

§ 5.5

Оптимальные составы термостойких эмульсий

Соотношение фаз (вода : масло)	Концентрация бентонитовой глины, %			Предел термостойкости, °С
	черкасской	саригюхской	асканской	
60 : 40	2	1,5	1	100
	3	2	1,5	125
50 : 50	–	3	2	150
	–	5	4	180
40 : 60	–	6	5	200

Примечание. Содержание мыльного эмульгатора: 4 % СМАД и 2 % СаО.

§ 5.6

Оптимальные составы утяжеленных ТИЭР

Соотношение фаз (вода : масло)	Концентрация органоглины, %	Плотность эмульсии, г/см ³	Предел термостойкости, °С
60 : 40	3	1,25	150
50 : 50	3	1,5	150
40 : 60	3	2,6	180
30 : 70	4	2,25	200
20 : 80	5	2,5	200

**ТЕРМОСТОЙКАЯ ИНВЕРТНАЯ ЭМУЛЬСИЯ НА ОСНОВЕ
ПОРОШКООБРАЗНОГО ЭМУЛЬГАТОРА ЭМУЛЬСИНА ЭК-1**

Эта эмульсия разработана во ВНИИКРнефти. Она обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения.

Количественный компонентный состав инвертной эмульсии на основе эмульсина ЭК-1 различной плотности указан в табл. 5.7.

Содержание хлорида кальция в водной фазе инвертной эмульсии может быть увеличено до 20–25 %. Это обеспечивает повышенную устойчивость стенок скважины в глинистых разрезах.

Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах.

Плотность, г/см ³	1,03–2,1
Условная вязкость, с.....	150–200
СНС _{1/10} , дПа.....	3–24/12–48
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.....	3–6
Электростабильность, В.....	250–500
Глиноемкость, г/л, не менее.....	225
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ТЕХНИКА
БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ
ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАСТВОРОВ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ**

При приготовлении и использовании растворов на нефтяной основе (ИБР и инвертных эмульсий) необходимо выполнять требования, направленные на предотвращение потерь раствора и загрязнения окружающей среды, обеспечение противопожарной безопасности и создание благоприятных условий работы для буровой бригады.

Таблица 5.7

Состав эмульсии на основе эмульсина ЭК-1

Компоненты	Состав, кг/м ³ , при плотности, г/см ³				
	1,04	1,5	1,7	1,9	2,1
Дизельное топливо	377	320	320	325	346
Эмульсия ЭК-1	100	85	79	73	70
Вода	488	396	336	276	230
CaCl ₂	85	83	71	58	47
Жирные кислоты (НЖК)	—	3	4	6	7
Барит	—	612	890	1162	1400

Бурильные трубы при подъеме следует очищать от раствора установленными под ротором обтирателями.

До начала приготовления должны быть устранены все возможные каналы утечки раствора. Под подсвечником и на устье скважины устанавливаются поддоны со сливом в циркуляционную систему.

При ремонте буровых насосов следует применять приспособления против разлива раствора и загрязнения рабочего места.

Выбуренную породу с вибросит следует собирать в специальную шламовую емкость, установленную на санях или тележке, а затем сбрасывать в специально вырытый амбар и сжигать.

Работа с растворами на нефтяной основе проводится в соответствии с действующими Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности. Однако вследствие повышенной пожароопасности растворов на нефтяной основе должны соблюдаться специальные положения и правила.

Емкости для хранения дизельного топлива или нефти должны располагаться на расстоянии не менее 50 м от устья скважины.

Над приемными емкостями буровых насосов, желобной системой, блоком очистки должна быть обеспечена хорошая вентиляция. Оборудование, используемое для приготовления раствора (емкости для нефтепродуктов, гидромешалки и т.д.), должно быть заземлено.

Электропроводка, электропускатели и двигатели блоков приготовления и очистки растворов должны быть во взрывобезопасном исполнении.

Чтобы избежать необходимости проведения сварных работ в процессе приготовления раствора и бурения, в быстроизнашивающихся узлах оборудования следует использовать быстросъемные соединения или фланцы.

Резервные емкости и амбары в ночное время должны освещаться прожекторами.

У блока приготовления раствора монтируется воздушно-пенный огнетушитель ОВПС-250. На буровой необходимо иметь постоянный запас сжатого воздуха для обеспечения работы огнетушителя.

Пол буровой следует очищать от раствора засыпкой негорючими материалами (песок, известь, утяжелитель) с последующим сбрасыванием в специально отведенное место.

При наличии мазута буровое оборудование, полы и ограждения следует очищать паром, используя ППУ.

Буровые бригады должны обеспечиваться спецодеждой с защитными накладками из нефтестойкой резины.

При проведении всех работ необходимо пользоваться рукавицами. Попавший на кожу раствор надо удалить тампоном, смоченным дизельным топливом, и смыть горячей водой с мылом.

§ 6. ГАЗООБРАЗНЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ АГЕНТЫ

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Хотя вид агента не оказывает значительного влияния на технологический процесс бурения, тем не менее при выборе газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ.

Как в СНГ, так и за его рубежами наибольшее распространение получили бурение скважин и вскрытие продуктивного пласта по схеме прямой циркуляции с использованием сжатого воздуха или газа.

При использовании природного газа от действующей скважины или магистрального газопровода на нагнетательной линии к буровой установке располагают редукционный клапан, регулирующий расход. Далее на линии устанавливают спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигают с помощью факела на конце выкидной линии (длиной не менее 80–100 м). Если газ используют вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах, трапах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема хотя и громоздка, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Аналогичная схема используется и при бурении с продувкой воздухом.

Наиболее распространенный и эффективный способ преодоления небольших и средних притоков пластовой воды — применение пенообразующих ПАВ. Предельное значение притока пластовых вод для бурения с очисткой забоя воздухом с добавкой ПАВ составляет около 120 л/ч. При притоках воды в указанном выше диапазоне использование ПАВ пре-

Таблица 5.8

Оптимальная концентрация пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в пересчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Отношение допустимой концентрации шлама к объему воды
		Химический тип	Степень минерализации	
Сульфенол НП-1	0,23	Гидрокарбонатно-кальциевые, сульфатные и хлоридные	Пресные и слабоминерализованные ($\rho = 1,0015 \text{ г/см}^3$, жесткость $\approx 0,09 \text{ моль/кг}$)	1 : 2 – 1 : 1
"Прогресс"	0,1	То же	То же	1 : 2 – 1 : 1
ОП-10	0,1	"	"	4 : 1 – 1 : 1
ОП-7	0,1	"	"	4 : 1 – 1 : 1
КАУФЭ-14	0,12	"	"	1 : 2
Азолят А	0,1	"	"	1 : 2
"Прогресс"	0,2	Сульфатно-натриевые	Среднеминерализованные и минерализованные ($\rho = 1,0015 + 1,0283 \text{ г/см}^3$, жесткость $0,09 - 1,43 \text{ моль/кг}$)	1 : 2
ОП-10	0,2	То же	То же	4 : 1 – 1 : 1
ОП-7	0,2	"	"	4 : 1 – 1 : 1
Сульфенол НП-1	0,42	"	"	1 : 2
"Прогресс"	1 – 1,2	"	Рассолы ($\rho = 1,19 \text{ г/см}^3$)	1 : 2

Примечание. Рабочая температура 20 – 50 °С.

дотвращает образование шламовых пробок и уменьшает возможность возникновения осложнений.

Некоторые из ПАВ, рекомендованные научно-исследовательскими институтами для бурения с использованием газообразных агентов, приведены в табл. 5.8.

Пена представляет собой агрегативно-неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости или твердого вещества (дисперсионная среда). Более широко на практике применяют пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены могут эффективно использоваться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах,

при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3–0,8 гидростатического.

Для получения устойчивой пены в жидкой фазе кроме растворителя должен находиться хотя бы один поверхностно-активный компонент, адсорбирующийся на межфазной поверхности раствор – воздух.

Для повышения стабильности пен в них добавляют реагенты-стабилизаторы (КМЦ, ПАА, ПВС), увеличивающие вязкость растворителя и способствующие замедлению процесса истечения жидкости из пленок.

Из неорганических анионов в наибольшей степени способствуют пенообразованию фосфаты. Влияние катионов существенно меньше.

Для получения устойчивой пены состав (в г/л) пенообразующего раствора должен быть следующим.

Пенообразующее ПАВ (в зависимости от молекулярной массы).....	0,5–5
Полимер-стабилизатор пены (КМЦ, ПАА, ПВС).....	0,2–0,75
Электролиты (тринатрийфосфат, NaCl).....	0,1–0,5
Вода.....	Остальное

В состав менее устойчивых пен вводят 0,5–10 г/л пенообразующего ПАВ, остальное вода.

Всесторонне пенную систему можно охарактеризовать следующими основными свойствами:

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

2) кратностью пены β – отношением объема пены $V_{п}$ к объему раствора $V_{ж}$, который требуется для ее образования:

$$\beta = V_{п}/V_{ж};$$

3) стабильностью (устойчивостью) пены, временем существования определенного объема пены;

4) дисперсностью – средним размером пузырьков или распределением пузырьков по размерам;

5) механическими свойствами – относительной плотностью, зависящей от соотношения жидкой и газовой фаз, которая может колебаться от 0,5р (где р – плотность жидкости) до 0, и прочностью структуры (СНС).

Наиболее распространен в промышленности диспергационный способ получения пен, при котором пена образуется в

результате интенсивного совместного диспергирования пенообразующего раствора и воздуха.

Технологически это осуществляется действием движущихся устройств (перемешивающих мешалок) на жидкость в атмосфере газа, эжектированием воздуха движущейся струей раствора, пропусканием струи газа через слой жидкости (в барботажных или аэрационных установках).

При приготовлении и применении пен необходимо учитывать следующие факторы:

1) мыла жирных кислот имеют максимальную пенообразующую способность при $pH = 8-9$;

2) алкиларилсульфонаты обладают хорошей пенообразующей способностью при любых значениях pH , кроме $pH > 12$;

3) пенообразующая способность ПАВ не изменяется при $pH = 3-9$;

4) пенообразующая способность ПАВ увеличивается с повышением температуры до $90\text{ }^{\circ}\text{C}$;

5) чем меньше поверхностное натяжение, тем выше пенообразующая способность;

6) соли-жидкости подавляют пенообразование;

7) полимерные реагенты-стабилизаторы повышают структурно-механические свойства пен.

Приготовленную пену нагнетают в скважину до полной очистки ее от глинистого раствора, воды и шлама.

§ 7. ТЯЖЕЛЫЕ ЖИДКОСТИ

Тяжелые жидкости — растворы (или рассолы) солей (преимущественно галогенидов щелочных или щелочно-земельных металлов) или их смесей, не содержащие твердых частиц, с добавкой или без добавки полимеров, ограничивающих фильтрацию.

Основное назначение тяжелых жидкостей — вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое, с целью предотвращения кольматации продуктивного пласта. При этом (по зарубежным данным) в 2—5 раз увеличивается его нефтеотдача.

В качестве тяжелых жидкостей в зависимости от требуемой плотности могут использоваться хлориды натрия и кальция, а также бромид кальция. Некоторые свойства этих солей и их насыщенных растворов приведены ниже.

Соль	NaCl	CaCl	CaBr ₂
Плотность сухого вещества, г/см ³	2,16	2,51	3,35
Свойства раствора при температуре 20 °С:			
плотность, г/см ³	1,2	1,4	1,82
содержание соли, %.....	26,4	39,86	58,84

Основные показатели свойств тяжелых жидкостей в соответствии с их назначением — плотность (в зависимости от пластового давления) и показатель фильтрации (9—15 см³/30 мин).

Применение тяжелых жидкостей для бурения скважин вследствие их малой вязкости и отсутствия твердой фазы обеспечивает существенное повышение скоростей бурения. При использовании тяжелой жидкости сокращается и расход долот на 15—20 %.