

**КНИГА
ИНЖЕНЕРА
ПО РАСТВОРАМ**

ВВЕДЕНИЕ

Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения буровых работ.

В справочнике приведена полезная информация, необходимая для эффективной работы с буровыми растворами, даны характеристики применяемого оборудования очистки и материалов.

Справочник предназначен для специалистов, занимающихся бурением скважин.

Раздел 1. НАЗНАЧЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	7
СИСТЕМЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	12
Бентонитовый раствор для забуривания скважин	13
Бентонитовый раствор для бурения вечной мерзлоты	13
Полимер — бентонитовый раствор для массового бурения	14
Полимер — бентонитовый раствор на основе лигносульфонатов	15
Ингибирующие буровые растворы	16
Калиевый глинистый буровой раствор	19
Ингибирующий калиевый раствор на основе лигносульфонатов	20
Высокоингибирующий калиевый раствор на основе гуматов	21
Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов	23
Высокоингибирующий гликолиевый буровой раствор	24
Раздел 2. ОБЩАЯ ХИМИЯ	27
ВВЕДЕНИЕ	28
СТРУКТУРА ВЕЩЕСТВА	28
ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ТАБЛИЦА МЕНДЕЛЕЕВА	32
ЭЛЕКТРОННЫЕ ОБОЛОЧКИ	34
ХИМИЧЕСКИЕ СВЯЗИ	34
ОРГАНИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ	38
РАСТВОРИМОСТЬ И РАСТВОРЫ	38
КИСЛОТЫ	40
ОСНОВАНИЯ И ЩЕЛОЧИ	40
РН	41
ОСМОС	43
ХИМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	43
ПРИНЦИП ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РАСТВОРОВ	45
ПРИНЦИПЫ РАСПОЗНАВАНИЯ И НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ХИМИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА	46
Раздел 3. ХИМИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	47
ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ	48
ИЗМЕРЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ	49
СМАЧИВАЕМОСТЬ	51

СВОБОДНАЯ ПОВЕРХНОСТНАЯ ЭНЕРГИЯ	53
АДГЕЗИЯ	53
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА	55
ЭМУЛЬСИИ	57
ГИДРОФОБИЗУЮЩИЕ АГЕНТЫ	61
Раздел 4. МИНЕРАЛОГИЯ ГЛИН И КОЛЛОИДНАЯ ХИМИЯ	65
ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛОИДНЫХ СИСТЕМ	66
МИНЕРАЛОГИЯ ГЛИН	69
ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ЗАЛЕГАНИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ	82
ИОННЫЙ ОБМЕН	84
МЕХАНИЗМЫ НАБУХАНИЯ ГЛИН	86
ДВОЙНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ СЛОЙ	92
АССОЦИАЦИЯ КОЛЛОИДНЫХ ЧАСТИЦ	95
МЕХАНИЗМ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ	106
ОРГАНИЧЕСКИЕ КОЛЛОИДЫ	108
Раздел 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА	113
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА	114
ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОЙ ВЯЗКОСТИ	117
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА, ПЛАСТИЧЕСКОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ ВЯЗКОСТИ	118
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА (СНС)	122
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ	125
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОРОДНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ (РН)	131
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОСТОРОННИХ ТВЕРДЫХ ПРИМЕСЕЙ	133
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СЕДИМЕНТАЦИИ	135
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ КОЛЛОИДНЫХ ЧАСТИЦ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ	136
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ЖИДКОЙ И ТВЕРДОЙ ФАЗЫ ПО РЕТОРТЕ	139
АНАЛИЗ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА	141
Определение показателя минерализации фильтрата	141

Определение щелочности фильтрата и бурового раствора, содержания извести	144
Определение общей жесткости фильтрата бурового раствора	148
Определение кальция и магния	150
Определение хлор-иона	152
Определение сульфат-ионов	154
Определение содержания сульфидов в фильтрате	156
Определение содержания карбонатов в фильтрате	159
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ПРИ МАЛЫХ СКОРОСТЯХ СДВИГА	162
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОЛИМЕРА ПАА	164
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ	166
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМАЗОЧНЫХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИБОРЕ ФИРМЫ «БАРОИД»	167
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИПКОСТИ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ	171
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ	174
ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ	175
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ЭМУЛЬСИЙ	176
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОШКООБРАЗНЫХ МАТЕРИАЛОВ	178
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛОКУЛИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ	179
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕНООБРАЗУЮЩЕЙ АКТИВНОСТИ	179
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЕРМЕНТАТИВНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ	180
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА РАСТВОРА	180
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РАСТВОРА	185
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ СДВИГУ	187
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОПРИХВАТНЫХ ЖИДКОСТНЫХ ВАНН	189
ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ	189
Раздел 6. КОМПОНЕНТЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	191
ВОДА	192
МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПЛОТНОСТИ	193
ОРГАНИЧЕСКИЕ ПОЛИМЕРЫ	203
ДИСПЕРГИРУЕМЫЕ В ВОДЕ СИНТЕТИЧЕСКИЕ ПОЛИМЕРЫ	218

ПОНИЗИТЕЛИ ВЯЗКОСТИ	222
НЕОРГАНИЧЕСКИЕ ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ	236
МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ	241
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА	244
БИТУМИНОЗНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	249
Раздел 7. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	251
СТАТИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ	253
ФИЛЬТРАЦИОННАЯ КОРКА	259
ДИНАМИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ	274
ФИЛЬТРАЦИЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ	280
Раздел 8. УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	291
МЕХАНИКА УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	292
НЕУСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ВЫЗВАННАЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ПЛАСТАМИ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ	323
Раздел 9. ПОГЛОЩЕНИЯ	347
ТРЕЩИНЫ, ОБРАЗУЮЩИЕСЯ ПРИ БУРЕНИИ	348
ЕСТЕСТВЕННЫЕ ОТКРЫТЫЕ ТРЕЩИНЫ	353
ПОЛОСТИ, ОБЛАДАЮЩИЕ СТРУКТУРНОЙ ПРОЧНОСТЬЮ	356
МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ	356
ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ	360
ПОГЛОЩЕНИЯ СТРУКТУРНЫМИ ПОЛОСТЯМИ	361
ПОГЛОЩЕНИЕ ПРИ ПОНИЖЕННЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЯХ	363
ПОГЛОЩЕНИЯ, ВЫЗЫВАЕМЫЕ ГИДРОСТАТИЧЕСКИМ ДАВЛЕНИЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПРЕВЫШАЮЩИМ ДАВЛЕНИЕ РАЗРЫВА ПОРОДЫ	364
Раздел 10. ПРИХВАТЫ ИНСТРУМЕНТА	367
ПРИЧИНЫ ПРИХВАТА ТРУБ	368
ДИАГНОСТИКА НА БУРОВОЙ	379
Раздел 11. КОРРОЗИЯ	381
Электрохимические реакции	382
Растрескивание под напряжением	386
Борьба с коррозией	390

Раздел 12. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН	403
СКИН-ЭФФЕКТ	404
КАПИЛЛЯРНЫЕ ЯВЛЕНИЯ	406
УХУДШЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВЫМИ ГЛИНАМИ	411
СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА	424
Раздел 13. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ	431
ОСНОВЫ	432
ОБОРУДОВАНИЕ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	435
ОСВЕТЛЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА	452
Раздел 14. ИНЖЕНЕРНЫЕ РАСЧЕТЫ	457
РАСЧЕТ ОБЪЕМА ЕМКОСТИ	459
ВЫЧИСЛЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НАСОСОВ	468
ВРЕМЯ ЦИРКУЛЯЦИИ	472
ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ	473
МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС	476
АНАЛИЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ	485
ТАБЛИЦЫ СОЛЕЙ	492
Раздел 15. РЕОЛОГИЯ И ГИДРАВЛИКА ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ	499
РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТЕЙ	501
ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	517
ГИДРАВЛИКА ДОЛОТА	521
СВАБИРОВАНИЕ И ПУЛЬСАЦИИ	523
ЭКВИВАЛЕНТНАЯ СКОРОСТЬ РАСТВОРА	524
Раздел 16. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	527
МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА	528
МЕТОДЫ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА	541

Раздел 1

Назначение буровых растворов

Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ при высокой скорости бурения и качественном вскрытии продуктивного пласта. Применение буровых растворов с регулируемыми свойствами оправданно требует значительных средств с целью экономии затрат времени на работы, связанные с авариями, осложнениями, проработками и промывками, длительностью и результатами освоения.

Охлаждение и смазка долот и бурильных труб

В процессе бурения между долотом и разрушаемой породой, а также между вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины возникают значительные силы трения. Благодаря присутствию промывочной жидкости коэффициент трения значительно уменьшается, а теплота, образующаяся вследствие трения, рассеивается потоком жидкости. Кроме того, на стенках скважины образуется скользкая корка, которая уменьшает силы трения труб при вращении и СПО. Существенно понижают коэффициент трения смазывающие добавки.

Очистка забоя скважины

Это одна из основных функций раствора, способствующая достижению максимальной скорости бурения за счет эффективной очистки забоя от выбуренной породы. Для избежания усталостного (повторного) режима разрушения забоя используются гидромониторные насадки на долоте. Наилучшие условия разрушения создаются при минимальной разнице гидростатического и порового давлений в разбуриваемых породах. Механическая скорость бурения повышается при обработке раствора ПАВ, понижающими поверхностное натяжение. Существенное влияние оказывает величина мгновенной фильтрации раствора: чем она больше, тем выше механическая скорость.

Однако не всегда удается поддерживать все указанные параметры для успешной работы долота, ибо существует целый ряд и других технологических требований к буровому раствору, связанных с геологическими условиями бурения.

Вынос выбуренной породы из скважины

Важнейшей функцией бурового раствора является удаление частиц выбуренной и обвалившейся породы из скважины на поверхность. Качество очистки скважины от шлама (скорость и степень) зависит от скорости восходящего потока, которая определяется производительностью насосов. На эффективность выноса породы влияет удельный вес, вязкость и динамическое напряжение сдвига бурового раствора. Для удаления частиц породы необходимо, чтобы скорость восходящего потока была выше скорости их осаждения.

Скорость осаждения частиц в неподвижном растворе зависит от их размеров и форм, разницы удельных весов раствора и частицы, вязкости раствора, и особенно его тиксотропных свойств.

В тиксотропных растворах при прекращении циркуляции образуется достаточно прочная структура, которая препятствует осаждению частиц. Статическое напряжение сдвига буровых растворов меняется в широких пределах, и в большинстве систем растворов легко получить структуру такой величины, при которой любая частица нормального удельного веса остается во взвешенном состоянии.

Формирование на стенках скважины малопроницаемой фильтрационной корки

Под влиянием разницы гидростатического давления столба раствора и пластового давления на стенках скважины образуется фильтрационная корка из твердой фазы раствора.

В верхней части разреза корка консолидирует несцементированные пески и обеспечивает их устойчивость. Одновременно корка фактически разобщает скважину и проницаемые пласты. Однако при большой величине водоотдачи на стенке скважины образуется толстая фильтрационная корка, что отрицательно влияет на состояние скважины. Во-первых, велика вероятность дифференциального прихвата; во-вторых, на толстую и рыхлую корку, как правило, прилипает шлам, происходит сужение ствола скважины с последующими осложнениями (затяжки, прихваты при подъеме). Одновременно при большой величине водоотдачи в продуктивный пласт поступает большое количество фильтрата на большую глубину. Это приводит к существенному

снижению проницаемости пласта при последующей эксплуатации скважины, поэтому величина водоотдачи, включая забойную, должна быть как можно меньше, и жесткое регламентирование этого показателя в программах и проектах вполне обоснованно. Наиболее эффективными системами для предупреждения указанных осложнений являются полимерные растворы с низким содержанием твердой фазы.

Предупреждение нефте-, газо- и водопроявлений

Давление жидкости или газа, содержащихся в проницаемых пластах, зависит от глубины их залегания и ряда других факторов. Давление бывает нормальным для данной глубины, а может быть аномально высоким, т.е. значительно выше гидростатического. Поэтому в том и в другом случае плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы давление столба раствора было несколько выше пластового давления и препятствовало перетоку жидкости или газа из пласта в скважину как при бурении, так и во время СПО. Требуемая величина плотности бурового раствора, в зависимости от пластового давления и глубины залегания пласта, четко регламентируется новыми Правилами ведения работ.

Предупреждение обвалов

Осыпи и обвалы неустойчивых глин являются основными видами осложнений, возникающих при бурении. Многие скважины не были добурены до проектных глубин из-за этих осложнений. Роль буровых растворов в этих условиях трудно переоценить, все зависит от состава и свойств бурового раствора. В настоящее время разработаны и успешно применяются несколько специальных систем буровых растворов, позволяющих частично или полностью предотвратить осыпи и обвалы неустойчивых глин.

Качество вскрытия продуктивных пластов

Загрязнение продуктивных пластов при бурении — это реальный процесс, в результате которого частично обратимо (а частично необратимо), но существенно снижается проницаемость пластов. Иногда происходит полная закупорка пласта, и вызвать приток удается только с помощью специальных методов интенсификации. Мировой наукой и практикой установлено, что

все компоненты бурового раствора (твердые и жидкие) активно взаимодействуют с продуктивным пластом.

Сокращение затрат на крепление

С применением качественного бурового раствора, заданного состава и свойств, производится одновременное успешное вскрытие отложений, отличающихся по характеру возможных осложнений. Таковыми могут быть водо- и газопроявляющие горизонты и неустойчивые глины, надсолевые, солевые и подсолевые отложения. С применением соответствующего раствора нет необходимости спускать дополнительные промежуточные колонны с целью разобщения потенциально несовместимых горизонтов. Нередко в определенных геологических условиях за счет применения качественного раствора обходятся без промежуточных колонн, после кондуктора следующая колонна является эксплуатационной. Экономия обсадных труб требует дополнительных затрат для поддержания состава и свойств бурового раствора на заданном уровне.

Получение информации

При хорошей организации аналитического контроля на скважине циркулирующий буровой раствор несет немаловажную информацию о геологическом разрезе скважины. Источниками информации являются выносимые раствором шлам, газ и флюиды (вода, нефть). Изучение шлама, изменившегося состава раствора (разгонка) и его фильтрата позволяет определить минералогическую природу разбуриваемых пород, тип и состав поступившей в раствор жидкости или газа.

Интерпретация текущей информации, полученной по результатам исследований бурового раствора, позволяет соответственно принимать решение и сократить объем и затраты времени на проведение дорогостоящих геофизических работ.

Коррозионная агрессивность

Установлено, что коррозия является главной причиной повреждения бурильных колонн. К сожалению, в отечественной практике при бурении практически не уделяется внимание коррозии. В мировой практике за коррозией бурильных труб следят при помощи

стальных колец, установленных в специальных проточках в муфте бурильного замка. Через определенное время воздействия бурового раствора определяют снижение массы этих колец.

Часто выявление вида коррозионного воздействия оказывается более важным, чем контроль потери веса колец. Так, точечная коррозия не вызывает большой потери веса, но может стать причиной аварии. Причиной слома бурильных труб может служить водородное охрупчивание.

Вот почему при составлении программ по буровым растворам следует учитывать источники корродирующих веществ, их состав и обязательно включать в состав бурового раствора ингибиторы ожидаемых видов коррозии.

Техника безопасности и экология

Часть ингредиентов бурового раствора и поступающих из пласта шлама, жидкостей и газа содержат вещества, представляющие опасность для персонала и окружающей среды. Особенно опасными являются нередко встречающиеся пласты, содержащие токсичные кислые газы (сероводород и др.), которые могут вызывать непоправимый физический ущерб.

Последнее время при разработке рецептур буровых растворов серьезное внимание уделяется вышеуказанным вопросам. Так, для массового бурения созданы экологически чистые, биологически разлагаемые полимерные системы.

При вскрытии пластов, содержащих токсичные газы, разработаны специальные реагенты, которые полностью связывают эти вещества во время движения раствора от забоя до поверхности.

СИСТЕМЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В этом разделе приведена информация о назначении, методах приготовления и регулирования свойств основных систем буровых растворов, применяемых при бурении скважин в различных геологических условиях.

Особое внимание уделяется специальным системам буровых растворов, от которых в значительной степени зависят конечные технико-экономические результаты строительства скважины.

Бентонитовый раствор для забуривания скважин

Верхняя часть разреза скважины обычно представлена слабосцементированными песками, глинами и песчаниками. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Важной особенностью при выполнении этой работы является качество бентонита, применяемого для приготовления раствора.

Состав раствора, кг/м ³		Свойства раствора	
Бентонит	50–60	Плотность, г/см ³	1,05
Na ₂ CO ₃	1	Условная вязкость, сек	40–50
NaOH	1	Пластическая вязкость, сПз	8–10
ИКД	1	ДНС, дПа	60–100
		СНС 0/10, дПа	30–60/50–100
		Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	10–12
		pH	9

Технология приготовления

В воду затворения добавляют кальцинированную и каустическую соды и через смесительную воронку вводят бентонит. После перемешивания в течение 1,5–2 часов раствор готов.

Бентонитовый раствор для бурения вечной мерзлоты (Бурение под кондуктор)

Отложения вечной мерзлоты представлены песками и глинами, сцементированными льдом. При промывке скважины раствором с положительной температурой происходит растепление выбуренной породы и стенок скважины с образованием больших каверн. При этом происходит сильное разбавление раствора с резким падением вязкости и СНС. Для поддержания структурно-механических свойств на заданном уровне расходуется большое количество бентонита и раствора в целом, а иногда возникают и осложнения, связанные с кавернами. Одновременно из мерзлоты в раствор попадает большое количество песка, и появляются проблемы с очисткой раствора.

Разработан простой по составу, специальный раствор для бурения в условиях вечной мерзлоты.

К хорошо прогидратированному бентонитовому раствору добавляют 2–3 кг/м³ KCl (NaCl). От ввода соли в таком малом количестве раствор несколько загустевает без изменения водоотдачи и приобретает, таким образом, мгновенные структурообразующие свойства. Значения СНС данного раствора через 10 секунд, 1 минуту и 10 минут покоя являются достаточно высокими и мало отличаются между собой.

При таком растворе у стенок скважины, особенно в кавернах, образуются застойные зоны, за счет чего резко снижается темп растепления стенок скважины, уменьшается размер каверн и интенсивность разбавления раствора.

Опыт показывает, что с применением такого раствора при забурировании вечной мерзлоты почти не требуются дополнительные обработки раствора бентонитом, снижается расход материалов и снижаются затраты времени на осложнения, связанные с кавернообразованием.

Состав раствора, кг/м ³		Свойства раствора	
Бентонит	50	Плотность, г/см ³	1,04
Na ₂ CO ₃	1	Пластическая вязкость, сПз	6
NaOH	1	ДНС, дПа	60
		СНС 0/1/10, дПа	70/100/180
		Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	14,5
		pH	9,5

Раствор + 3 кг/м³ NaCl.

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,04
Пластическая вязкость, сПз	9
ДНС, дПа	220
СНС 0/1/10, дПа	200/220/260
Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	14
pH	9,2

Полимер — бентонитовый раствор для массового бурения

Эта система должна отличаться простотой приготовления, низкой стоимостью, малой чувствительностью к разбуриваемым

породам и совместимостью с другими дополнительными реагентами (разжижители, смазывающие добавки). К таковым относятся пресные бентонитовые растворы на основе полисахаридных полимеров и системы на основе лигносульфонатных реагентов.

Состав раствора, кг/м ³		Свойства раствора	
Бентонит	30–40	Плотность, г/см ³	1,04–1,10
Na ₂ CO ₃	0,5–1,0	Условная вязкость, сек	20–35
NaOH	0,5	Пластическая вязкость, сПз	10–18
КМЦ	5	ДНС, дПа	40–80
Смазка	3–5	СНС 0/10, дПа	10–30/20–60
ПАА	0,2–0,5	Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	6–10
CaCO ₃ -10-75	50–100	pH	8–9

Технология приготовления и обработки раствора

В воду затворения добавляют в нужном количестве кальцинированную и каустическую соду и через гидроворонку вводят бентонит. Через 1 час перемешивания вводят КМЦ с темпом 8–10 минут/мешок, а затем добавляются все остальные реагенты.

ПАА (полиакриламид) вводится в раствор при бурении для флокуляции выбуренной породы и, следовательно, для повышения качества механической очистки раствора. Одновременно ПАА обеспечивает частичное ингибирование неустойчивых глин.

Полимер — бентонитовый раствор на основе лигносульфонатов

В этом растворе два полимерных регулятора водоотдачи КМЦ и ФХЛС. Этот раствор технологически более совершенен. ФХЛС — универсальный реагент, регулятор водоотдачи и умеренный разжижитель. Кроме того, фильтрационная корка раствора, содержащего лигносульфонатные реагенты, обладает низким напряжением сдвига, в результате чего снижается вероятность прихвата, так как уменьшается коэффициент трения бурильной колонны о стенку скважины.

К недостаткам ФХЛС относятся: высокая пенообразующая способность и большой расход при сравнительно низкой стоимости этого реагента.

Состав раствора, кг/м ³		Свойства раствора	
Бентонит	30–40	Плотность, г/см ³	1,04–1,10
Na ₂ CO ₃	1,0	Условная вязкость, сэк	20–30
NaOH	1,0	Пластическая вязкость, сПз	10–18
КМЦ	3–5	ДНС, дПа	40–80
Смазка	3–5	СНС 0/10, дПа	10–20/20–40
ФХЛС	1–2	Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	7–9
ПАА	0,2–0,5	рН	8–9
CaCO ₃ -10-75	50–100		

Технология приготовления раствора

К воде затворения добавляются каустическая и кальцинированная сода и через воронку вводится бентонит, через 1 час перемешивания вводятся КМЦ, ФХЛС, Пеногаситель. Через 1 час перемешивания раствор готов. При бурении для пополнения объема к циркулирующему раствору добавляют свежий раствор следующего состава, кг/м³:

Na ₂ CO ₃	1
NaOH	1
ФХЛС	10–20
КМЦ	3–5
ПЕНОГАСИТЕЛЬ	0,3

Ингибирующие буровые растворы

Такие системы созданы для предупреждения аварий и осложнений, связанных с осыпями и обвалами неустойчивых глин. Этот вид осложнений при бурении вызывает наибольшие потери, которые нередко заканчиваются ликвидацией скважин, поэтому трудно переоценить роль буровых растворов в решении этой нелегкой задачи.

В настоящее время уровень знаний и практических достижений в этой области таков, что проблема бурения в неустойчивых глинах практически не существует. Успех предупреждения осыпей и обвалов глинистых пород в различных геологических условиях полностью зависит от правильного выбора типа бурового раствора, его состава и свойств.

Поведение потенциально неустойчивых глин определяется двумя основными факторами: физико-химическим и физическим.

Первый фактор является основным, и его сущность заключается в характере (механизме) физико-химического взаимодействия бурового раствора и его фильтрата с разбурываемыми глинами.

Проявление так называемого физического фактора заключается в выпучивании глин в скважину под действием anomalно

высоких поровых давлений в глинах или горного давления в зонах тектонических нарушений, когда глинистые породы «перемяты» при больших углах падения пород.

Рассмотрим последовательно действие обоих факторов.

Физико-химическое взаимодействие глин с буровыми растворами (фильтратом) начинается с процессов их гидратации кристаллов глинистых минералов и набухания в микротрещинах. Расклинивающее давление кристаллического набухания проявляется на расстоянии, соизмеримом с толщиной гидратной оболочки, и чем ближе к поверхности, тем выше давление набухания, величина которого достигает тысяч атмосфер. Физическое противостояние таким силам (повышение плотности раствора) практически нереально.

Однако подавить процесс набухания глин можно физико-химическими методами, именно этот процесс и называется ингибированием. Это достигается с применением в растворах электролитов (солей) в определенных концентрациях, превышающих порог коагуляции. Из числа известных растворов этого типа (гипсовый, хлоркальциевый) наиболее эффективным является калиевый раствор. Уникальность этого раствора заключается в том, что ион калия, в сравнении с другими катионами, обладает особым ингибирующим действием. Во-первых, он подавляет процесс набухания глин, адсорбируясь в достаточном количестве на базальных плоскостях, и полностью нейтрализует заряд поверхности. Малый размер гидратированного катиона калия позволяет ему проникать в особые места кристаллической решетки глин и необратимо нейтрализовать отрицательный заряд поверхности глины. В результате такого химического взаимодействия происходят изменения минералогической природы глин, которые превращаются в водонечувствительный минерал — довольно хорошо окристаллизованную гидрослюда. Этот процесс практически необратим. Интенсивность такого процесса насыщения глины ионами калия зависит от концентрации данных ионов, примесей других солей, температуры и величины рН. Дешевым и доступным источником ионов калия является хлористый калий. Оптимальная концентрация этого ингибитора в растворе колеблется от 5 до 12% и зависит от физико-химических свойств разбурываемых глин и концентрации других солей (неизбежные примеси), которые замедляют

действие ионов калия. Для эффективного ингибирования необходимо, чтобы концентрация хлорида калия не менее чем в 3 раза превышала концентрацию других солей (NaCl , Na_2SO_4 , CaSO_4). Так, если калиевый раствор готовится на морской воде (концентрация солей 3–3,5%), содержание хлористого калия в растворе должно быть 10–12%. Важным условием является величина pH, которую необходимо поддерживать на уровне 9–10. Интенсивность ингибирования возрастает с повышением температуры.

Все указанные условия выполнимы в процессе бурения, поэтому калиевые растворы широко и успешно применяются.

В последние годы разработан ряд дополнительных органических ингибиторов, усиливающих действие калиевого раствора.

Это — полиакриламид низкого и высокого молекулярного веса (Праестол, Сайдрилл и т.д.), сульфированный асфальт и гликоли различного строения и молекулярного веса (Гликойл, Склополиэфирный, АДН и т.д.). Из их числа наиболее эффективно усиливают ингибирующую способность калиевого раствора гликоли за счет дальнейшего и более глубокого снижения степени гидратации глин. Благодаря применению таких систем полностью удается избежать осыпей неустойчивых глин даже в особо сложных геологических условиях.

Для приготовления и регулирования свойств калиевых растворов используются стандартные солевые реагенты, наиболее эффективными из них являются полисахариды семейства ПАЦ — полианионные целлюлозы (ВВ — высоковязкие, СВ, НВ — средне-, низковязкие).

Не менее важным в проблеме устойчивости глин является и так называемый физический фактор.

Действие этого фактора проявляется при бурении в условиях АВПД и нарушенных, перемятых зонах, когда осыпи горных пород происходят под воздействием физических сил, а гидростатического столба жидкости недостаточно для сдерживания этого процесса. Интенсивность этих осложнений может быть различной в зависимости от геологических условий.

Предупредить осыпи в этих случаях удастся путем ступенчатого повышения плотности бурового раствора (по 0,05–0,1 г/см³). Как правило, горно-геологические условия бурения бывают известны, и требуемая плотность раствора

регламентируется в программе по буровым растворам или в программе на бурение скважины.

Однако очень важно распознавать причину осложнений. Физико-химическое взаимодействие глин с буровым раствором происходит постоянно, а проявление физических сил наблюдается только в особых геологических условиях. В большинстве случаев нормальная плотность бурового раствора (1,12–1,2 г/см³) бывает достаточно для достижения физического баланса в скважине.

Вот почему, на основе имеющейся геологической информации о потенциально неустойчивых глинах в разрезе скважины необходимо правильно выбрать тип бурового раствора, ингибирующая активность которого должна быть достаточна для данной породы. Если при бурении с промывкой таким раствором происходят осложнения из-за осыпей и обвалов глин, необходимо ступенчато повышать плотность раствора.

Далее, рассмотрим несколько составов и свойства ингибирующих калиевых растворов.

Калиевый глинистый буровой раствор

Это наиболее простая модификация глинистого калиевого раствора, который широко применяется в массовом бурении в неустойчивых глинах. Одновременно в таком растворе выбуренная глина ингибируется, следовательно, меньше наработка раствора.

Состав раствора, кг/м ³	Свойства раствора		
Бентонит	30–40	Плотность, г/см ³	1,06–1,10
Na_2CO_3	0,5	Условная вязкость, сек	25–40
NaOH	1	Пластическая вязкость, сПз	8–30
KCl	50	ДНС, дПа	60–100
ПАЦ ВВ	2	СНС 0/10, дПа	10–20/20–50
ПАЦ НВ, СВ	8	Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	6–8
Смазка	3–5	pH	9–1
Пеногаситель	0,2	Содержание KCl в фильтрате не менее	4%
CaCO_3 -75	50		

Технология приготовления раствора

В воду добавляют каустическую и кальцинированную соду. Концентрация кальцинированной соды колеблется в широком диапазоне в зависимости от содержания ионов кальция в воде затворения, которые необходимо связывать этой содой. Затем вводят бентонит и периодически

перемешивают в течение часа. Вводят хлористый калий и перемешивают 5 минут. Затем добавляют ПАЦ ВВ и НВ и все остальные реагенты. После перемешивания в течение 1–1,5 часов раствор готов.

Во избежание образования комков в условиях скважины полимеры ПАЦ ВВ и НВ вводят через смесительную воронку со скоростью 7–10 минут/мешок.

Загрязнение раствора

При бурении по глинам содержание ионов калия в фильтрате раствора снижается за счет обменных реакций на глине. При этом темп снижения общего содержания хлоридов значительно ниже, то есть снижается соотношение $KCl:NaCl$ и ингибирующая активность раствора. В связи с этим требуется дополнительная обработка раствора хлористым калием, что может повлиять на свойства.

Ингибирующий калиевый раствор на основе лигносульфонатов

В этом растворе в качестве основного реагента — регулятора свойств (водоотдачи и вязкости) — используется лигносульфонатный реагент ФХЛС. Отличительная особенность этого раствора состоит в том, что реагент ФХЛС обладает универсальным действием: умеренно разжижает раствор и снижает водоотдачу. Особенно эффективна комбинация ФХЛС с ПАЦ. Глинистая корка раствора, содержащего лигносульфонатный реагент, отличается низким напряжением сдвига, что очень важно для предупреждения затяжек и прихватов, особенно в наклонных и горизонтальных стволах. Кроме того, этот раствор отличается повышенной термостойкостью (130–140 °С) и стабильностью свойств во времени.

Состав раствора, кг/м ³	Свойства раствора	
Бентонит	20–30	Плотность, г/см ³ 1,08
NaOH	1–2	Условная вязкость, сек 30–40
KCl	50	Пластическая вязкость, сПз 8–12
ФХЛС	30–40	ДНС, дПа 50–100
ПАЦ ВВ (НВ)	3–5	СНС 0/10, дПа 10–20/20–50
Пеногаситель	0,3	Водоотдача, см ³ /30 мин (API) 6–8
Смазка	3–5	pH 9–10

Технология приготовления

К воде затворения добавляют NaOH и бентонит, перемешивают 1 час, затем вводят остальные реагенты. Через 15–20 минут перемешивания раствор готов.

Высокоингибирующий калиевый раствор на основе гуматов

Этот раствор обладает тройным ингибирующим действием.

Во-первых, хлорид калия как электролит при концентрации более 2% подавляет процессы набухания глин.

Во-вторых, ионы калия, проникая в кристаллическую решетку, меняют природу глин, делая их водонечувствительными.

В-третьих, особое ингибирующее действие в этой системе осуществляют гуматы, растворимость которых зависит от величины pH среды. Существуют критические значения pH ($pH_{кр}$), выше которых гуматы растворимы даже в минерализованном буровом растворе и активно действуют как в регулировании водоотдачи, так и структурно-механических свойств. При значениях pH ниже критического уровня, гуматы высаливаются и полностью теряют активность, раствор загустевает, водоотдача повышается. В калиевом растворе величина $pH_{кр}$ колеблется от 8,5 до 9,5, поэтому для поддержания свойств этого раствора на заданном уровне величину pH в системе регулируют на 1–1,5 единицы выше, чем $pH_{кр}$.

Процесс ингибирования глин гуматами происходит следующим образом. Фильтрат калиевого раствора, содержащий большое количество растворимых гуматов, проникает в микротрещины глинистой породы. Процесс гидратации глин сопровождается поглощением каустической соды, и величина pH снижается до 7–7,4, что значительно ниже критического значения. В такой среде гуматы высаливаются из фильтра (выпадают в осадок) и существенно повышают прочность сформированных ионами калия коагуляционных контактов между активными плоскостями в микротрещинах глин. В результате такого действия гуматов устойчивость глин существенно повышается.

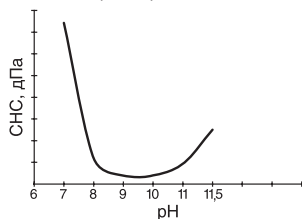
По некоторым данным ингибирующий эффект гуматов (индекс устойчивости) составляет 60–70% от общего ингибирующего действия данной системы ВИКР.

Регулировать величину $pH_{кр}$ можно известью и KCl. С повышением концентрации этих электролитов повышается $pH_{кр}$.

Методика определения $pH_{кр}$

К исходному раствору малыми порциями (по 0,2–0,3 см³) добавляют 10%-ную серную кислоту. После каждой добавки

раствор 5 минут перемешивают и измеряют pH и любую вязкость или СНС. Когда раствор сильно загустеет, построить график $AV(CHC) = f(pH)$, $pH_{кр}$ определяют по кривой как начало резкого изменения $AV(CHC)$.



Знание $pH_{кр}$ необходимо для регулирования величины pH бурового раствора на безопасном требуемом уровне, то есть на 1–1,5 единицы выше чем $pH_{кр}$.

Состав раствора ВИКР, кг/м ³		Свойства раствора	
Бентонит	20–30	Плотность, г/см ³	1,06
NaOH	2–3	Условная вязкость, сек	25–30
УЩР	40	Пластическая вязкость, сПз	10–15
KCl	50	ДНС, дПа	40–80
ФХЛС	10	СНС 0/10, дПа	15–30/30–60
Пеногаситель	0,3	Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	6–8
Смазка	3–5	pH	10–11
		$pH_{кр}$	8,5–9,5

Технология приготовления.

К воде добавляют бентонит, УЩР, NaOH и ПЕНОГАСИТЕЛЬ, перемешивают 1 час, затем вводят KCl и все остальные реагенты, через 15–20 минут перемешивания раствор готов.

Основным недостатком системы является отрицательное влияние фильтрата этого раствора на продуктивные пласты. Гуматы высаливаются из фильтрата в пласте так же, как в глинах, за счет снижения величины pH вследствие адсорбционных и ионообменных реакций. Осажденные гуматы коагулируют продуктивный пласт, и проницаемость снижается в 2–4 раза. Однако в последнее время в бурении развивается тенденция применять для первичного вскрытия продуктивных пластов безглинистые полимерные растворы с полной заменой ранее применяемого раствора. В связи с этим данная система представляется весьма перспективной

для бурения в неустойчивых глинах. Помимо высокой эффективности этот раствор отличается доступностью и низкой стоимостью основных реагентов и материалов.

Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов

Технология первичного вскрытия продуктивных пластов существенно влияет на последующую продуктивность скважин. В первую очередь, это связано с составом и свойствами бурового раствора, все компоненты которого активно участвуют в этом процессе.

В настоящее время созданы специальные безглинистые системы бурового раствора, обеспечивающие качественное вскрытие продуктивных пластов и предупреждение основных осложнений, возникающих при бурении.

Ключевой компонент таких систем — высокоразветвленный биополимер с очень высоким молекулярным весом. Биополимер обеспечивает требуемую структуру и необходимые реологические свойства раствора как на пресной, так и на соленой воде независимо от степени минерализации. Уникальность свойств биополимера заключается в том, что вязкость растворов на его основе значительно изменяется в зависимости от скорости потока. Так, биополимерная система при нормальных стандартных реологических константах обладает высокой вязкостью при низких скоростях сдвига ($0,1–0,05 \text{ с}^{-1}$), что обеспечивает надежную очистку скважины в застойных зонах наклонного и горизонтального участков ствола.

Твердая фаза раствора представлена мраморной крошкой с заданным размером частиц в зависимости от физических параметров продуктивного пласта (пористость, проницаемость, размер каналов). Высокопрочные частички мрамора в сочетании с полисахаридными реагентами (биополимер, крахмальный реагент, ПАЦ) обеспечивают надежную кольматацию пристволенной зоны пласта. Глубина проникновения фильтрата в проницаемый пласт составляет не более 10–40 см.

Фильтрат раствора содержит хлористый калий, который необратимо подавляет процесс набухания глинистых частиц, находящихся в порах пласта.

Полисахаридные полимеры, находящиеся в фильтрате раствора, проникшего в пласт, довольно быстро деструктируют

(2–3 недели), и в результате этого вязкость фильтрата снижается практически до вязкости воды.

В результате указанных процессов система в минимальной степени загрязняет продуктивный пласт. Многочисленный промысловый опыт свидетельствует о том, что с применением растворов данного типа достигается сохранение естественной проницаемости пластов на 70–90%. При этом резко снижаются затраты времени и средств на освоение скважин.

Высокоингибирующий гликолиевый буровой раствор

Буровой раствор Гликойл — это новый, современный раствор на водной основе, который решает большинство проблем, возникающих при бурении и связанных с буровыми растворами.

В состав данного раствора входят гликоли, которые при сравнительно невысокой стоимости существенно меняют технологические свойства буровых растворов на водной основе.

Гликоли представляют собой вязкую, незамерзающую и нетоксичную жидкость с температурой вспышки более 100 °С.

Наименование раствора и реагента одинаково — Гликойл.

Система Гликойл предназначена для бурения в неустойчивых глинах, качественного вскрытия продуктивных пластов, для бурения наклонных и горизонтальных стволов большой протяженности.

Система Гликойл обладает высокой степенью ингибирования водочувствительных неустойчивых глин. По эффективности эта система приближается к растворам на нефтяной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

Благодаря применению раствора Гликойл в неустойчивых глинах можно получать ствол скважины практически номинального диаметра. Для этих целей используются специально модифицированные гликоли. В обычных условиях эти соединения полностью растворимы в водной фазе любых растворов. Обладая особой химической структурой, молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате особого экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов.

Особенно эффективно ингибирующее действие гликолей в сочетании с ионами калия, когда происходит и электростати-

ческая нейтрализация глин. При таком комбинированном воздействии активные поверхности глины слипаются, образуя устойчивые коагуляционные структуры. В итоге система Гликойл позволяет полностью предупредить осыпи и обвалы неустойчивых глин.

Указанные процессы в одинаковой степени происходят как в стенке скважины, так и на частицах шлама. Последние слипаются в более крупные по размерам частицы и затем легко удаляются из раствора механическими средствами очистки. Следовательно, наработка раствора в системе Гликойл минимальна.

Состав раствора ГЛИКОЙЛ,		Свойства раствора	
кг/м ³		Плотность, г/см ³	1,03–1,10 и более
Биополимер	2–4	Условная вязкость, сек	30–50
Гликойл	20–50	Пластическая вязкость, сПз	10–20
KCl	50–100	ДНС, дПа	40–100
KOH (NaOH)	1–2	СНС 0/10, дПа	10–20/30–60
ПАЦ ВВ(НВ)	4–10	Водоотдача, см ³ /30 мин (API)	4–6
ПАА	1–2	pH	9–10
Пеногаситель	0,2		
CaCO ₃	50		
Бактерицид			

В качестве понизителя водоотдачи могут быть использованы модифицированные крахмалы. Содержание гликоля в растворе зависит от физико-химической активности разбуриваемых глин и темпа углубления скважины в этих отложениях.

Система Гликойл совместима с большинством реагентов и материалов, применяемых в буровых растворах на водной основе. Гликоли несколько улучшают контроль водоотдачи.

Практические достоинства системы Гликойл

В отличие от растворов на нефтяной основе, Гликойл является экологически чистой системой. Входящие в состав раствора гликоли и другие компоненты нетоксичны.

Добавки гликолей к раствору на водной основе повышают качество вскрытия продуктивных пластов. Загрязнение пласта уменьшается за счет подавления процессов набухания глинистых частиц в пласте и уменьшения толщины гидратной оболочки на стенках каналов пласта вследствие адсорбции на них молекул гликоля.

По имеющимся данным, система Гликойл может обезвоживать увлажненные глины, например межсольевые галопилиты, и сократить или предупредить осложнения, связанные с пластическим течением этих пород.

Установлено, что ингибирующее действие системы Гликойл усиливается с повышением температуры в скважине.

Адсорбируясь на поверхности металла, молекулы гликоля предупреждают сальникообразование и повышают смазывающие свойства бурового раствора.

С применением системы Гликойл снижаются затраты времени и средств на решение следующих проблем:

- проработки, затяжки и прихваты из-за осыпей и обвалов глинистых пород;
- предупреждение сальникообразований, затяжек и репрессий при подъеме инструмента;
- приготовление и обработка раствора;
- технологические промывки скважины;
- при высокой степени очистки снижается темп разбавления раствора, а следовательно, сокращается расход реагентов и материалов;
- при эффективной очистке и низком содержании твердой фазы повышаются показатели работы долот;
- в стволе номинального диаметра сокращается расход цемента;
- при отсутствии каверн повышается качество разобщения пластов;
- значительно сокращаются затраты времени на освоение скважины;
- по сравнению с растворами на нефтяной основе значительно снижаются затраты на решение экологических проблем.

Технология приготовления

К воде добавляются КОН (NaOH) и биополимер. Через полчаса вводятся все остальные компоненты. При вскрытии продуктивного пласта дополнительно можно использовать гидрофобизирующие ПАВ, такие как сульфолон и т.д.

Пеногаситель применяется по мере необходимости.

Раздел 2

Общая химия

ВВЕДЕНИЕ

Инженеру по растворам приходится иметь дело с химией каждый день. Химия — это наука о веществах, изучающая их состав, свойства, взаимодействие с другими веществами. Вещество — это нечто, имеющее массу и занимающее пространство.

Масса — мера измерения количества вещества, это один из фундаментальных параметров, на которых основываются физические измерения. Масса определяет вес в гравитационных полях и инерцию при движении. Объем — мера количества пространства, занимаемого веществом.

Плотность — отношение массы к объему. Относительная плотность — отношение плотности вещества к плотности воды.

СТРУКТУРА ВЕЩЕСТВА

Свойства и реакции различных веществ связаны со структурой атомов и молекул, из которых они состоят. Однородные вещества могут быть разделены на две категории:

Элементы и соединения

Элемент — это химически уникальная субстанция, которая не может быть разделена на меньшие химические элементы химическим способом. Названия элементов обычно записываются аббревиатурами для упрощения написания формул.

Элементы могут образовывать соединения. Соединения имеют химические и физические свойства отличные от элементов, из которых они созданы. При соединении элементы связываются в определенных пропорциях, которые постоянны для каждого конкретного соединения.

Атомы и молекулы

Атом — мельчайшая частица элемента, которая может существовать, сохраняя постоянные химические свойства элемента. Атомы являются мельчайшими частицами, способными претерпевать химические изменения.

Молекула — мельчайшая частица соединения, которая может существовать, сохраняя постоянные химические свойства

соединения. Молекулы состоят из атомов, химически связанных в определенных пропорциях.

Структура атома

Атомы состоят из протонов, электронов и нейтронов. Нейтроны не имеют заряда и имеют массу одной атомной единицы массы (1 а.е.м.). Их реальный вес составляет $1,6724 \times 10^{-24}$ г. Протоны также имеют массу 1 а.е.м., но несут единичный положительный заряд. Электроны намного легче, имеют массу $1/1840$ а.е.м. и несут единичный отрицательный заряд. Упрощенный вид атома представляет собой ядро, содержащее все нейтроны и протоны, окруженные «облаком» электронов, вращающихся вокруг ядра в различных электронных оболочках, или орбитах.

Частица	Заряд	Масса, г
Протон	Позитивный (1+)	$1,6724 \times 10^{-24}$
Нейтрон	нейтральный (neutral)	$1,6757 \times 10^{-24}$
Электрон	Отрицательный (1-)	$0,000911 \times 10^{-24}$



Рис. 1

Таким образом, ядро несет позитивный заряд, а негативный заряд распределен в электронном облаке. Количество электронов равняется количеству протонов и в целом атом является нейтральным.

Атомное число

Число протонов в ядре называется атомным числом и определяет индивидуальность атома. Существует более сотни элементов, каждый из которых характеризуется различным числом протонов в ядре атома. Большинство элементов находится на земле в натуральном виде, часть может быть получена только в ядерном реакторе. Понятия «атом» и «элемент» легко перепутать местами, так, когда говорят, что железо имеет относительную плотность 7,7, — это относится к элементу, а когда говорят, что железо имеет атомный номер 26, имеют в виду атом.

Атомная масса

Углерод имеет 6 протонов (каждый массой 1 а.е.м.) в ядре, и следовательно, атомный номер 6. Большинство атомов углерода

имеют 6 нейтронов (также массой 1 а.е.м.) в ядре, таким образом, атомный вес углерода составляет 12 а.е.м. Масса электронов включена в данную цифру, но их доля очень мала.

Все остальные элементы сравниваются с углеродом в относительных единицах. Атомные массы всех веществ даны в таблице 1 с точностью до 0,01 а.е.м. При таком уровне точности массой электронов можно пренебречь. Но атомы одного и того же элемента могут иметь различное количество нейтронов. Для примера, большинство атомов углерода имеет 6 нейтронов, но может иметь 7 и даже 8, составляя атомный вес 13 и 14 соответственно. Так, атомная масса элемента углерод является средней из всего количества форм, с учетом отношений нахождения в природе, и равна 12,01.

Таблица 1

Названия, обозначения, атомные массы и валентности элементов, наиболее интересных в области буровых растворов

Элемент	Символ	Атомная масса	Валентность	
Алюминий	Aluminum	Al	26,98	3+
Мышььяк	Arsenic	As	74,92	5+
Барий	Barium	Ba	137,34	2+
Бор	Boron	B	10,81	3+
Бром	Bromine	Br	79,90	1-
Кадмий	Cadmium	Cd	112,40	2+
Кальций	Calcium	Ca	40,08	2+
Углерод	Carbon	C	12,01	4+
Цезий	Cesium	Cs	132,91	1+
Хлор	Chlorine	Cl	35,45	1-
Хром	Chromium	Cr	52,00	6+
Медь	Copper (cuprium)	Cu	63,55	2+
Фтор	Fluorine	F	19,00	1-
Водород	Hydrogen	H	1,01	1+
Иод	Iodine	I	126,90	1-
Железо	Iron (ferrum)	Fe	55,85	3+
Свинец	Lead (plumbum)	Pb	207,19	2+
Литий	Lithium	Li	6,94	1+
Магний	Magnesium	Mg	24,31	2+
Марганец	Manganese	Mn	54,94	2+
Ртуть	Mercury (hydrargyrum)	Hg	200,59	2+

Никель	Nickel	Ni	58,71	2+
Азот	Nitrogen	N	14,00	5+
Кислород	Oxygen	O	16,00	2-
Фосфор	Phosphorus	P	30,97	5+
Калий	Potassium (kalium)	K	39,10	1+
Кремний	Silicon	Si	28,09	4+
Серебро	Silver (argentum)	Ag	107,87	1+
Натрий	Sodium (natrium)	Na	22,99	1+
Сера	Sulfur	S	32,06	2-
Олово	Tin (stannum)	Sn	118,69	2+
Титан	Titanium	Ti	47,90	4+
Цирконий	Zirconium	Zr	91,22	4+
Цинк	Zinc	Zn	65,37	2+

Изотопы

Различные формы одного элемента называются изотопами и обозначаются записью атомной массы сверху названия. Так, углерод имеет три изотопа. C12, C13 и C14.

Водород также имеет три изотопа с одним, двумя и без нейтронов в ядре. Наиболее распространенная форма H1 (99,985%). Другие два изотопа получили особые имена (единственные из изотопов). H2 известен как дейтерий, тяжелый водород (D), и H3 известен как тритий (T). Тритий является радиоактивным; что означает, что он имеет нестабильную оболочку и может излучить электрон и превратиться, таким образом, в стабильный изотоп гелия He3. Многие другие изотопы являются также радиоактивными. Для примера, тяжелый изотоп калия K40 излучает радиацию, известную как гамма-излучение. Гамма-излучение активно используется при каротажах. Гамма-каротаж выявляет высокие концентрации калийсодержащих минералов, таких как слюда, глинистые сланцы, карналит.

Молекулярная масса

Молекулярная масса соединения не что иное, как сумма атомных масс атомов, слагающих данное соединение. Например, вода H₂O имеет молекулярную массу 18 (атомная масса водорода = 1, атомная масса кислорода = 16).

Постоянная Авогадро

Диаметры атомов составляют приблизительно 1–2А (ангстрем) или $1-2 \times 10^{-10}$ м. Масса одного атома равняется $1,66 \times 10^{-24}$ г. Другими словами, $6,02 \times 10^{23}$ атомов водорода (Н1) весят 1 грамм. Также $6,02 \times 10^{23}$ атомов углерода (С12) весят 12 грамм и так далее. Это число — $6,02 \times 10^{23}$ называется постоянной Авогадро и показывает, сколько атомов или молекул вещества нужно, чтобы получить атомную массу вещества в граммах. Данное количество атомов или молекул известно как грамм-моль (или просто моль). Таким образом, моль воды (молекулярная масса 18) весит 18 грамм, а один моль углерода (атомная масса 12) весит 12 грамм.

Если изменить единицу массы, то и постоянная Авогадро также изменится. Так, один килограмм-моль воды весит 18 кг и содержит $6,02 \times 10^{26}$ молекул воды.

Формулы

Так как определенные соединения всегда содержат одни и те же элементы в одном и том же соотношении, то можно представить их состав в виде формул. Формула соединения представляет единичную молекулу.

Масса используется для измерения количества веществ, вовлеченных в химическую реакцию. Так, атом натрия весит 22,99 а.е.м. и атом хлора весит 35,45 а.е.м., тогда, базируясь на соотношении, 22,99 г атомов натрия прореагируют с 35,45 г хлора и образуют соль массой 58,44 г.

ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ТАБЛИЦА МЕНДЕЛЕЕВА

В таблице Менделеева элементы расположены в порядке возрастания атомных чисел и сгруппированы в серии колонок (группы I—VIII). Данное расположение отражает раннюю классификацию, основанную на химических свойствах различных элементов. Таким образом, химическая природа элемента связана с его атомным номером, т.е. с количеством электронов, вращающихся вокруг ядра.

периоды	группы элементов							
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
1	1 H водород	2 He гелий						2 Li литий
II	3 Be бериллий	4 B бор	5 C углерод	6 N азот	7 O кислород	8 F фтор	9 Ne неон	10 Na натрий
III	11 Mg магний	12 Al алюминий	13 Si кремний	14 P фосфор	15 S сера	16 Cl хлор	17 Ar аргон	18 K калий
IV	19 Ca кальций	20 Sc скандий	21 Ti титан	22 V ванадий	23 Cr хром	24 Mn марганец	25 Fe железо	26 Co кобальт
V	27 Ni никель	28 Cu медь	29 Zn цинк	30 Ga галлий	31 Ge германий	32 As мышьяк	33 Se селен	34 Br бром
	35 Rb рубидий	36 Sr стронций	37 Y иттрий	38 Zr цирконий	39 Nb ниобий	40 Mo молибден	41 Tc технеций	42 Ru рутений
VI	43 Rh родий	44 Pd палладий	45 Ag серебро	46 Cd кадмий	47 In индий	48 Sn олово	49 Sb сурьма	50 Te теллур
	51 Cs цезий	52 Ba барий	53 La лантан	54 Ce церий	55 Pr прометий	56 Nd нейодиум	57 Pm прометий	58 Sm самарий
VII	59 Eu европий	60 Gd гадолиний	61 Tb тербий	62 Dy диurio	63 Ho гольмий	64 Er эрбий	65 Tm тмлюлий	66 Yb ytterbium
	67 Lu лютеций	68 Hf hafnium	69 Ta тантал	70 W вольфрам	71 Re рений	72 Os осмий	73 Ir иридий	74 Pt платина
	75 Au золото	76 Hg ртуть	77 Tl таллий	78 Pb свинец	79 Bi висмут	80 Po полоний	81 At астат	82 Rn радон
	83 Fr франций	84 Ra радий	85 Ac актиний	86 Rf рутерфордий	87 Db дубний	88 Sg себегий	89 Bh bohrium	90 Hs хассий
	91 Pa пакетий	92 U уран	93 Np нептуний	94 Pu плутоний	95 Am америций	96 Cm кадморий	97 Bk берклий	98 Cf калфорний
	99 Th торий	100 Pa пакетий	101 U уран	102 Np нептуний	103 Pu плутоний	104 Am америций	105 Cm кадморий	106 Bk берклий
	107 Lr лоренций	108 Rf рутерфордий	109 Db дубний	110 Sg себегий	111 Bh bohrium	112 Hs хассий	113 Mt митаганий	114 Ds дубний
	115 Nh nihonium	116 Fl флеровий	117 Ts теннессиум	118 Og оганесон				

ЭЛЕКТРОННЫЕ ОБОЛОЧКИ

Хотя положение электронов, вращающихся вокруг ядра, невозможно определить, энергия каждой орбиты электронов достаточно точна. Электроны располагаются в оболочках, содержащих от 2 до 8 электронов. Эти оболочки обозначаются буквами *K, L, M, N*.

K-оболочка имеет наименьшую энергию и может содержать до 2-х электронов. Когда она заполнена, заполняется *L*-оболочка, следующая по величине энергии и способная содержать до 8 электронов. Таким образом, наращивается структура атома с постепенно удаляющимися от ядра слоями.

Элементы с одинаковым количеством электронов во внешней оболочке попадают в одну группу в периодической таблице. Они также имеют одинаковую валентность — соотношение, в котором атомы могут соединяться друг с другом.

ХИМИЧЕСКИЕ СВЯЗИ

Химические реакции реорганизуют внешние электронные оболочки взаимодействующих атомов. Данная реорганизация представляет собой, как правило, более стабильную структуру, образуя химическую связь. Наиболее стабильной конфигурацией является заполненная внешняя электронная оболочка.

Так называемые нейтральные газы, гелий, неон и аргон, формирующие группу IV в периодической таблице, обладают заполненной внешней оболочкой и не способны к реакциям с другими элементами в нормальных условиях. Другие элементы для того, чтобы стать нейтральными, должны или отдать, или взять, либо поделить электрон.

Ионная связь

Ионная связь подразумевает передачу одного или более электронов от одного атома к другому. Атомы, потерявшие или присоединившие электрон, называются ионами. Электрон — негативно заряженная частица, следовательно атом, потерявший электрон, становится положительным и наоборот. Положительно заряженный ион называется катионом, а отрицательно заряженный — анионом.

Соединения атомов также могут терять или присоединять электроны, становясь ионами ($[\text{NH}_4]^+$ ион аммония).

Когда электрон потерян, оставшиеся электроны с большей силой удерживаются силами притяжения ядра, так что последний электрон отделить намного труднее, чем предыдущий.

Так, натрий, имеющий в своей внешней оболочке один электрон, с легкостью отдает его, превращаясь в ион Na^+ . Хлор с семью электронами во внешней оболочке легко принимает один электрон, становясь отрицательно заряженным Cl^- .

Связь между натрием и хлором является ионной и может быть записана $\text{Na}^+ \text{Cl}^-$, в которой внешние электронные оболочки являются полными. Образование молекулы NaCl изображено на рисунке 2. Ионные соединения обычно не образуют дискретных молекул, а, наоборот, создают пространственные структуры с катионами, окруженными анионами, и наоборот.

Ионы удерживаются в решетке сильными электростатическими связями, и достаточно сложно их разорвать. Таким образом, ионные соединения — обычно твердые вещества с высокими температурами плавления и кипения.

Ковалентная связь

Связь, в которой электроны делятся между атомами, называется ковалентной. Данная связь проиллюстрирована на рисунке 3 на примере молекул воды и водорода. При ковалентной связи электронные оболочки накладываются друг на друга таким образом, что электроны находятся сразу в двух внешних оболочках и заполняют их.

В молекуле воды один электрон в каждом атоме водорода соседствует с шестью электронами во внешней оболочке атома

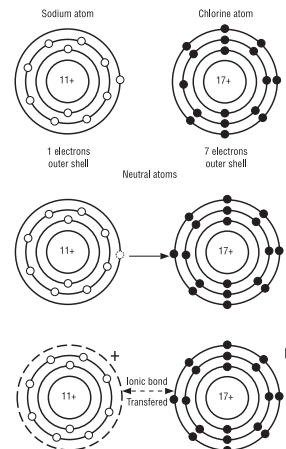


Рис. 2. Образование NaCl

кислорода так, что образуются полные внешние оболочки. Такие соединения имеют сильные межатомные силы и довольно слабые межмолекулярные силы. Поэтому ковалентные связи наиболее часто встречаются в жидкостях и газах.

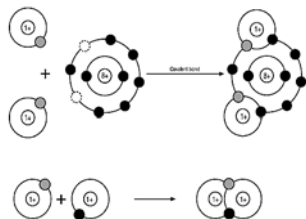


Рис. 3. Деление электронов между атомами

Водородная связь

Некоторые ковалентные соединения имеют неполное разделение электронов в связи, что приводит к частично положительным и отрицательным зарядам в атомах. Это приводит к поляризации молекул. В воде, например, два атома водорода остаются частично положительными, а кислород частично отрицательным, поляризуя молекулу (рис. 4). Силы водородной связи в 10–30 раз слабее сил ковалентной связи.

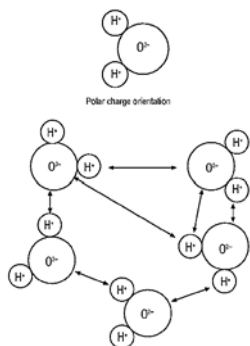


Рис. 4. Водородная связь

В ковалентных соединениях чем тяжелее молекулы, тем больше энергии нужно, чтобы отделить их друг от друга.

Валентность

Количество электронов, которые атом должен присоединить, отдать или поделить, чтобы получить стабильную внешнюю оболочку, называется валентностью. Валентность элемента показывает, в каких соотношениях он может образовывать соединения с другими элементами. Так, три атома хлора с валентностью 1 могут образовать соединение с атомом алюминия с валентностью 3. Атомы с одинаковым

количеством электронов во внешней оболочке имеют одинаковую валентность.

Некоторые элементы, как азот, сера и железо, могут иметь разные валентности, так как имеют возможность достичь стабильности внешней оболочки несколькими путями.

Концепция валентности также применяется и к соединениям. В таблице 2 приведены валентности наиболее часто используемых элементов и соединений.

Таблица 2

Валентность элементов и соединений

Ионы	Валентность	Ионы или группы	Валентность
H	1+	OH	1-
O	2-	O	2-
K	1+	CO ₃	2-
Na	1+	HCO ₃	1-
Ca	2+	SO ₄	2-
Mg	2+	SO ₃	2-
Al	3+	S	2-
Zn	2+	NO ₃	1-
Fe	3+, 2+	NO ₂	1-
Ag	1+	PO ₄	3-
C	4+	NH ₄	1+
P	5+	C ₂ H ₃ O ₂	1-
S	2+, 4+, 6+	CHO ₂	1-
Cl	1-, 1+, 3+, 5+, 7+	SCN	1-

Определение типа связи

Ионная и ковалентная связи могут одновременно присутствовать в одном соединении. Рисунок 4 показывает структуру карбоната натрия. Два иона натрия и карбонат связаны ионной связью, в то время как сам карбонат-ион содержит три ковалентных связи между углеродом и тремя атомами кислорода. В этом примере оба типа связи легко различимы. Однако это не всегда так. Многие ионные связи имеют частично ковалентный характер. Причиной этому может служить неполная передача электрона от одного атома к другому.

Примером такого типа связи может служить бромид цинка $ZnBr_2$, используемый для приготовления тяжелых рассолов. Данное соединение может быть записано как $Zn^{+2} + Br^{-2}$, однако на деле связь носит явный ковалентный характер, и цинк удерживает частичный контроль над двумя потерянными им электронами. Также и ковалентные связи могут демонстрировать частично ионный характер, примером могут служить молекулы воды.

ОРГАНИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ

Органическая химия — наука, изучающая соединения углерода и базирующаяся на возможности углерода формировать цепочки атомов, связанных ковалентной связью. Сырая нефть состоит из смеси органических молекул, являющихся в основной массе соединениями углерода и водорода.

РАСТВОРИМОСТЬ И РАСТВОРЫ

Растворы — однородные смеси различных соединений. В данной главе рассматриваются растворы в воде и дизельном топливе. Эти два вещества формируют неразрывную, жидкую среду, называемую растворителем. Вещество растворимое может быть в твердой, жидкой и газообразной форме.

Вода

Вода является универсальным растворителем благодаря своей способности растворять огромное множество различных веществ. Многие ионные соединения растворимы в воде. Таким образом, ионы имеют возможность отделиться от кристаллической решетки, разрушив ее. Каждый ион окружается гидратной оболочкой, состоящей из молекул воды, которые благодаря своей полярной природе притягиваются к заряду ионов и образуют слабую связь. Такая способность воды растворять в себе различные соединения основана исключительно на полярной природе молекул воды. В таблице 3 сведены растворимости солей.

Таблица 3

Растворимость солей

Катион	OH	CL	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻	S ²⁻
Na ⁺	+	+	+	+	+	+
K ⁺	+	+	+	+	+	+
Mg ²⁺	-	+	+/-	-	+	нет
Ca ²⁺	+/-	+	+/-	-	+/-	+/-
Ba ²⁺	+	+	+/-	-	-	+

Примечание: + растворимая; +/- слабо растворимая; - нерастворимая.

Нерастворимыми обычно являются соли, в которых катион и анион многовалентны, так как силы притяжения между ними намного сильнее, чем между одновалентными.

Растворимость в воде ковалентных соединений

Ковалентные соединения обычно являются растворимыми или смешиваемыми, если они имеют полярную природу. Так, если присутствуют полярные группы, они стремятся взаимодействовать с молекулами воды сильнее, чем друг с другом. Неполярные соединения не имеют таких притягивающих сил и не могут растворяться в воде.

Растворимость газов в воде

Это важная тема касательно буровых растворов, так как небольшие объемы растворенного в воде кислорода, двуокиси углерода, или сероводорода могут иметь огромный эффект на коррозионную активность раствора. Сероводород также является сильно ядовитым газом и представляет реальную угрозу для персонала буровой. Двуокись углерода может изменить характер взаимодействия между глинистыми частицами в растворе, влияя тем самым на реологические и фильтрационные свойства. Все из перечисленных газов растворимы в воде, особенно при повышенных давлениях.

Факторы, влияющие на растворимость

Максимальное количество вещества, которое можно растворить при определенных условиях называется растворимостью. Данная цифра зависит от природы растворителя и

растворяемого веществ, количества других веществ, уже присутствующих в растворе. Растворимость многих веществ возрастает с температурой, хотя данный факт не относится к газам — их растворимость падает с ростом температуры.

Присутствие в растворе других ионов также имеет огромное значение. Так, при присутствии в растворе нескольких солей более растворимые подавляют менее растворимые. Так, хлорид калия менее растворим в растворе хлорида магния.

Реакции в растворах

Если два соединения, растворимые в воде, способны образовывать нерастворимые соединения друг с другом, они обязательно сделают это. Пример — хлорид кальция и кальциевая сода: $\text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{CaCl}_2 \rightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow + 2\text{NaCl}$. Такой тип реакции достаточно часто встречается в индустрии буровых растворов, и на нем основаны многие аналитические тесты.

Дизельное топливо

Дизельное топливо является смесью неполярных органических молекул.

Благодаря своей природе оно способно растворять ковалентные соединения, не растворимые в воде: нефть, асфальт и большинство смазывающих добавок, используемых при бурении скважин. Многие газы растворимы в дизтопливе, хотя их коррозионная активность становится намного ниже.

КИСЛОТЫ

Кислота — это соединение, содержащее один или более атомов водорода, которые могут замещаться металлами и формировать соли. Когда кислоты растворяются в воде, происходит увеличение количества ионов водорода в растворе.

ОСНОВАНИЯ И ЩЕЛОЧИ

Основание — это соединение, которое реагирует с кислотой с образованием соли и воды. Основание, растворимое в воде, называется щелочью. Основания являются оксидами

либо гидроксидами металлов. Fe_2O_3 или CuOH . Они являются основаниями, так как нерастворимы в воде. FeO и NaOH — есть щелочи, так как растворяются.

pH

Вода сама по себе является слабо ионизированной в нормальных условиях, незначительные количества свободных ионов H^+ и OH^- присутствуют в одинаковых количествах.

В одном литре чистой воды находится 10^{-7} (0,0000001) молей ионов (10^{-7} грамм) и 10^{-7} молей гидроксильных ионов (17×10^{-7} грамм, т.к. молекулярная масса = 17).

pH раствора определяется как отрицательный десятичный логарифм от концентрации ионов водорода в моль/л. Для чистой воды данный показатель $\text{pH} = -\lg\{10^{-7}\} = 7$

Если добавить кислоту, то количество ионов водорода растёт и, соответственно, pH падает. Кислые растворы имеют pH меньше 7, а щелочные — больше 7.

pH	$[\text{H}^+]$	$[\text{OH}^-]$	pH
0	1	10^{-14}	14
1	10^{-1}	10^{-13}	13
2	10^{-2}	10^{-12}	12
3	10^{-3}	10^{-11}	11
4	10^{-4}	10^{-10}	10
5	10^{-5}	10^{-9}	9
6	10^{-6}	10^{-8}	8
7	10^{-7}	10^{-7}	7
8	10^{-8}	10^{-6}	6
9	10^{-9}	10^{-5}	5
10	10^{-10}	10^{-4}	4
11	10^{-11}	10^{-3}	3
12	10^{-12}	10^{-2}	2
13	10^{-13}	10^{-1}	1
14	10^{-14}	1	0

Рис. 5. Показатель pH

Очень важно понимать, что pH — это логарифмическая функция. Так, в чистой воде требуется в 10 раз больше каустика, чтобы поднять pH с 11 до 12, чем с 10 до 11.

Сильные кислоты полностью растворимы в воде таким образом, что все молекулы распадаются на ионы. К таким кислотам относятся серная и соляная. Слабые кислоты не полностью растворяются в концентрированных растворах. Молекулы кислоты диспергируются в воде, но только малая их часть ионизируется. Таким образом, при одной и той же концентрации слабые кислоты (например, уксусная, угольная) показывают больший pH, чем сильные кислоты. Аналогично сильные щелочи, такие как NaOH, KOH, полностью ионизируются и показывают более высокий pH, чем слабые щелочи (Ca(OH)₂), — получаемый при этом pH, равный 12,5 ограничен растворимостью, которая составляет 1,6 г/л при 20 °С.

Угольная кислота и карбонаты

Чистую воду с pH=7 получить достаточно сложно, т.к. CO₂, находящийся в воздухе, легко растворяется в ней с образованием угольной кислоты:



Угольная кислота является слабой и частично ионизируется на ионы водорода и карбонат:

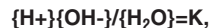


Таким образом, дистиллированная вода довольно часто имеет pH в пределах 4–6.

При добавлении щелочи в воду, содержащую растворенную двуокись углерода, происходит реакция ионов водорода со щелочью. В результате происходит смещение реакции в правую часть уравнения с образованием ионов CO₃²⁻.

Химическое равновесие

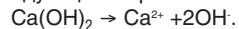
Большинство реакций, рассмотренных в данной главе, являются равновесными. Ионизация воды, записанная как: H₂O ⇌ H⁺ + OH⁻, является примером химического равновесия. Реакция протекает в обоих направлениях в любой момент времени в определенной пропорции так, что:



где K — константа равновесия.

Растворимость извести

Растворимость гидроксида кальция в воде записывается следующим образом:



И равновесие: {Ca₂⁺} {OH⁻}² / {Ca(OH)₂} = K.

При добавлении гидроксил-ионов из внешнего источника (например, NaOH) растворимость извести снижается, т.е. можно сделать вывод, что она является функцией pH.

ОСМОС

Осмоз — это процесс имеющий место, когда два раствора с различной концентрацией солей разделены полупроницаемой мембраной. При этом происходит движение воды через мембрану из раствора с более низкой концентрацией солей в раствор с более высокой концентрацией. Движущей силой в данном процессе является разность концентраций и характер полупроницаемой мембраны.

«Активность» раствора — мера давления пара или «относительной влажности» и связана с соленостью раствора. Вода имеет активность равную 1,0; повышенная соленость раствора снижает активность глинистых пород, склонных к набуханию. В идеале активность водной фазы бурового раствора была равна активности пластовой жидкости.

ХИМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Важный аспект работы инженера по растворам включает химический анализ раствора, поскольку определенные химические характеристики могут серьезно повлиять на показатели раствора. Также вычисления необходимы для определения концентраций для обработки.

Концентрация растворов

Концентрация раствора есть мера количества вещества, растворенного в определенном объеме или массе раствора.

Это выражается различными способами:

- масса растворяемого в-ва/объем раствора — кг/м³, мг/л и т.д.;
- масса растворяемого в-ва/масса раствора — %, доли, г/кг; при малых концентрациях имеет место выражение (PPM — parts per million) «частей на миллион», т.е. 1 мг/кг. Таким образом, 1 ppm = 1 мг растворяемого в-ва/1 кг раствора; 1% = 10000 ppm;
- объем растворяемого в-ва/объем раствора — % (пример — анализ по реторте).

Молярность (M) используется для лабораторного анализа. Раствор 1M содержит один моль вещества (молекулярный вес в граммах) в одном литре раствора.

Нормальность (N): раствор 1N содержит один моль вещества (молекулярный вес в граммах), деленный на его валентность, в одном литре раствора.

Серная кислота H₂SO₄ имеет молекулярную массу равную 98 и валентность равную 2. Таким образом, 1N (однонормальный) раствор серной кислоты содержит 49 г/л H₂SO₄.

Расчет масс веществ, реагирующих друг с другом

1. Необходимо записать уравновешенную химическую реакцию элементов, чтобы получить пропорции.
2. Умножив полученные пропорции на соответствующие молекулярные массы, получим пропорции масс, в которых вступают в реакцию данные вещества.

Пример:

Посчитать массу кальцинированной соды, необходимой для нейтрализации ионов кальция в 100 м³ раствора с концентрацией Ca²⁺=1000 мг/л.

Na₂CO₃ + Ca²⁺ => CaCO₃ + 2Na⁺; из уравнения видно, что один моль Na₂CO₃ реагирует с одним молекул Ca²⁺. Молекулярная масса кальцинированной соды равна 106, кальция — 40,1 (по таблице Менделеева). Получаем, что 106 г Na₂CO₃ реагируют с 40,1 г Ca²⁺. 100 м³ бурового раствора содержат 1 кг/м³ × 100 м³=100 кг Ca²⁺.

Следовательно, масса необходимой кальцинированной соды равна:
106/40,1 × 100 кг= 264 кг

ПРИНЦИП ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РАСТВОРОВ

Принцип химического анализа основан на использовании стандартных растворов известной концентрации (N1) для определения неизвестной концентрации вещества (N2) в известном объеме (V2). Уравнение имеет вид:

$$N1 \times V1 = N2 \times V2;$$

Решая данное уравнение получим:

$$N2 = V1/V2 \times N1.$$

Для известного объема образца (V2), используя индикатор и раствор с известной концентрацией (N1), можно определить неизвестную концентрацию (N2), замерив объем (V1), необходимый для достижения окончания титрования.

Индикаторы

Вещества, используемые для определения окончания титрования, называются индикаторами — соединениями, меняющими цвет при изменении pH либо химической концентрации.

В таблице 4 приведены индикаторы, наиболее часто используемые в бурении.

Таблица 4

Индикаторы, наиболее часто используемые в бурении

Индикатор	Начальный цвет	Изменение цвета	Тест	Титрующее в-во
Фенолфталеин	Розовый/красный при pH>8,3	Бесцветный: pH <8,3	Pm Pf Pom	Серная кислота
Метилоранж	Желтый/оранжевый при pH>4,3	Розовый/красный при pH<4,3	Mf	Серная кислота
Бром кресол грин	Синий pH >3,8	Желтый pH <3,8	Mf	Серная кислота
Метилред	Желтый: pH >5,4	Розовый/красный при pH<5,4	ПАА	Серная кислота
Кальмагит, манвер	Вино-красный в присутствии Ca2+ и Mg2+	Голубой/пурпурный в отсутствии Ca2+Mg2+	Общая жесткость	Стандартный Версенат (0,01m EDTA)
Кальвер II, Калкон	Вино-красный в присутствии Ca2+	Голубой/пурпурный в отсутствии Ca2+	Кальций	Стандартный Версенат (0,01m EDTA)
Хромат калия	Желтый	Оранжевый при избытке AgNO3	Хлориды	Нитрат серебра

ПРИНЦИПЫ РАСПОЗНАВАНИЯ И НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ХИМИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Ниже приведена сводная таблица загрязняющих факторов, наиболее часто встречающихся при бурении скважин, и результат их влияния на параметры бурового раствора.

Таблица 5

Загрязняющие факторы и их влияние на параметры бурового раствора

Источник загрязнения	Вес раствора	Условная вязкость	Пластическая вязкость	Динамическое напр.	СНС	Водоотдача	pH	Pm	Pf	Mf	Cl-	Ca2+
Цемент	—	↑	—	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	—	↑ pH ↓ 11,5
Гипс, ангидрит	—	→	—	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↓	—	↑
Соли	—	↑	—	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↓	↑	/
Карбонаты, бикарбонаты	—	↑	—	↑	↑	/	↓	↓	/	↑	—	↓
H ₂ S	—	↑	—	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↓	—	/
Твердая фаза	старая	/	/	/	—	/	—	—	—	—	—	—
	молодая	/	/	/	/	/	\	\	\	\	/	/

↑ – рост; ↓ – снижение; — – без изменений; /, \ – слабый рост, снижение.

Раздел 3

Химия поверхностного слоя буровых растворов

Ранее рассматривалось влияние, которое оказывают поверхностные силы на поведение глинистых суспензий. От поверхностных сил зависит также проявление многочисленных осложнений в процессе бурения скважины, таких как появление эмульсий и пен, образование сальников из пластичных глин на долотах, загрязнение продуктивных пластов фильтрами буровых растворов. В связи с этим в данной главе рассматриваются основы химии поверхностного слоя.

ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Граница раздела между жидкостью и газом ведет себя как растянутая эластичная мембрана. Сила, сжимающая эту воображаемую мембрану, известна под названием поверхностного натяжения. Поверхностное натяжение проявляется также на границах между твердым телом и газом, твердым телом и жидкостью, а также между несмешивающимися жидкостями. В последнем случае говорят о межфазном натяжении.

На рисунке 1 иллюстрируется действие сил поверхностного натяжения в пространстве между двумя стеклянными пластинами, разделенными тонким слоем воды. Чтобы разъединить эти две пластины, необходимо приложить некоторое усилие, так как по всему периметру пластин образовался вогнутый мениск.

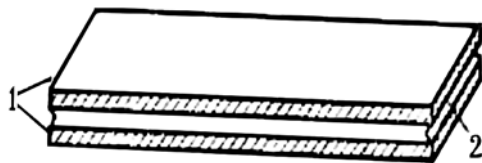


Рис. 1. Иллюстрация капиллярных эффектов.
Пластины удерживаются вместе под действием силы на вогнутом мениске по всему периметру пластин:
1 — две стеклянные пластины;
2 — вогнутый мениск пленки воды

ИЗМЕРЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ

Поверхностное натяжение определяют как силу, действующую перпендикулярно к границе поверхностного слоя единичной длины, и выражают в динах на сантиметр или в ньютонах на метр. Абсолютное значение поверхностного натяжения должно измеряться в вакууме, но удобнее измерять его в атмосфере паров жидкости или в воздухе. Бикерман детально описал различные методы измерения поверхностного натяжения. Наиболее широко распространен метод измерения с помощью тензометра Дю Нуйя, в котором измеряется усилие, необходимое для протягивания кольца вдоль поверхности жидкости. Другой метод заключается в измерении высоты, на которую самопроизвольно поднимается жидкость в капиллярной трубке (рис. 2). При равновесии сжимающее усилие на мениске (сила поверхностного натяжения) уравнивает силу тяжести, действующую на столбик жидкости, поэтому:

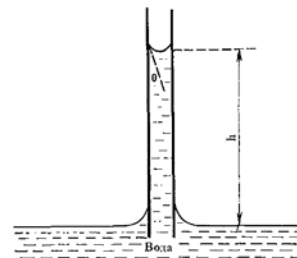


Рис. 2. Подъем жидкости в капиллярной трубке

$$\rho g h r = 2 \pi r \sigma \cos \theta, \quad (1)$$

где g — ускорение свободного падения;
 h — высота столбика в состоянии равновесия;
 ρ — плотность жидкости;
 σ — поверхностное натяжение;
 θ — краевой угол;
 r — радиус капилляра.

Таблица 1

ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ПОВЕРХНОСТИ РАЗДЕЛА С ВОЗДУХОМ

Вещество	Температура, °С	Поверхностное натяжение, мН/м
Вода	0	75,6
	20	72,7
	50	67,9
	100	58,9
Олеиновая кислота	20	32,5
Эфир ангидросорбита	25	40,0
Этиловый спирт	20	22,3
Гексан	20	18,4
Толуол	20	28,4
Ртуть	15	487,0
Алюминий	700	840,0
Цинк	590	708,0
Тефлон*	–	18,5
Полиэтилен*	–	31,0
Насыщенный раствор хлорида натрия	20	83,0
Эпоксидная смола*	–	47,0

* Критическое поверхностное натяжение при смачивании.

Поверхностное натяжение определяется выражением

$$\sigma = ghpr(2\cos\theta). \quad (2)$$

Значения поверхностного натяжения для различных веществ приведены в таблице 1.

Уравнение (1) можно записать в следующем виде:

$$ghp = 2\sigma\cos\theta/r, \quad (3)$$

где ghp определяет усилие, поднимающее жидкость по капилляру, и называется капиллярным давлением.

СМАЧИВАЕМОСТЬ

Когда на какую-либо поверхность твердого тела помещают каплю жидкости, последняя может растекаться или не растекаться по этой поверхности (т.е. смачивать или не смачивать ее) в зависимости от соотношения сил, действующих на каплю (рис. 3). Вода смачивает стекло, поскольку

$$\sigma_{1,3} > \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} \cos\theta, \quad (4)$$

где $\sigma_{1,3}$ — поверхностное натяжение на границе раздела воздух–стекло;

$\sigma_{1,2}$ — поверхностное натяжение на границе раздела вода–стекло;

$\sigma_{2,3}$ — поверхностное натяжение на границе раздела воздух–вода;

θ — краевой угол смачивания между поверхностью раздела воздух–вода и стеклом. Ртуть не смачивает стекло, потому что ее поверхностное натяжение слишком велико, а вода не смачивает тефлон, так как ее поверхностное натяжение с тефлоном очень низко (рис. 4). В обоих случаях

$$\sigma_{1,3} + \sigma_{2,3} \cos\theta < \sigma_{1,2}. \quad (5)$$

Следует обратить внимание на то, что когда жидкость не смачивает твердое тело $\theta > 90^\circ$, следовательно, $\cos\theta$ отрицателен.

Если две несмешивающиеся жидкости (например, нефть и вода) располагаются рядом на какой-либо твердой поверхности, одна из них лучше смачивает эту поверхность, что определяется относительными натяжениями между жидкостями и твердым телом и натяжением на поверхности раздела жидкостей.

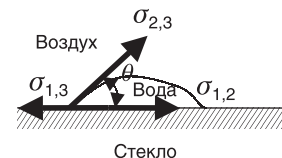


Рис. 3. Силы, действующие на границе раздела воздух–вода–стекло. Вода растекается на стекле, поскольку $\sigma_{1,3} > \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} \cos\theta$

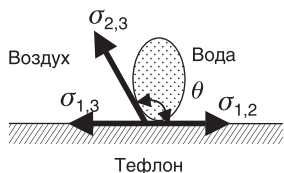


Рис. 4. Силы, действующие на границе воздух–вода–тефлон. Вода не растекается, поскольку $\sigma_{1,3} + \sigma_{2,3} \cos\theta < \sigma_{1,2}$. Это неравенство применимо и к капле ртути на поверхности стекла

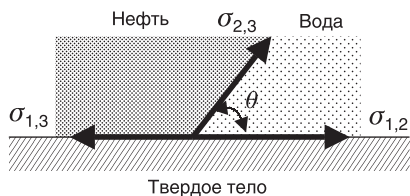


Рис. 5. Предпочтительная смачиваемость. $\theta < 90^\circ$, поэтому твердое тело смачивается водой

В этом случае применимо уравнение 4, причем $\sigma_{1,3}$ и $\sigma_{1,2}$ — соответствующие натяжения между жидкостями и твердым телом, а $\sigma_{2,3}$ — натяжение на поверхности раздела жидкостей. Угол θ определяет предпочтительно смачивающую жидкость. Степень смачивания твердого тела водой уменьшается по мере увеличения θ от 0 до 90° (рис. 5), при $\theta = 90^\circ$ смачиваемости твердого тела водой и нефтью одинаковы, а при θ , возрастающем от 90 до 180° , твердое тело все сильнее смачивается нефтью.

Капиллярность и смачиваемость

Вода самопроизвольно поднимается в стеклянном капилляре, поскольку в присутствии воздуха стекло смачивается водой. Жидкости, подобные ртути, не смачивают стекло и потому в стеклянном капилляре самопроизвольно не поднимаются; для их подъема необходимо приложить давление. Иными словами, капиллярное давление в этом случае отрицательно.

Аналогично стекло предпочтительно смачивается водой по сравнению с большинством нефтей. Вода будет самопроизвольно вытеснять нефть из стеклянного капилляра, в то время как для

вытеснения воды нефтью необходимо приложить определенное давление. Эти явления оказывают значительное влияние на относительные проницаемости коллекторов нефти и газа и на ухудшение продуктивности скважин под воздействием фильтра буровых растворов.

СВОБОДНАЯ ПОВЕРХНОСТНАЯ ЭНЕРГИЯ

Поверхностные явления можно также рассматривать с точки зрения изменений свободной поверхностной энергии. Поверхностная энергия существует на любой границе раздела фаз в связи с отсутствием равновесия зарядов вокруг молекул в пограничном слое. Если жидкость смачивает поверхность, свободная поверхностная энергия самопроизвольно снижается, в результате чего выполняется определенная работа (например, происходит подъем воды в стеклянном капилляре). Создание новых поверхностей сопровождается увеличением свободной поверхностной энергии. Например, когда твердое тело разрушается, химические связи разрываются, и благодаря этому возникает электростатический поверхностный заряд. Поэтому для разрушения твердого тела или создания новых поверхностей другими способами необходимо совершить определенную работу.

Удельная свободная поверхностная энергия — это работа, выполняемая при образовании единицы новой поверхности раздела фаз. Как и поверхностное натяжение, она выражается в динах на сантиметр или в ньютонах на метр, и значения этих величин численно равны.

АДГЕЗИЯ

Жидкость будет прилипать к твердому телу, если притяжение ее молекул к поверхности этого тела больше, чем притяжение между молекулами жидкости. Иными словами, для этого необходимо, чтобы работа адгезии была больше работы когезии. Термодинамически этот критерий можно выразить следующим образом:

$$\text{Wadh} = \text{Fs} + \text{Ft} - \text{Fst}, \quad (6)$$

где **Wadh** — работа адгезии;

F_s — свободная поверхностная энергия твердого тела;

F_t — свободная поверхностная энергия жидкости;

F_{st} — свободная поверхностная энергия на вновь образованной границе раздела.

Работа когезии — это работа растекающейся жидкости; как следует из уравнения 6, она должна быть равна 2F_t.

Поэтому критерием адгезии является выражение

$$W_{adh} - W_{coh} = F_s - F_t - F_{st}, \quad (7)$$

где **W_{coh}** — работа когезии.

Следовательно, жидкость прилипает, когда

$$F_s > F_t + F_{st}. \quad (8)$$

Силы притяжения действуют и между поверхностями двух твердых тел, но они не слипаются, когда их прижимают друг к другу, так как эти силы проявляются на весьма небольшом расстоянии (составляющем несколько десятых нанометра), а площадь плотного контакта очень мала. Даже две гладкие, хорошо отполированные поверхности имеют микронеровности и контактируют только по микровыступам, как показано на рисунке 6.

Клей связывает твердые поверхности, поскольку в жидком состоянии заполняет микронеровности, а затем, при высыхании или схватывании, развивает достаточную прочность сцепления. Твердые тела также могут соединиться друг с другом, если они обладают достаточной пластичностью, чтобы образовался плотный контакт под воздействием внешней нагрузки. Например, два раскаленных стальных прутка с помощью молота можно соединить. По той же причине на долото или утяжеленные бурильные трубы налипают глинистые сланцы, если они достаточно пластичны, чтобы под действием веса бурильной колонны образовался плотный контакт.

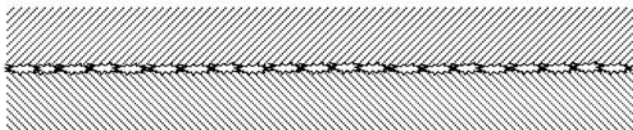
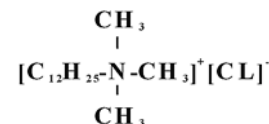


Рис. 6. Схема контактирования поверхности двух твердых тел

ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА

ПАВ — это общепринятое сокращение термина «поверхностно-активное вещество». Свое название такие вещества получили в связи с их способностью адсорбироваться на поверхности твердых тел и на границе раздела фаз, в результате чего происходит снижение свободной поверхностной энергии. ПАВ используются в буровых растворах в качестве эмульгаторов, смачивающих агентов, пенообразователей, пеногасителей, а также для снижения гидратации поверхности глинистых частиц.

ПАВ бывают катионоактивными, анионоактивными и неионогенными. Катионоактивные ПАВ диссоциируют на крупные органические катионы и простые неорганические анионы. Обычно это соли жирных аминов или полиаминов, например триметилдодециламмоний хлорид:



Анионоактивные ПАВ диссоциируют на крупные органические анионы и простые неорганические катионы. Классическим примером может служить мыло, например олеат натрия:



Неионогенные ПАВ представляют собой полимеры с длинными цепями, которые не диссоциируют, например фенол этиленоксид, который в буровой практике известен как DMS.



Поскольку поверхности глинистых минералов и большинства горных пород заряжены отрицательно, электростатическое притяжение усиливает адсорбцию катионоактивных ПАВ на этих поверхностях. Анионоактивные ПАВ адсорбируются на положительно заряженных участках (у концов кристаллических решеток) глинистых частиц и на поверхностях раздела нефть–вода. Неионогенные ПАВ, такие как DMS, конкурируют

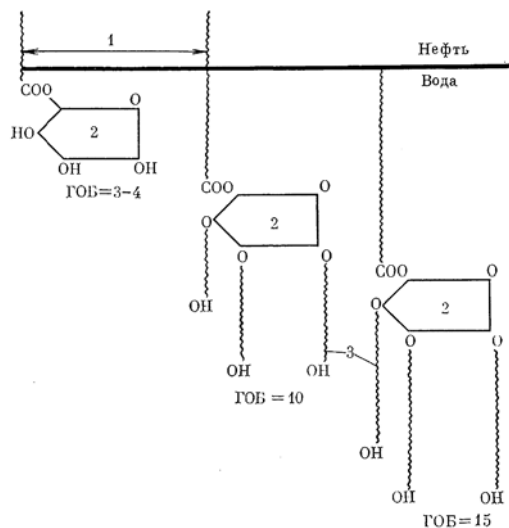


Рис. 7. Влияние соотношения гидрофильной и олеофильной частей молекул на растворение полиоксиэтилированных сорбитанмоноолеатов:
 1 — углеводородная цепь;
 2 — сорбитан;
 3 — полиоксиэтиленовая цепь

с водой в адсорбции на базальных поверхностях кристаллов глинистых частиц, ограничивая тем самым разбухание глинистых частиц, например бентонита.

Другие неионогенные ПАВ адсорбируются на границе раздела нефть–вода. Эти соединения состоят из нефтерастворимой (олеофильной) цепочки атомов, связанной с водорастворимой (гидрофильной) цепочкой. Олеофильная часть соединения растворяется в углеводородной фазе на границе раздела, а гидрофильная — в воде. Из ангидридов многоатомных спиртов и полиоксиэтилена можно синтезировать бесконечное множество соединений, находящихся различного применения. Чтобы определить, подходит ли данное соединение для конкретного применения,

используют два показателя: химическое сродство цепочек и число ГОБ (гидрофильно олеофильный баланс). ГОБ определяется как массовое соотношение гидрофильной и олеофильной частей молекулы неионогенного ПАВ; чем выше значение ГОБ, тем более растворима в воде эта молекула. На рисунке 7 можно видеть, как молекула все больше приобретает сродство к водной фазе по мере увеличения длины полиоксиэтиленовых цепей и, следовательно, числа ГОБ.

Следует отметить, что на основании этих двух показателей производится лишь предварительный выбор неионогенного ПАВ. Окончательный выбор базируется на результатах экспериментальных исследований.

Многие ПАВ выполняют двойную функцию; например, они могут действовать как эмульгаторы и как смачивающие агенты. Кроме того, для достижения нескольких целей можно использовать смеси совместимых ПАВ.

ЭМУЛЬСИИ

Поверхностное натяжение на границе раздела нефть–вода очень высокое. Поэтому смесь этих жидкостей сразу начинает разделяться, как только прекращают механическое перемешивание, чтобы произошло уменьшение площади поверхности раздела. Снижение поверхностного натяжения на границе раздела с помощью ПАВ способствует образованию устойчивой дисперсии мельчайших капелек одной жидкости в другой. Чем ниже поверхностное натяжение на границе раздела фаз, тем мельче эти капельки и тем более устойчива образующаяся эмульсия. Поверхностное натяжение на границе раздела нефть–вода составляет около 50 мН/м, а эффективный эмульгатор снижает его примерно до 10 мН/м.

В большинстве эмульсий нефть является дисперсной фазой, а вода — дисперсионной средой (рис. 8), однако с помощью подходящего эмульгатора можно приготовить «инвертную эмульсию», в которой дисперсной фазой является вода.

Помимо снижения поверхностного натяжения на границе раздела, эмульгатор стабилизирует эмульсию, так как его молекулы адсорбируются на границе раздела нефти и воды, образуя

поверхностную пленку вокруг капелек (рис. 9). Эта пленка действует как физический барьер, препятствующий слиянию капелек при их соприкосновении.

Капельки эмульсии могут нести небольшой электростатический заряд. Возникающее в результате этого взаимное отталкивание способствует устойчивости эмульсии, но этот заряд может сохраняться только при низкой минерализации (т.е. слабой электрической проводимости) воды.

Устойчивость эмульсии возрастает с повышением вязкости дисперсионной среды, так как при этом уменьшается число столкновений между капельками. Устойчивость эмульсии снижается с повышением температуры в связи с увеличением числа таких столкновений.

Вязкость эмульсии возрастает с увеличением содержания дисперсной фазы, но заметное изменение вязкости происходит лишь тогда, когда объемная доля дисперсной фазы превысит 40%. Например, эмульсия нефти в воде имела вязкость 12 мПа·с при объемной доле нефти 40%, 30 мПа·с при доле нефти 60% и 59 мПа·с, когда она достигла 70%.

Хотя максимальная плотность упаковки сфер одинакового диаметра составляет 74% общего объема, содержание дисперсной фазы может превысить этот предел, так как капельки отличаются по размеру и могут деформироваться. Однако, когда объемная доля дисперсной фазы превысит 75%, обеспечить устойчивость эмульсии становится трудно.

Поскольку создание новых поверхностей требует определенной работы, для образования эмульсии необходимо механическое перемешивание; однако, чем ниже поверхностное натяжение на границе раздела фаз, тем меньшую работу нужно выполнить. В некоторых случаях эмульгатор настолько снижает поверхностное натяжение на границе раздела, что даже при совместном сливе фаз в резервуар обеспечивается перемешивание, достаточное для образования эмульсии. В других случаях требуется большая затрата энергии. Самым главным требованием к смесителю является обеспечение высокой скорости сдвига. Для этого следует использовать ротор с большой частотой вращения при малом зазоре между лопатками и корпусом или подавать в смеситель компоненты эмульсии под давлением через небольшую диафрагму.



Рис. 8. 2%-ая эмульсия нефти в воде при 900-кратном увеличении

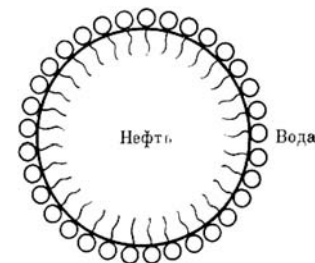


Рис. 9. Защитная поверхностная пленка из молекул ПАВ на капельке нефти

Тип образующейся эмульсии, т.е. «нефть в воде» (Н/В) или «вода в нефти» (В/Н или «инвертная»), определяется относительной растворимостью эмульгатора в обеих фазах. Таким образом, ПАВ, преимущественно растворяющееся в воде (например, олеат натрия), образует эмульсию Н/В, так как оно повышает поверхностное натяжение на водной стороне границы раздела нефти и воды, и эта граница раздела изгибается в сторону фазы с более высоким поверхностным натяжением; в результате образуется капелька нефти, заключенная в водную оболочку. Олеаты кальция и магния растворимы в нефти, поэтому образуют эмульсии В/Н. Неионогенное ПАВ с большой гидрофильной группой (ГОб=10–12) преимущественно растворяется в водной фазе, поэтому образует эмульсию Н/В, в то время как неионогенное ПАВ с большой олеофильной группой (ГОб≈4) образует эмульсию В/Н.

Типичными Н/В эмульгаторами, используемыми в буровых растворах на пресной воде, являются алкиларилсульфонаты и алкиларилсульфаты, полиоксиэтилированные жирные кислоты, сложные и простые эфиры. Полиоксиэтиленсорбитанэфир таллового масла, который имеет несколько торговых знаков, используют в минерализованных эмульсиях Н/В, а производное этиленоксида и нонилфенола С9Н19С6Н4(СН2-СН2-О)3ОН, известное под названием DME, используют в кальциевых буровых

растворах. Мыла жирных кислот, полиамины, амиды или их смеси используют для приготовления эмульсий В/Н.

Эмульсию Н/В можно разрушить добавлением небольшого объема В/Н эмульгатора и наоборот. В любом случае прямая эмульсия превращается в инвертную, а инвертная в прямую, если добавить очень большой объем противоположного эмульгатора.

Распознать тип эмульсии (Н/В или В/Н) не представляет никакого труда; для этого необходимо добавить немного имеющейся эмульсии в химический стакан с водой. Эмульсия Н/В, в которой дисперсионной средой (или непрерывной фазой) является вода, легко диспергируется в воде, а эмульсия В/Н останется в виде отдельной фазы.

Стойкие эмульсии могут образовываться без ПАВ в результате адсорбции мелкозернистой твердой фазы, такой как глинистые частицы, КМЦ, крахмал и другие коллоидные материалы, на границе раздела нефти и воды. При этом вокруг диспергированных капелек образуются пленки из твердых частиц, которые предотвращают их слияние. Поскольку такие частицы не вызывают существенного снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз, они известны под названием механических эмульгаторов.

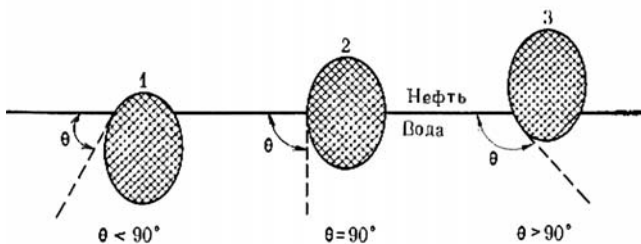


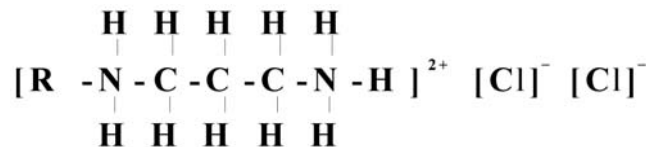
Рис. 10. Идеализированная схема образования стойкой эмульсии под воздействием механического эмульгатора:
1 — частица в основном погружена в воду;
2 — частица наполовину погружена в воду;
3 — частица в основном находится в нефти

Гидрофильные частицы будут целиком оставаться в водной фазе, а гидрофобные — в нефтяной фазе, поэтому ни в одном из этих случаев они не будут действовать как механические эмульгаторы. Чтобы образовалась стойкая эмульсия, эти частицы должны иметь промежуточную смачиваемость, благодаря чему они способны частично оставаться в каждой фазе (рис. 10). Идеально наиболее стойкие эмульсии образуются, когда краевой угол смачивания равен 90° .

Большинство водных буровых растворов содержит мелкозернистые частицы, необходимые для образования механических эмульсий, а электрохимические условия в них способствуют адсорбции этих частиц на границах раздела нефти и воды. Диспергированные глинистые частицы и различные коллоидные добавки, особенно лигносульфонаты в щелочных растворах, действуют как механические эмульгирующие агенты. Поэтому довольно стойкие эмульсии Н/В образуются при простом добавлении нефти и достаточном механическом перемешивании. Однако, как правило, механические эмульсии менее устойчивы, чем химические. Эмульсию можно стабилизировать, если добавить небольшое количество подходящего химического эмульгатора.

ГИДРОФОБИЗУЮЩИЕ АГЕНТЫ

В качестве гидрофобизирующих агентов чаще всего используют азотистые соединения с длинными углеводородными цепями. Типичным таким соединением является N алкилтриметилендиаминхлорид. Эта соль диссоциирует в воде на органический катион и два хлоридных аниона.



Где **R** — алкильная цепь с 18 атомами углерода.

Диамин действует как Н/В эмульгатор, а также как гидрофобизирующий агент. Неполарная часть цепи катиона растворяется в нефтяной фазе, а полярная азотистая часть цепи — в воде, придавая капельке нефти положительный заряд. Поскольку большинство металлов и минералов несут отрицательный поверхностный заряд, капельки нефти притягиваются к этим поверхностям, где разрушаются с образованием пленки нефти, как показано на рисунке 11. В качестве комбинированного гидрофобизирующего агента и эмульгатора могут быть использованы многие другие азотсодержащие углеводородные соединения, в углеводородной цепи которых имеется более 10 атомов углерода. Должна быть обеспечена сбалансированность гидрофобизирующего и эмульгирующего действий, так как при очень сильном эмульгирующем действии не будет достигнута смачиваемость нефтью, а при очень сильном гидрофобизирующем действии будут большие потери нефти. Относительная эффективность обоих действий зависит от различных условий, таких как природа поверхности, которую необходимо покрыть пленкой нефти, электрохимические свойства водной фазы, pH, температура и т.д. В соответствии с этими условиями и должно подбираться Г1АВ. Например, если гидрофобизирующее действие слишком

сильное, нужно использовать один из оксиэтилированных диаминов, которые ослабляют смачивание нефтью пропорционально количеству добавляемого оксида этилена. В качестве альтернативы можно применить дополнительный эмульгатор (катионоактивный либо неионогенного типа). Недостаточное смачивание нефтью можно усилить добавлением нефтерастворимого понизителя поверхностного натяжения, такого как соль жирной кислоты и полиамин.

Гидрофобизирующие агенты иногда добавляют в нефteeмульсионные буровые растворы, чтобы обеспечить смачиваемость нефтью буровой колонны и благодаря этому снизить вращающий момент, предотвратить образование сальников на долоте и защитить металл от коррозии. При этом, правда, нефть образует также пленку на твердой фазе бурового раствора и, если в нем присутствуют значительные объемы мелкодисперсных глинистых частиц, потери нефти будут весьма значительными.

Гидрофобизирующие агенты добавляют во все растворы на углеводородной основе для предотвращения смачивания водой барита и выбуренной породы. Для этой цели эффективно используют лецитин.

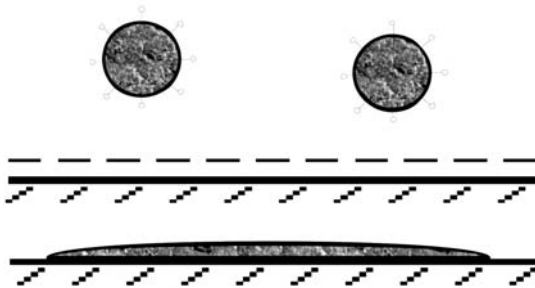
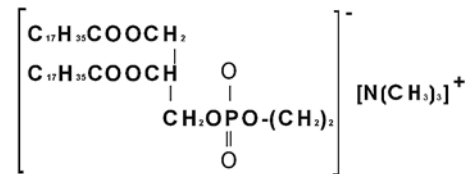


Рис. 11. Механизм смачивания твердой поверхности нефтью под действием эмульсии нефти в воде:
А — положительно заряженные капельки эмульсии притягиваются к отрицательно заряженной поверхности; В — при контакте с отрицательно заряженной поверхностью эмульсия разрушается с образованием на ней пленки нефти



Фосфатная группа несет отрицательный заряд, а четвертичный амин — положительный. Неполарная разветвленная углеводородная часть цепи растворяется в углеводородной фазе, а полярная основная часть цепи — в водной фазе. При добавлении избыточного количества лецитина поверхностное натяжение на границе раздела фаз снижается.

Продукты взаимодействия глинистых частиц с гидрофобизирующими агентами используются для приготовления диспергируемых добавок для буровых растворов на углеводородной основе. Глины, которые используются в буровых растворах на водной основе, такие как бентонит и аттапулгит, можно сделать диспергируемыми

в нефти при помощи ионообменных реакций с ониевого солью. При диссоциации ониевого соли образуются



Неорганические катионы на поверхности глинистых частиц замещаются органическими катионами ониевого соли, делая глины диспергируемыми в нефти. При добавлении к раствору на углеводородной основе подобных органотфильных глин несущая способность раствора значительно улучшается (рис. 12).

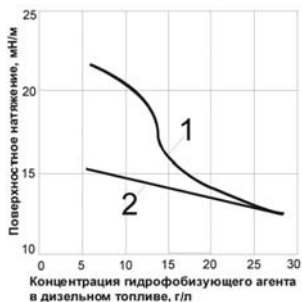


Рис. 12. Влияние адсорбции частицами глинистого сланца гидрофобизирующего агента из углеводородной фазы на изменение поверхностного натяжения дизельного топлива на границе с водой:
 1 — 85,6 г/л глинистого сланца «Глен Роуз»;
 2 — глинистый сланец отсутствует

Этим же способом можно сделать диспергируемым в нефти лигнит, после чего он используется для снижения фильтрации растворов на углеводородной основе.

Гидрофобизирующие агенты могут применяться для приготовления механических инвертных эмульсий с мелкоизмельченным мелом. Частицы мела обычно смачиваются водой, но при добавлении небольшого количества фракции таллового масла, преимущественно состоящей из олеиновой и линолевой кислот, эти частицы могут стать частично смачиваемыми нефтью. При активном перемешивании эти частицы адсорбируются на границах раздела нефти и воды (вокруг капелек воды), создавая механическую эмульсию, непрерывной фазой которой является нефть.

Раздел 4

Минералогия глин и коллоидная химия

Каждый, кто занимается технологией промывки ствола скважины, должен иметь хорошие представления о минералогии глин, так как глина представляет собой коллоидную составляющую почти всех водных буровых растворов и используется в буровых растворах на углеводородной основе. Частицы выбуренной породы из глинистых пластов, попадая в буровой раствор, значительно изменяют его свойства. Устойчивость ствола скважины также во многом зависит от взаимодействия между буровым раствором и вскрытыми глинистыми сланцами. При использовании неправильно подобранного типа бурового раствора в результате воздействия фильтрата бурового раствора на глинистые частицы, присутствующие в нефтегазоносных пластах, продуктивность скважины может снизиться. Все это указывает на необходимость знания минералогии глин.

Специалист по буровым растворам, помимо знания основ минералогии глин, должен овладеть основами коллоидной химии, так как глины с водой образуют коллоидные суспензии и для их стабилизации используются определенные виды органических коллоидов.

Как минералогия глин, так и коллоидная химия представляют собой обширные области науки, но в этой главе кратко рассматриваются лишь те аспекты этих наук, которые оказывают влияние на технологию промывки ствола скважины.

ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛОИДНЫХ СИСТЕМ

Коллоиды не представляют собой, как иногда предполагают, некоторое особое состояние вещества. Это частицы, которые по размеру изменяются от мельчайших, видимых только под оптическим микроскопом, до молекулярного уровня, но это могут быть частицы любого вещества.

В действительности более правильно говорить не о коллоидах, а о коллоидных системах, так как их поведение во многом определяется взаимодействием между двумя фазами, составляющими систему. Коллоидные системы могут

состоять из твердых веществ, диспергированных в жидкостях (например, суспензии глин), капелек одной жидкости, диспергированных в другой (например, эмульсии), или твердых веществ, диспергированных в газах (например, дым). Здесь будут рассматриваться только твердые вещества, диспергированные в воде.

Одна из характерных особенностей водных коллоидных систем заключается в том, что благодаря очень малому размеру коллоидные частицы удерживаются во взвешенном состоянии бесконечно долго в результате броуновского движения молекул воды.

Другая особенность коллоидных систем состоит в том, что благодаря очень малому размеру частиц такие свойства, как вязкость системы и скорость осаждения частиц, зависят от поверхностных явлений. Поверхностные явления происходят за счет того, что молекулы в поверхностном слое электростатически не уравновешены, т. е. на одной стороне поверхностного слоя молекулы заряжены одинаково, а на другой по-разному, в то время как внутри фазы любая молекула окружена себе подобной. Поэтому на поверхности возникает электростатический заряд, амплитуда и знак которого зависят от координации атомов по обе стороны границы раздела. Некоторые вещества, и особенно глинистые минералы, обладают необычно высоким поверхностным потенциалом благодаря характерной атомной структуре.

Чем выше степень раздробленности твердого вещества, тем больше площадь его поверхности, приходящаяся на единицу массы, и, следовательно, тем сильнее влияние поверхностных явлений. Например, кубик с длиной ребра 1 мм имеет общую поверхность 6 мм². Если его раздробить на кубики с длиной ребра 1 мкм, образуется 109 кубиков с площадью поверхности каждого 6×10^6 мм², так что общая площадь поверхности всех кубиков составит 6×10^9 мм². Если их дополнительно раздробить на кубики с длиной ребра 1 нм, то общая площадь поверхности этих кубиков составит 6×10^6 мм², или 6 м².

Отношение общей площади поверхности к единице массы частиц называется удельной поверхностью. Таким образом,

при делении кубика объемом 1 см^3 на кубики объемом 1 мкм^3 удельная поверхность последних при плотности материала $2,7 \text{ г/см}^3$ составит $6 \times 10^6 / 2,7 = 2,2 \times 10^6 \text{ мм}^2/\text{г}$, или $2,2 \text{ м}^2/\text{г}$.

На рисунке 1 показана зависимость удельной поверхности кубика от его размера. Для того чтобы этой зависимостью можно было пользоваться и в дальнейшем, в верхней части графика показан размер частиц, выраженный через радиусы эквивалентных сфер (РЭС). РЭС — это радиус сферической частицы, которая имеет ту же скорость осаждения, что и реальная частица. РЭС можно определить на основании закона Стокса путем измерения скорости осаждения частиц.

Деление на коллоиды и ил на рисунке 1 весьма произвольно и неопределенно, так как коллоидная активность зависит, во-первых, от удельной поверхности, которая меняется в зависимости от формы частиц, и, во-вторых, от поверхностного потенциала, определяемого атомной структурой.

В диапазон размеров иловых частиц попадает значительная часть твердой фазы буровых растворов. Эти частицы проникают в раствор из природного ила, содержащегося в пластах, образуются под воздействием долота из более крупных частиц или добавляются в виде барита для повышения плотности раствора. Частицы фракции этого размера обычно называют инертной твердой фазой. Этот термин весьма относителен, так как при высокой концентрации инертная твердая фаза оказывает значительное влияние на вязкостные свойства бурового раствора.

Коллоиды обычно составляют небольшую долю общего объема твердой фазы, но оказывают сравнительно большое влияние на свойства бурового раствора благодаря своей высокой активности. Коллоиды можно разделить на два класса:

- а) глинистые минералы;
- б) органические коллоиды, такие как крахмал, карбоксиллелюлозы и производные полиакриламида. Эти вещества состоят из макромолекул или представляют собой полимеры с длинными цепями, размеры которых придают им коллоидные свойства. Сначала будут рассмотрены глинистые минералы.

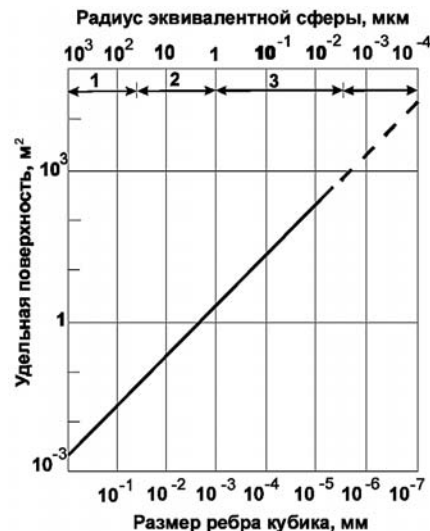


Рис. 1. График удельной поверхности кубиков:

- 1 — песок;
- 2 — ил;
- 3 — коллоиды

МИНЕРАЛОГИЯ ГЛИН

Геологи считают, что максимальный размер глинистых частиц 2 мкм , поэтому практически все они по своим размерам относятся к коллоидам. В природе глины встречаются в виде однородной смеси мелкоизмельченных минералов, таких как кварц, полевой шпат, кальцит, пирит и т.д., но большую часть коллоидоактивных компонентов глин составляют один или несколько видов глинистых минералов.

В идентификации и классификации глин обычный химический анализ играет лишь вспомогательную роль. Глинистые минералы имеют кристаллическое строение; атомная структура их кристаллов является самым важным фактором, определяющим их свойства.

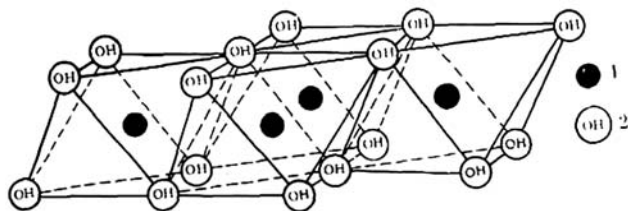


Рис. 2. Октаэдрический подслой в структуре брусита:
1 — атомы магния; 2 — гидроксил

Идентификацию и классификацию глин осуществляют главным образом путем анализа рентгенограмм и адсорбционных спектров, а также посредством дифференциального термического анализа.

Большинство глин по своему строению напоминает слюду. Чешуйки глин состоят из мельчайших кристаллических пластинок, образующих пакет, в котором базальные (основные) поверхности параллельны.

Отдельная пластинка называется единичным слоем и состоит из следующих элементов.

Октаэдрических подслоев, образованных атомами алюминия или магния, находящимися в октаэдрической координации с атомами кислорода (рис. 2). Если металл представлен атомами алюминия, эта структура напоминает минерал гиббсит $Al_2(OH)_6$. В этом случае только две из трех возможных позиций в структуре могут быть заполнены атомами этого металла, поэтому такой подслой назван диоктаэдрическим. Если металл представлен атомами магния, эта структура идентична минералу бруситу $Mg_3(OH)_6$. В этом случае все три позиции заполнены атомами этого металла, и подслой называют триоктаэдрическим.

Одного или двух тетраэдрических подслоев оксида кремния, каждый атом кремния в которых скоординирован с четырьмя атомами кислорода, как показано на рисунке 3. Основания тетраэдров образуют шестигранную решетку атомов кислорода неопределенной площади.

Подслои связаны между собой общими атомами кислорода. Если тетраэдрических подслоя два, между ними располагается окта-

эдрический подслои (см. рис. 3). Тетраэдры обращены внутрь и имеют в вершине общий с октаэдрическим подслоем атом кислорода, который вытесняет два из трех первоначально присутствовавших гидроксидов. Эта структура известна под названием структуры Гофмана, ее размеры показаны на рисунке 4.

Следует обратить внимание на то, что кислородная решетка обнажена на обеих базальных поверхностях. Если имеется только один тетраэдрический подслои, он связан с октаэдрическим подслоем обычным образом, поэтому в этом случае кислородная решетка обнажена на одной базальной поверхности, а на другой обнажены гидроксилы (рис. 5).

Единичные слои собраны в пакет, в котором базальные поверхности параллельны и образуют кристаллическую решетку. Расстояние между некоторой плоскостью в одном слое и аналогичной плоскостью в другом слое (рис. 6) называется *c*-расстоянием, или базовым расстоянием. Это расстояние равно 0,92 нм

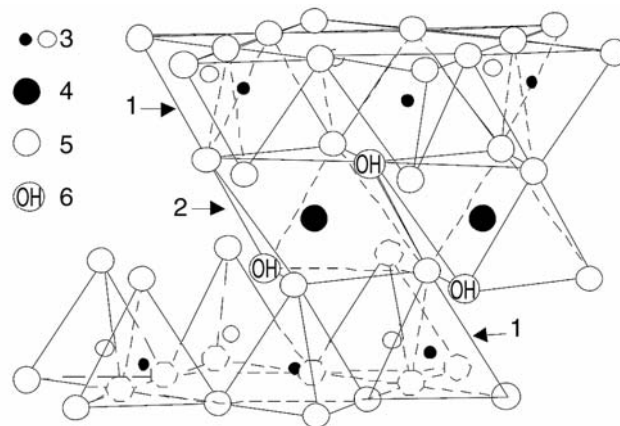


Рис. 3. Связь одного октаэдрического подслоя с двумя тетраэдрическими общими атомами кислорода:
1 — тетраэдрический подслои; 2 — октаэдрический подслои;
3 — атомы кремния; 4 — алюминий или магний; 5 — кислород;
6 — гидроксил

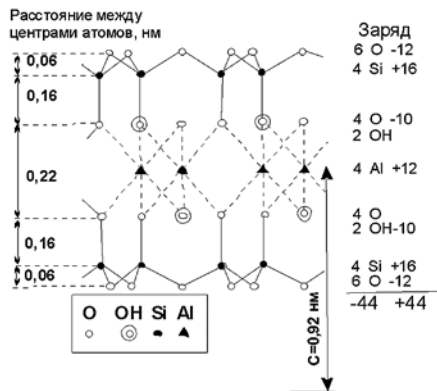


Рис. 4. Расположение атомов в элементарной ячейке трехслойного минерала (площадь поверхности элементарной ячейки $0,515 \times 0,89 \text{ нм}^2$, формула элементарной ячейки $[\text{Al}_2(\text{OH})_2(\text{Si}_2\text{O}_5)_2]$; молекулярная масса элементарной ячейки 720; для гидроксильной воды 5%):

- 1 — тетраэдрический подслой;
- 2 — октаэдрический подслой

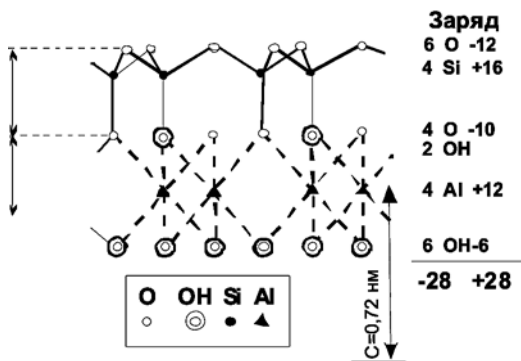


Рис. 5. Расположение атомов в элементарной ячейке двухслойного минерала (площадь поверхности элементарной ячейки $0,515 \times 0,89 \text{ нм}^2$, формула элементарной ячейки $[\text{Al}_2(\text{OH})_2(\text{Si}_2\text{O}_5)_2]$; молекулярная масса элементарной ячейки 516):

- 1 — тетраэдрический подслой;
- 2 — октаэдрический подслой

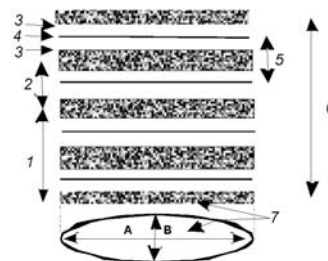


Рис. 6. Трехслойная разбухающая решетка глины:
1 — обменные катионы и кристаллизационная вода;
2 — единичный слой;
3 — тетраэдрический подслой;
4 — октаэдрический подслой;
5 — переменное с-расстояние;
6 — ребро кристалла;
7 — базальная поверхность

для стандартного трехслойного минерала (по неизвестным причинам минералы называют двух- и трехслойными, а не двух- и трехподслойными) и 0,72 нм для двухслойного минерала.

Кристалл не имеет определенных размеров по осям а и в, однако максимальный размер не превышает 2 мкм.

Подслои в единичном слое объединены между собой ковалентными связями, благодаря чему единичный слой устойчив. В кристаллической решетке слои удерживаются вместе только силами «Ван-дер-Ваальса» (следует напомнить, что силы «Ван-дер-Ваальса» способствуют притяжению молекул и считаются основной причиной отклонения от уравнений состояния газа) и побочными связями между расположенными рядом атомами. Поэтому кристаллическая решетка легко расщепляется вдоль базальных поверхностей с образованием мельчайших чешуек, напоминающих слюду.

Химический состав диоктаэдрической структуры, показанной на рисунке 4, соответствует минералу пиррофиллиту. Триоктаэдрический минерал напоминает тальк, но в нем вместо алюминия присутствует магний. Пиррофиллит и тальк — это прототипы глинистых минералов группы смектитов, но истинно глинистыми минералами не являются. Они расщепляются

(а не разрушаются) на очень тонкие пластинки, которые характерны и для глинистых минералов. Коренное различие этих двух типов минералов заключается в том, что структуры прототипов уравновешены и электростатически нейтральны, в то время как кристаллы глинистого минерала несут заряд, возникающий в результате изоморфных замещений одних атомов в их структуре другими иной валентности.

Например, если один атом Al^{3+} замещается одним атомом Mg^{2+} , возникает дефицит заряда. Это создает отрицательный потенциал на поверхности кристалла, который компенсируется адсорбцией катиона. В присутствии воды адсорбированные катионы могут вступать в обменные реакции с катионами других видов, присутствующими в воде, поэтому их называют обменными катионами. Замещения могут происходить как в октаэдрическом, так и в тетраэдрическом подслое, причем в реакции обмена могут участвовать самые различные катионы, так что возникают бесчисленные виды группировок и перегруппировок глинистых минералов.

Степень замещения участвующих в обмене атомов и обменных катионов оказывает большое влияние на свойства буровых растворов в связи с изменением таких характеристик глин, как набухание и диспергируемость. От этого показателя зависят также реологические и фильтрационные свойства буровых растворов. Ниже рассматриваются различные типы глинистых минералов и их характеристики.

Смектиты

Как уже отмечалось, пиррофиллит и тальк являются минералами-прототипами группы смектитов. В их кристаллической решетке соседствуют тетраэдрические подслои различных слоев, благодаря чему атомы кислорода накладываются напротив друг друга. Следовательно, связь между слоями слабая и легко происходит расщепление. Вследствие слабой связи и высоких потенциалов отталкивания на поверхностях слоев, возникающих в результате изоморфных замещений, вода может проникать между слоями, вызывая увеличение расстояния. Таким образом, смектиты имеют разбухающую

решетку, что значительно повышает их коллоидную активность, так как приводит к многократному увеличению удельной поверхности. Теперь для гидратации и катионообмена доступны все, а не только наружные поверхности слоев, как это видно из рисунка 6.

Таблица 1

СМЕКТИТЫ

Прототип и подслои основных замещений	Триоктаэдрические минералы	Диоктаэдрические минералы
Прототип (замещений нет)	Тальк (Mg_3Si_4)	Пиррофиллит (Al_2Si_4)
Практически полностью октаэдрический	Гекторит $(Mg_{3-x}Li_x)(Si_4)$	Монтмориллонит $(Al_{2-x}Mg_x)(Si_4)$
Преимущественно октаэдрический	Сапонит $(Mg_{3-x}Al_x)(Si_{4-y}Al_y)$ Сокоцит $(Zn_{3-x}Al_x)(Si_{4-y}Al_y)$	Волконскоит $(Al, Cr)_2(Si_{4-y}Al_y)$
Преимущественно тетраэдрический	Вермикулит $(Mg_{3-x}Fe_x)(Si_3Al)$	Нонтронит $(Al, Fe)_2(Si_{4-y}Al_y)$

В каждую формулу должна быть добавлена группа $O_{10}(OH)_2$, а также обменный катион.

Минералы группы смектитов различают на основе минерала-прототипа по относительному числу замещений в октаэдрическом или тетраэдрическом подслое и по видам замещаемых атомов. Главные минералы этой группы перечислены в таблице 1.

Следует отметить, что формулы глинистых минералов условились записывать следующим образом.

Предположим, что минералом-прототипом является пиррофиллит, имеющий формулу:



Если в октаэдрическом подслое один из шести атомов алюминия замещается одним атомом магния, а в тетраэдрическом подслое один из восьми атомов кремния — одним атомом алюминия, тогда формула принимает вид:

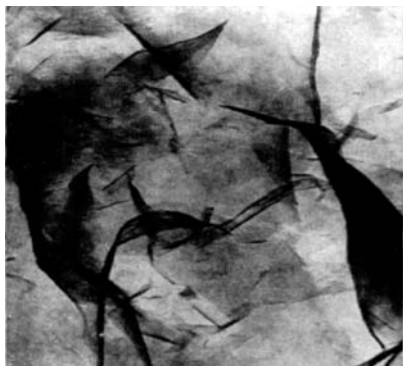


Рис. 7. Электронно-микроскопический снимок монтмориллонита (увеличение в 87,5 тыс. раз)



Наиболее широко известным представителем группы смектитов является монтмориллонит. Ввиду широкого распространения в природе и большого экономического значения монтмориллонит был наиболее хорошо изучен. Это главный компонент вайомингского бентонита и многих других глин, добавляемых в буровые растворы. Он является также активным компонентом более молодых глинистых формаций, при разрушении которых часто сталкиваются с проблемами набухания и обваливания пород.

В монтмориллоните преобладают замещения Al^{3+} на Mg^{2+} и Fe^{3+} в октаэдрическом подслое, но Al^{3+} может также замещаться Si^{4+} в тетраэдрическом подслое. Если замещения в тетраэдрическом подслое преобладают над замещениями в октаэдрическом подслое, минерал называют бейделлитом.

Дефицит заряда колеблется в широких пределах и зависит от степени замещения. Максимум составляет примерно 0,60, а среднее значение равно 0,41. Удельная поверхность может достигать 800 м²/г.



Рис. 8. Вид чешуйки натриевого монтмориллонита со стороны ребра. Темные параллельные линии, имеющие толщину около 1 нм, являются единичными слоями

Таблица 2

**РАЗМЕРЫ ЧАСТИЦ НАТРИЕВОГО МОНТМОРИЛЛОНИТА
В ВОДНОМ РАСТВОРЕ**

№ фракции	Массовая доля, %	РЗС, мкм	Максимальная ширина в мкм, определенная методом		Толщина, мм	Среднее число слоев*
			электрооптического дубинного лучепреломления	электронной микроскопии		
1	27,7	> 0,14	2,5	1,4	14,6	7,7
2	15,4	0,14–0,08	2,1	1,1	8,8	4,6
3	17,0	0,08–0,04	0,76	0,68	2,8	1,5
4	17,9	0,04–0,023	0,51	0,32	2,2	1,1
5	22,4	0,023–0,007	0,49	0,28	1,8	1

* Исходя из с-расстояния 1,9 нм.

Как и другие смектиты, монтмориллонит сильно набухает вследствие отмеченных особенностей ее кристаллической решетки. Увеличение с-расстояния зависит от обменных катионов. При наличии некоторых катионов (особенно натрия) давление набухания настолько велико, что глинистые сланцы разделяются на мелкие агрегаты и даже на отдельные единичные слои (рис. 7). Неоднократно предпринимались попытки определить размер частиц в натриевом монтмориллоните, но сделать это

оказалось чрезвычайно трудно, поскольку пластинки плоские, тонкие и имеют неправильную форму, а диапазон размеров очень большой. В ходе исследований Кану удалось с помощью ультрацентрифуги разделить натриевый монтмориллонит на пять фракций по размеру. Затем, используя комбинацию методов, он определил максимальную ширину и толщину пластинок каждой фракции. Результаты его исследований, суммированные в таблице 2, свидетельствуют о том, что ширина и толщина пластинок уменьшаются с сокращением радиуса эквивалентных сфер. Если предположить, что *c*-расстояние в агрегатах равно 1,9 нм, то в частицах самой крупной фракции будет восемь слоев, а среднее число слоев в самых мелких фракциях, массовая доля которых в пробе достигает 57%, немного больше рентгена.

Исследование трех самых мелких фракций путем рентгеноструктурного анализа с малым углом рассеяния подтвердило существование монослоев. Исследования методом светорассеяния показали, что для фракций с РЭС менее 6 нм каждый агрегат содержит один-два слоя, причем максимальная ширина пластинок несколько меньше, чем определена Каном. На электронно-микроскопическом снимке ребра самой крупной чешуйки натриевого монтмориллонита, полученной в ультрацентрифуге, видно, что чешуйка представлена пакетом, состоящим из трех-четырех слоев (рис. 8).

Иллиты

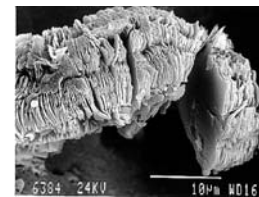
Иллиты относятся к гидрослюдам, прототипами которых являются мусковит (диоктаэдрическая слюда) и биотит (триоктаэдрическая слюда). Они представляют собой трехслойные глины, по структуре напоминающие монтмориллонит, если не считать того, что в них преобладают замещения кремния алюминием в тетраэдрическом подслое. Во многих случаях, таким образом, может быть замещен один из четырех атомов кремния. Замещения алюминия обычно магнием и железом могут иметь место и в октаэдрическом подслое. Средний дефицит заряда выше, чем у монтмориллонита (0,69 по сравнению с 0,41), а уравнивающим катионом всегда является калий.

Иллиты резко отличаются от монтмориллонита тем, что не имеют разбухающей решетки, и вода не может проникать

между слоями. Более прочная связь между слоями, по-видимому, обусловлена повышенными зарядами слоев, так как в тетраэдрическом подслое заряд расположен ближе к поверхности. Кроме того, ионы калия благодаря малому размеру легко размещаются в пустотах кислородной решетки, образуя побочные связи между соседними слоями. Следовательно, калий обычно связан и не может вступать в ионообменные реакции. Однако на наружных поверхностях каждого агрегата могут происходить ионообменные реакции, вызывающие их гидратацию и некоторое увеличение объема, которое значительно меньше, чем у монтмориллонита.

Иллиты диспергируются в воде на частицы, имеющие РЭС около 0,15 мкм, ширину приблизительно 0,7 мкм и толщину примерно 72 нм.

Некоторые иллиты встречаются в природе в деградированном виде, являющиеся следствием выщелачивания калия из пространства между слоями. Это видоизменение делает возможными некоторую межслойную гидратацию и разбухание решетки, но не в такой степени, как у монтмориллонита.



Каолинит

Каолинит представляет собой двухслойную глину, структура которой напоминает ту, которая показана на (рис. 5). Один тетраэдрический подслой связан с октаэдрическим обычным способом, так что гидроксилы на поверхности октаэдрического подслоя располагаются против атомов кислорода на поверхности тетраэдрического подслоя следующего слоя. В результате между слоями существует сильная водородная связь, которая препятствует разбуханию решетки. Изоморфные замещения незначительны или вообще отсутствуют, а на основных поверхностях адсорбируется очень мало катионов либо такой адсорбции вообще не происходит.

Неудивительно поэтому, что большинство каолинитов встречается в виде крупных, хорошо упорядоченных кристаллов, которые

нелегко диспергировать в воде в виде мелких частиц. Ширина этих кристаллов изменяется от 0,3 до 4 мкм, а толщина — от 0,05 до 2 мкм.

Двумя другими представителями группы каолинита являются диккит и накрит. Они отличаются от каолинита последовательностью слоев в пакетах.

Хлориты

Хлориты представляют собой группу глинистых минералов, для которых характерна структура, состоящая из перемежающихся слоев брусита и пиррофиллита с тремя подслоями (рис. 9). В слое брусита часть ионов Mg^{2+} замещена Al^{3+} , в результате чего возникает положительный заряд, который уравновешивается отрицательным зарядом на слое, состоящем из трех подслоев; поэтому результирующий заряд очень мал. Отрицательный заряд возникает в результате замещения Si^{4+} в тетраэдрическом подслое на Al^{3+} . Общая формула хлорита имеет следующий вид:

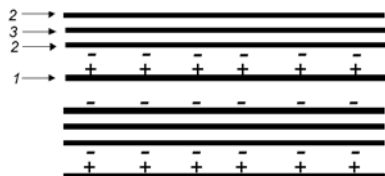
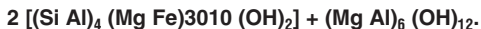


Рис. 9. Строение хлорита:
1 — слой брусита;
2 — тетраэдрический подслой;
3 — октаэдрический подслой

Представители группы хлоритов отличаются числом и видом атомов, замещенных в двух слоях, а также ориентацией и последовательностью слоев в пакете. Обычно в хлоритах нет воды между слоями, но в некоторых деградированных хлоритах часть бруситного слоя удалена, в результате чего становятся возможными частичные межслоевая гидратация и разбухание решетки.

Хлориты в природе встречаются как в макро-, так и в микрокристаллической форме. В последнем случае они всегда на-

ходятся в смеси с другими минералами, что значительно затрудняет определение размера и формы их частиц. В макроскопических кристаллах с-расстояние составляет 1,4 нм, что является показателем присутствия бруситного слоя.

Смешанослойные глины

Иногда обнаруживают пласты, состоящие из различных глинистых минералов, образующих пакеты с одинаковыми решетками. Чаще всего встречаются переслаивающиеся отложения иллита и монтмориллонита, а также хлорита и вермикулита. Обычно последовательность в расположении этих пород отсутствует, но иногда одна и та же последовательность регулярно повторяется. Обычно смешанослойные глины диспергируются в воде легче, чем отдельные минералы, особенно это относится к случаю, когда одним из компонентов являются глинистые частицы с разбухающей решеткой.

Аттапульгит

Частицы аттапульгита по структуре и форме коренным образом отличаются от напоминающих слюду минералов, которые рассматривались выше. Они состоят из пучков узких пластинок, которые при энергичном перемешивании с водой разделяются



Рис. 10. Электронно-микроскопический снимок аттапульгитовой глины с открытосетчатой структурой (увеличение в 45 тыс. раз)

на отдельные узкие пластинки (рис. 10). Их строение описал Брэдди.

В структуре аттапульгита очень мало замещенных атомов, поэтому поверхностный заряд на частицах мал. Невелика также их удельная поверхность. Следовательно, реологические свойства суспензий аттапульгита в большей мере зависят от механического взаимодействия между длинными тонкими пластинками, чем от электростатических сил между частицами. По этой причине аттапульгит ведет себя как отличный взвешивающий агент в минерализованной воде.

Сепиолит

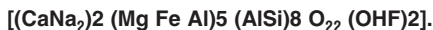
Представляет собой глинистый минерал с различными замещениями в структуре и более широкими пластинками, чем у аттапульгита. Буровые растворы на основе сепиолита рекомендуется использовать в глубоких скважинах, так как на их реологические свойства не влияют высокие температуры.

ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ЗАЛЕГАНИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ

Глинистые минералы возникли в результате разложения вулканических пород в месте их залегания. Материнскими минералами являются слюда, полевои шпат:



а также железисто-магниевого минералы, например роговая обманка:



Бентонит образовался в результате выветривания вулканического пепла.

Процесс выветривания, в результате которого из материнских минералов образовались глинистые, сложен и выходит за рамки предмета этой книги. Достаточно сказать, что главными факторами в этом процессе являются климат, топография и

время, в течение которого породы подвергались воздействию. Большое значение имеет количество осадков, просочившихся сквозь почву и ее pH. Величина pH определяется типом материнской породы, содержанием двуокси углерода в атмосфере и растительностью. В щелочных условиях происходит выщелачивание оксида кремния, а в кислых условиях протекает окисление оксидов алюминия и железа. Эти два процесса, а также процесс осадконакопления приводят к различным изоморфным замещениям, о которых шла речь выше.

Глины, образовавшиеся в месте залегания материнских пород, называются первичными. Вторичные глины образуются из первичных, которые уносятся вниз по течению ручья или реки и осаждаются в пресной или соленой (морской) воде. Их последнее погребение и трансформация в процессе диагенеза.

Многие виды глинистых минералов распределены в толще осадочных пород неравномерно. Монтмориллонитом богаты третичные отложения, реже он встречается в мезозойских формациях и очень редко — в более ранних осадочных породах. Из глинистых минералов наиболее часто встречается хлорит и иллит; их обнаруживают в осадочных породах всех возрастов, и они преобладают в самых древних отложениях. Каолинит присутствует как в молодых, так и в старых формациях, но в небольших концентрациях.

В наиболее чистом виде монтмориллонит находят в первичных отложениях бентонита. Вайомингский бентонит на 85% состоит из монтмориллонита. В ионообменных реакциях чаще всего участвуют натрий, кальций и магний. Соотношение одно- и двухвалентных катионов колеблется примерно от 0,5 до 1,7, даже в пределах одного месторождения. Монтмориллониты различной степени чистоты обнаружены во многих районах мира. По-видимому, их особенно много в формациях средне-третичного и верхнемелового возрастов.

Следует обратить внимание на то, что вначале бентонит определяли как глину, образовавшуюся в результате превращения вулканического пепла в месте его залегания в монтмориллонит, но теперь этот термин используют для обозначения любой глины, физические свойства которой определяются главным образом присутствием какого-либо смектита.

ИОННЫЙ ОБМЕН

Как уже отмечалось, катионы адсорбируются на базальных поверхностях кристаллов глины, компенсируя атомные замещения в кристаллической структуре. Катионы и анионы удерживаются также у ребер кристаллов благодаря тому, что разрывы в кристаллической структуре вдоль оси *c* приводят к разрывам валентных связей. В водной суспензии оба вида ионов могут вступать в обменные реакции с ионами основного раствора.

В соответствии с законом действия масс ионообменная реакция зависит главным образом от относительной концентрации различных ионов в каждой фазе. Например, для одновалентных ионов двух видов уравнение ионообмена можно записать следующим образом:

$$[A]c / [B]c = K [A]s / [B]s,$$

где $[A]s$ и $[B]s$ — мольные концентрации ионов двух видов в растворе;

$[A]c$ и $[B]c$ — мольные концентрации ионов двух видов в глине;

K — постоянная ионообменного равновесия (в частности, если $K > 1$, адсорбируется преимущественно ион А).

Если присутствуют два иона разной валентности, предпочтительнее адсорбируется ион с более высокой валентностью. Порядок предпочтительности адсорбции ионов обычно следующий:



но этот порядок справедлив не для всех глинистых минералов, возможны и некоторые отклонения от него. Следует отметить, что очень сильно адсорбируется ион водорода, поэтому pH оказывает значительное влияние на катионообменные реакции.

Общее количество адсорбированных катионов, выражаемое в миллиэквивалентах на 100 г сухой глины, называется емкостью поглощения (ЕП), или обменной емкостью (ОЕ). ЕП изменяется в широком диапазоне даже для одной группы глинистых минералов:

Монтмориллонит	70–130
Вермикулит	100–200
Иллит	10–40
Каолинит	3–15
Хлорит	10–40
Аттапульгит-сепиолит	10–35

Около 80% ЕП монтмориллонита и иллита приходится на базальные поверхности. У каолинита большая часть ЕП приходится на разорванные связи у ребер кристаллов.

ЕП и виды катионов, находящихся в обменных положениях, являются хорошими показателями коллоидной активности глины. Глина с высокой ЕП, подобная монтмориллониту, сильно набухает и образует вязкие суспензии при низких концентрациях глинистых частиц, особенно когда в обменном положении находится ион натрия. Напротив, каолинит сравнительно инертен независимо от вида обменных катионов.

ЕП и виды обменных катионов можно определить в лабораторных условиях путем воздействия на глину избыточного объема подкисляющей соли, например ацетата аммония, который вытесняет как адсорбированные, так и находящиеся в поровой воде катионы. После этого другую пробу обрабатывают дистиллированной водой, чтобы вытеснить ионы только из поровой воды. Оба фильтрата анализируют на общие обменные катионы, а разность между содержанием иона ацетата и продукта выщелачивания водой дает значение миллиэквивалента каждого вида ионов, адсорбированных на глине. Суммарный миллиэквивалент всех видов катионов определяет ЕП.

Приближенное определение в промышленных условиях ЕП (но не видов катионов) по адсорбции метиленовой сини.

Можно приготовить глины с одним видом обменного катиона, воздействуя на них определенной солью и промывая их водой с целью удаления излишних ионов. Такую глину можно приготовить также путем пропускания разбавленной суспензии этой глины через ионообменную смолу, например «Доузек 50», которая предварительно насыщена нужным катионом.

Поскольку глины являются аналогами многовалентных анионов большого размера, одноионные глины принято называть

по адсорбированному катиону; поэтому в книге применяются термины «натриевый монтмориллонит», «кальциевый монтмориллонит» и т.д.

Анионообменная способность глин намного ниже их катионообменной способности; для минералов смектитовой группы она составляет 10–20 мэкв/100 г. Анионообменную способность некоторых глинистых минералов определить трудно в связи с незначительным количеством анионов, принимающих участие в ионообменных реакциях.

МЕХАНИЗМЫ НАБУХАНИЯ ГЛИН

Глинистые минералы всех типов адсорбируют воду, но смектиты благодаря разбухающей решетке вбирают в себя значительно большие объемы воды, чем другие глины. По этой причине большая часть исследований набухания глин проводилась с использованием смектитов, в частности монтмориллонитов.

Известны два механизма набухания: кристаллический и осмотический. Кристаллическое набухание (которое называют поверхностной гидратацией) происходит в результате адсорбции мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях кристаллов как наружных, так и межслоевых в случае глин с разбухающей решеткой (см. рис. 6). Как видно на рисунке 11, первый слой

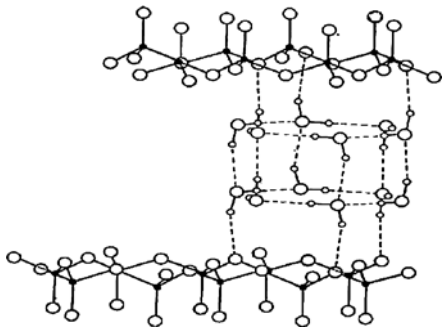


Рис. 11. Адсорбционные слои воды между слоями частично дегидратированного вермикулита

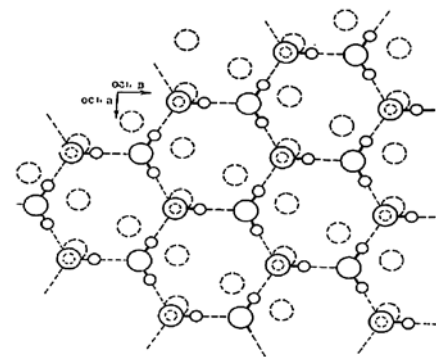


Рис. 12. Объединение слоев воды и вермикулита благодаря водородным связям. Атомы кислорода, показанные большими пунктирными кружками, находятся на расстоянии 0,273 нм от поверхности молекул воды

воды удерживается на поверхности водородными связями с шестигранной решеткой атомов кислорода. Следовательно, молекулы воды также образуют шестигранную структуру, как показано на рисунке 12. Следующий слой имеет аналогичное строение и связан с первым. То же относится и к последующим слоям. Прочность связи уменьшается с увеличением расстояния от поверхности кристалла, однако считают, что вода, входящая в структуру кристалла (структурированная вода), внедряется на расстояния до 10 нм от наружной поверхности.

Эта вода обладает квазикристаллическими свойствами. Так, на расстоянии 1 нм от поверхности кристалла вода имеет удельный объем, который примерно на 3% меньше удельного объема свободной воды (сравни с удельным объемом льда, который на 8% больше удельного объема свободной воды). Структурированная вода, кроме того, имеет большую вязкость, чем свободная вода.

Обменные катионы влияют на кристаллизационную воду двояко. Во-первых, многие катионы сами гидратированы, т.е. имеют оболочку из молекул воды (исключение составляют NH_4^+ , K^+ и Na^+). Во-вторых, они являются конкурентами молекул воды в

образовании связей с поверхностью кристалла и в связи с этим имеют тенденцию разрушать водную структуру. Исключение составляют Na^+ и Li^+ , которые образуют слабые связи и имеют тенденцию диффундировать в водную фазу суспензии.

Когда на сухой монтмориллонит воздействуют пары воды, последние конденсируются между слоями монтмориллонита и его решетка разбухает.

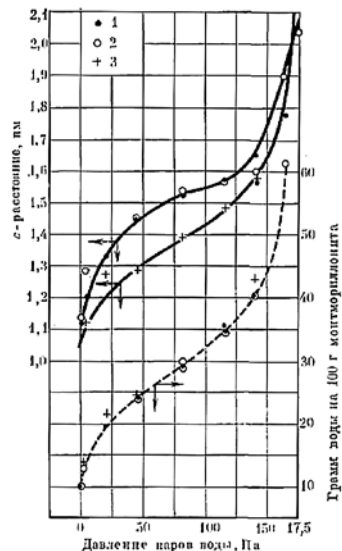


Рис. 13. Результаты эксперимента, проведенного при температуре 21 °С, по изучению влияния паров воды на монтмориллонит:

- 1 — Са — монтмориллонит;
- 2 — ОН — монтмориллонит;
- 3 — Na — монтмориллонит.

давление паров воды, находящейся в равновесии с водой в глинистом сланце (это давление примерно равно активности воды в сланце).

На рисунке 13 показана зависимость между давлением паров воды, массой адсорбированной воды и c -расстоянием. Совершенно ясно, что энергия адсорбции первого слоя исключительно высока, но быстро убывает в последующих слоях. Соотношение между давлением паров и потенциальным давлением набухания определяется:

$$p_0 = - \frac{RT}{V} \ln \frac{p}{p_0},$$

где p_0 — давление набухания, кгс/см²;

T — абсолютная температура, К;

V — парциальный мольный объем воды, л/моль;

R — газовая постоянная (л·кгс/см²)/(моль·К);

p/p_0 — относительное

Норриш использовал метод рентгеноструктурного анализа для измерения c -расстояния чешуек моноионных монтмориллонитов путем погружения глины в насыщенный раствор соли, содержащей обменный катион глины. Затем c -расстояние измеряли во все более разбавленных растворах и, наконец, в чистой воде.

Во всех случаях это расстояние с самого начала увеличивалось с уменьшением концентрации, причем каждый этап соответствовал адсорбции одного мономолекулярного слоя воды. Максимальные c -расстояния в нанометрах для большинства использовавшихся в исследованиях моноионных глин были следующими:

Катион глины	
Cs^+	1,38
NH_4^+ ; K^+	1,50
Ca^{2+} ; Ba^{2+}	1,89
Mg^{2+}	1,92
Al^{3+}	1,94

ДИАМЕТР ИОНА (ангстрем)

	негидратированный	гидратированный	Энергия гидратации, ккал/моль
Li^+	1,20	14,6	124,4
Na^+	1,90	11,2	97,0
K^+	2,66	7,6	77,0
Rb^+	2,96	7,2	71,9
Cs^+	3,34	7,2	66,1
Ca^{++}	1,98	19,2	377,0
Mg^{++}	1,30	21,6	459,1
NH_4^+	2,16	—	72,5

Примечание: в литературе приводятся несколько отличающиеся величины диаметров гидратированных ионов.

Полученные значения свидетельствуют о том, что адсорбировалось не более четырех слоев воды.

В моноионном натриевом монтмориллоните, однако, при эквивалентной концентрации 0,3N было отмечено резкое увеличение c -расстояния с 1,9 до 4,9 нм, и рентгенограммы стали

нерезкими. При еще меньших концентрациях c -расстояния увеличивались обратно пропорционально квадратному корню концентрации (рис. 14). С увеличением c -расстояния рентгенограммы становились все более нерезкими, поэтому c -расстояния вполне могли превышать максимум (13 нм), показанный на рисунке 14. Аналогичное поведение наблюдалось в растворах хлорида лития и хлорида водорода, если не считать того, что постепенное набухание происходило до момента, когда при эквивалентной концентрации 0,66 н. c -расстояние достигло 2,25 нм. Однако диффузные расстояния, наблюдавшиеся в разбавленных растворах хлорида водорода, снижались при старении раствора, вероятно, в результате действия кислоты на кристаллическую структуру, последующего освобождения ионов Al^{3+} и перехода глины в алюминиевую форму.

Норриш объяснил изменения c -расстояния силами отталкивания, возникающими при набухании в результате гидратации межслоевых катионов, и противодействующими силами притяжения, развивающимися благодаря электростатическим связям отрицательно заряженной поверхности слоя с межслоевыми катионами (рис. 15).

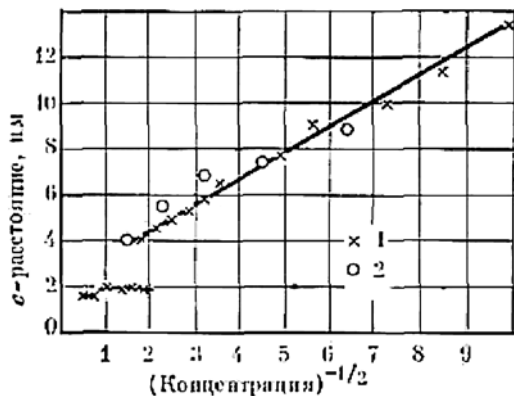


Рис. 14. Разбухание решетки монтмориллонита: 1 — в растворе NaCl; 2 — в растворе Na_2SO_4

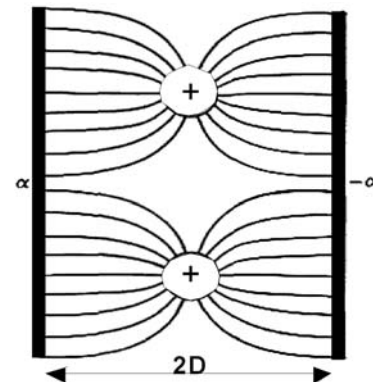


Рис. 15. Катионы между подслоями монтмориллонита

Для солевых растворов, использовавшихся в исследованиях Норриша, силы, развивающиеся при набухании глин, были не настолько сильными, чтобы разрушить электростатические связи, поэтому наблюдалось только кристаллическое набухание. Тем не менее, силы отталкивания, проявляющиеся в разбавленных растворах хлоридов натрия, лития и водорода, были достаточно сильными для разрушения этих связей, что делало возможным осмотическое набухание.

Осмотическое набухание происходит в результате того, что концентрация катионов между слоями больше их концентрации в основной массе раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство, в результате чего c -расстояние увеличивается и появляется возможность образования диффузных частей двойных электрических слоев, которые рассматриваются в следующем разделе. Хотя никакие полупроницаемые мембраны в этом процессе не участвуют, механизм набухания глин в основном носит осмотический характер, так как вызывается разницей в концентрации электролита.

Осмотическое набухание по сравнению с кристаллическим приводит к значительно большему увеличению общего объема. Например, натриевый монтмориллонит при кристаллическом набухании адсорбирует около 0,5 г воды на 1 г сухой глины, 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. Однако отталкивающие силы между слоями значительно слабее при осмотическом набухании, чем при кристаллическом.

Если гидратированные агрегаты натриевого монтмориллонита оставить на дне химического стакана, наполненного дистиллированной водой, со временем они начнут делиться и самопроизвольно диспергироваться во всем объеме жидкости. Размер диспергированных частиц монтмориллонита и число единичных слоев в частице рассматривались в разделе, посвященном смектитам, в начале этой главы.

ДВОЙНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ СЛОЙ

В начале этой главы говорилось о том, что частицы в коллоидной суспензии несут поверхностный заряд. Он притягивает ионы противоположного знака, получившие название противоионов, и эта комбинация называется двойным электрическим слоем (ДЭС). Некоторые противоионы непрочны удерживаются на поверхности и имеют тенденцию отходить от нее, образуя диффузную ионную атмосферу вокруг частицы. Кроме притяжения ионов противоположного знака, поверхностный заряд отталкивает ионы того же знака. В результате проявления этих

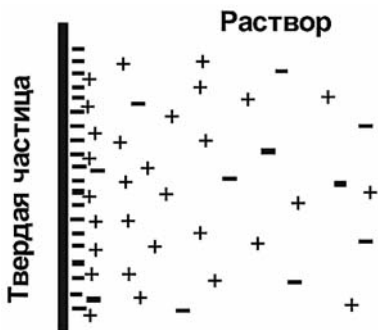


Рис. 16. Модель диффузной части двойного электрического слоя

противоположных сил возникает распределение положительных и отрицательных ионов, как схематически показано на рисунке 16. Для глин, как уже было показано, поверхностный заряд отрицателен и обменные катионы выступают в виде противоионов.

Распределение ионов в ДЭС приводит к изменению потенциала, от максимума на поверхности глины до нуля в основной массе раствора (рис. 17).

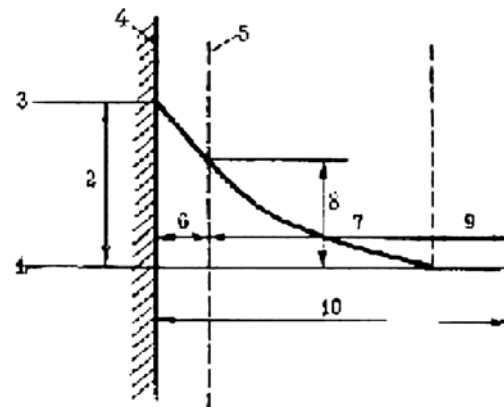


Рис. 17. Схема, иллюстрирующая ζ -потенциал (дзета-потенциал):

- 1 — потенциал жидкости;
- 2 — потенциал Нернста;
- 3 — потенциал твердого тела;
- 4 — твердое тело;
- 5 — плоскость сдвига;
- 6 — адсорбционная часть ДЭС;
- 7 — диффузная часть ДЭС;
- 8 — ζ -потенциал;
- 9 — основная масса раствора;
- 10 — расстояние от твердого тела

Ближайший к поверхности твердой частицы слой катионов, известный как «слой Штерна», связан с этой частицей и перемещается вместе с ней, в то время как ионы в диффузной части ДЭС обладают независимой подвижностью. Таким образом,

если суспензию глины поместить в катафоретическую камеру, то твердая частица, слой Штерна и некоторая часть диффундированных ионов начнут перемещаться к катоду.

Разность потенциалов между плоскостью сдвига и основной массой раствора называется ζ -потенциалом (дзета-потенциалом), считающимся главным фактором, определяющим поведение частицы. Как и в случае фильтрации воды через поры в сланце, движущаяся мимо стационарных твердых частиц вода уносит подвижные ионы, создавая потенциал, известный под названием потенциала течения.

Когда основная масса раствора представляет собой чистую воду, ζ -потенциал максимален, а диффузная часть ДЭС имеет наибольшую толщину. Добавление в суспензию электролитов приводит к сокращению диффузного слоя и снижению ζ -потенциала. Последний значительно снижается с повышением валентности добавляемых катионов, особенно если ионы низкой валентности в процессе катионообмена замещаются ионами более высокой валентности, причем соотношение одно-, двух- и трехвалентных катионов составляет 1:10:500 соответственно. Снижение ζ -потенциала происходит также в результате адсорбции некоторых органических катионов с длинными цепями. В некоторых случаях можно нейтрализовать или заменить ζ -потенциал на противоположный.

Разность потенциалов между поверхностью коллоидной частицы и основной массой раствора известна под названием потенциала Нернста. В суспензии глины этот потенциал не зависит от электролитов, присутствующих в растворе.

Хотя ионы адсорбируются главным образом на базальных поверхностях, но они адсорбируются и на ребре кристалла; следовательно, и там создается двойной электрический слой. Следует помнить, однако, что разрыв кристаллической структуры происходит по ребру и, в дополнение к физической (электрической) адсорбции, на ребре могут происходить определенные химические реакции, приводящие к нарушению валентных связей. «Хемосорбция», как ее называют, аналогична обычным химическим реакциям и происходит только в подходящих электрохимических условиях. Заряд на ребре меньше заряда на базальной поверхности и может быть положительным или

отрицательным, главным образом, в зависимости от pH системы. Например, если каолинит обработан HCl, он имеет положительный заряд, а если обработан NaOH, то — отрицательный заряд. Причина такого поведения заключается в том, что атомы алюминия на ребре при реакции с HCl образуют $AlCl_3$ — сильный электролит, который диссоциирует на Al^{3+} и $3Cl^-$, в то время как при реакции с NaOH алюминий образует гидроксид алюминия, который в воде нерастворим. Напомним, что адсорбция ионов каолинитом происходит почти полностью на ребре; следовательно, заряд частицы определяется зарядом на ребре.

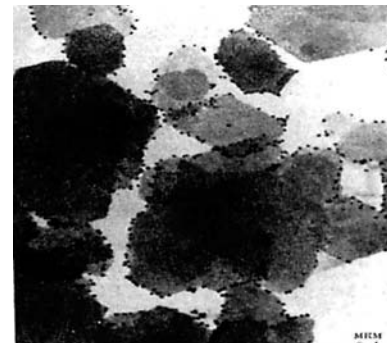


Рис. 18. Электронно-микроскопический снимок смеси каолинита и золя золота

В эксперименте, в котором в суспензию каолинита добавляли золь золота, было доказано существование положительно заряженных участков на ребрах каолинита. На электронно-микроскопическом снимке (рис. 18) видно, что частицы золота адсорбируются только на ребрах кристаллов глины.

АССОЦИАЦИЯ КОЛЛОИДНЫХ ЧАСТИЦ

Флокуляция и пептизация

Как отмечалось в начале этой главы, коллоидные частицы остаются во взвешенном состоянии неопределенно долгое время

благодаря своему чрезвычайно малому размеру. Конечные скорости осаждения частицы приобретают только в том случае, если происходит их агрегация. Будучи взвешены в чистой воде, они не могут агломерировать из-за взаимодействия между сильно диффундированными двойными электростатическими слоями. Однако если в суспензию добавить электролит, двойные электростатические слои сжимаются; при добавлении достаточного количества электролита коллоидные частицы могут настолько сблизиться, что под влиянием сил притяжения произойдет их слияние в более крупные агрегаты. Это явление известно под названием флокуляции, а наименьшая концентрация электролита, при которой она происходит, называется порогом флокуляции.

Порог флокуляции глин можно легко определить добавлением все больших количеств электролита к разбавленным суспензиям. Начало флокуляции суспензии отчетливо видно. Перед флокуляцией более крупные частицы могут выпадать в осадок, однако отстоявшийся слой жидкости всегда остается мутным. В момент начала флокуляции образуются густки частиц достаточно большие, чтобы их можно было видеть невооруженным глазом; в отстоявшемся слое жидкости эти густки отсутствуют. Частицы очень слабо ассоциированы в хлопьях, которые включают в себя большие количества воды (рис. 19), впоследствии они образуют осадки в больших объемах.

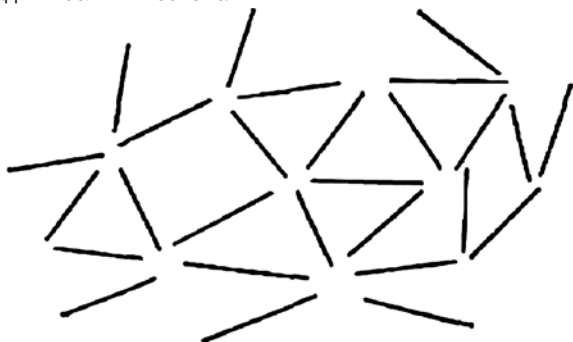


Рис. 19. Схематическое изображение флокулированных пластинок глины (при отрицательном потенциале на ребре)

Порог флокуляции зависит от типа глинистого минерала, присутствия на его поверхности обменных катионов и вида добавляемой соли. Чем выше валентность катионов (на глине или в соли), тем ниже порог флокуляции. Так, натриевый монтмориллонит флокулирует при концентрации хлорида натрия 15 мэв/л, а кальциевый монтмориллонит — при концентрации хлорида кальция 0,2 мэв/л. Ситуация становится более сложной, когда катион соли отличается от катиона глины, так как в этом случае происходит катионообмен, но порог флокуляции всегда намного ниже, когда в катионообмене участвуют поливалентные катионы.

Например, порог флокуляции натриевого монтмориллонита под действием хлорида кальция равен приблизительно 5 мэв/л, а кальциевого монтмориллонита под действием хлорида натрия — около 1,5 мэв/л.

По своей флокулирующей способности одновалентные соли несколько отличаются друг от друга. Такое различие можно представить в следующем виде: $Cs > Rb > NH_4 > K > Na > Li$. Это называется рядом Гоффмейстера, или лиотропным рядом.

Если концентрация глины в суспензии достаточно высока, флокуляция вызовет образование из отдельных хлопьев пространственной структуры (геля). Гели, обычно наблюдаемые в буровых растворах на водной основе, являются результатом флокуляции под действием растворимых солей, которые всегда присутствуют в концентрациях, достаточных, по крайней мере, для умеренной флокуляции.

Структурообразование протекает очень медленно, так как под влиянием броуновского движения молекул воды частицы ориентируются в положении с минимальной свободной поверхностной энергией (положение с минимальной свободной поверхностной энергией достигается, например, когда положительно заряженное ребро одной частицы располагается против отрицательно заряженной поверхности другой). Время, необходимое для приобретения гелем максимальной прочности, зависит от порога флокуляции, а также от концентраций глинистых частиц и соли в системе. При очень низких значениях этих концентраций может потребоваться несколько суток, чтобы гелеобразование стало заметным, в то время

как при высоких концентрациях соли образование геля может произойти почти мгновенно.

Флокуляцию можно предотвратить и даже перейти к пептизации добавлением натриевых солей некоторых сложных комплексов, особенно полифосфатов, таннатов и лигносульфонатов. Например, если в разбавленную суспензию натриевого монтмориллонита добавить приблизительно 0,5% гексаметафосфата натрия, порог флокуляции возрастет с 15 до 400 мэкв/л хлорида натрия. Аналогичная добавка полифосфата приведет к разжижению структурированного бурового раствора. Это действие известно под названием пептизации (или дефлокуляции), а подходящие добавки к буровым растворам называются пептизаторами, или понизителями вязкости.

Почти не вызывает никаких сомнений, что понизители вязкости адсорбируются на ребрах кристаллов. Концентрация пептизатора сравнима с концентрацией анионов, участвующих в ионном обмене. В процессе пептизации не наблюдается увеличения c -расстояния (адсорбция на базальных поверхностях сопровождается увеличением c -расстояния). В основе этого процесса, вероятно всего, лежит механизм хемосорбции, поскольку обо всех широко используемых понизителях вязкости известно, что они образуют нерастворимые соли или комплексы с такими металлами, как алюминий, магний и железо, атомы которых, очевидно, обнажены на ребрах кристаллов. Более того, Лумис получил экспериментальное подтверждение процесса хемосорбции. Они обрабатывали суспензии глин тетрафосфатом натрия, центрифугировали эти суспензии и анализировали отстоявшийся слой жидкости. Они обнаружили, что происходит адсорбция фосфата и что его количество, необходимое для того, чтобы вызвать максимальное снижение вязкости, зависит от массовой доли фосфатов в глине, а не от их концентрации в водной фазе, что свидетельствует о хемосорбции. Когда суспензии обрабатывали хлоридом натрия, он не адсорбировался, а его количество, необходимое для наиболее интенсивного структурообразования, зависело от концентрации этой соли в воде. Кроме того, они установили, что при обработке суспензии рядом сложных фосфатов (со все возрастающей молекулярной массой) или таннатом для максимального снижения вязкости необходима

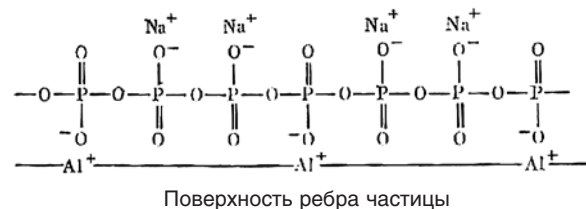


Рис. 20. Схематическое изображение молекулы полифосфата, адсорбированной на ребре кристалла за счет связи с обнаженными атомами алюминия

концентрация каждой добавки оказалась пропорциональной площади поверхности глины, на которой могли бы адсорбироваться молекулы этих солей. Ван Ольфен предположил, что молекулы сложных фосфатов ориентируются на поверхностях ребер кристаллов глины благодаря связям с открытыми положительно заряженными атомами алюминия, как показано на рисунке 20. В этом случае диссоциация ионов натрия приводит к образованию отрицательных зарядов на поверхностях ребер, что препятствует структурообразованию за счет связей между положительно заряженными ребрами и отрицательно заряженными базальными поверхностями. Создание отрицательных зарядов на ребрах подтверждается повышением катафоретической подвижности после обработки фосфатами.

Хотя есть основания полагать, что при небольших концентрациях пептизатора проявляется механизм хемосорбции, наблюдаемое снижение предельного статического напряжения сдвига при высоких концентрациях добавляемого реагента должно происходить под воздействием другого механизма. В этом случае снижение предельного статического напряжения сдвига и количества адсорбируемого пептизатора оказывается меньше. По-видимому, определяющим механизмом в этом случае является замена моновалентных анионов в двойном электрическом слое у ребра кристалла крупными многовалентными анионами пептизатора.

Возникли некоторые сомнения относительно действия феррохромлигносульфоната, так как было установлено, что происходит

катионообмен между Fe^{2+} и Cr^{3+} лигносульфоната и Na^+ и Ca^{2+} глины; этот обмен дает основание предположить, что лигносульфонаты адсорбируются на базальных поверхностях. Тем не менее в результате рентгеноструктурного анализа не было обнаружено значительных изменений c -расстояния. Объяснить это можно тем, что лигносульфонаты, по-видимому, реагируют с алюминием у ребер кристаллов, но при этом высвобождаются ионы хрома и железа, которые затем вступают в ионообменную реакцию с ионами натрия и кальция на базальных поверхностях.

Агрегация и диспергирование

Хотя в классической коллоидной химии все формы ассоциации частиц называются одним термином «флокуляция», в технологии промывки ствола скважины буровым раствором необходимо делать различие между двумя формами ассоциации, оказывающими совершенно разное воздействие на реологию суспензий. Термин «флокуляция» относится только к свободной ассоциации пластинок глины, в результате чего образуются хлопья или гели, как это описывалось в предыдущем подразделе. Термин «агрегация» используется в этой книге, чтобы охарактеризовать ассоциацию частиц в результате сжатия диффузных частей ДЭС и образования агрегатов из параллельных пластинок, отстоящих друг от друга максимум на 2 мм. Агрегация — это процесс, противоположный внезапному увеличению c -расстояния, которое наблюдал Норриш, когда слои чешуйки натриевого монтмориллонита преодолевали силы притяжения, действующие между ними, и расходились, образуя практически самостоятельные элементы. Таким образом, в то время как флокуляция вызывает повышение предельного статического напряжения сдвига, агрегация способствует его снижению, так как она уменьшает число элементов, доступных для образования структур, и площадь поверхности, на которой может происходить взаимодействие частиц.

Термин «диспергирование» обычно используется для обозначения разделения агрегатов в суспензии на отдельные частицы механическим путем. Гаррисон предложил распространить этот термин на разделение пакетов глинистых пластинок, которое обычно происходит в результате электрохимических

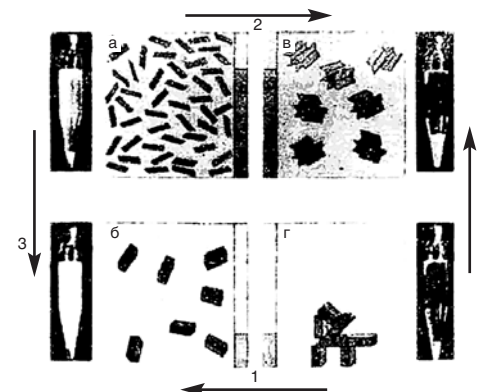


Рис. 21. Схемы механизмов флокуляции-пептизации и агрегации-диспергирования:

- а — 1-процентная суспензия натриевого бентонита в дистиллированной воде;
- б — 1-процентная суспензия кальциевого бентонита в дистиллированной воде;
- в — натриевый раствор NaCl;
- г — кальциевый бентонит и 0,01N раствора CaCl_2 ;
- 1 — пептизация, снижение предельного динамического напряжения сдвига;
- 2 — флокуляция, увеличение предельного динамического напряжения сдвига;
- 3 — агрегация, снижение пластической вязкости;
- 4 — диспергирование, увеличение пластической вязкости

воздействий, чтобы показать различия между процессами диспергирования–агрегации и пептизации–флокуляции. В технической литературе термин «диспергирование», к сожалению, все еще иногда используется для обозначения процесса пептизации.

На рисунке 21 схематически иллюстрируется различие между указанными процессами. На схемах а и б показаны 1-процентные суспензии кальциевого и натриевого бентонитов в дистиллированной воде. Кальциевый бентонит агрегирован, а натриевый диспергирован, но оба они пептизированы, на что указывает помутнение отстоявшегося слоя жидкости после центрифугирования суспензии. На схеме в показана суспензия натриевого бентонита после добавления 0,01N

раствора хлорида натрия, а на схеме $г$ — суспензия кальциевого бентонита после добавления 0,1N раствора хлорида кальция. Обе суспензии флокулированы, на что указывает прозрачный отстоявшийся слой жидкости, однако первая из них диспергирована, а вторая агрегирована.

Хотя при низких концентрациях хлорида натрия происходит только флокуляция, высокие его концентрации вызывают и агрегацию. Это было подтверждено экспериментами, в которых к 2,7%-ной суспензии натриевого бентонита добавляли всё большие количества хлорида натрия. О начале флокуляции можно судить по увеличению предельного статического напряжения сдвига при концентрации хлорида натрия 10 мэкв/л (рис. 22). Это значение хорошо коррелируется со значением порога флокуляции.

Предельное статическое напряжение сдвига повышается с увеличением концентрации хлорида натрия до значения 400 мэкв/л. Однако частицы медленно достигают равновесного

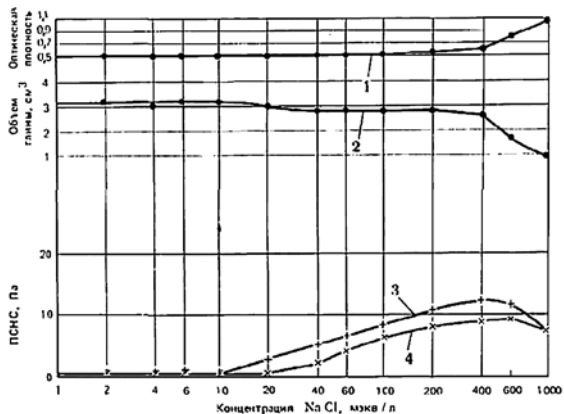


Рис. 22. Флокуляция и агрегация натриевого бентонита хлоридом натрия:

1 — оптическая плотность; 2 — объем глины.

Предельное статическое напряжение сдвига:

3 — через 10 мин; 4 — начальное

состояния, на что указывают различия между начальным предельным статическим напряжением сдвига и предельным статическим напряжением сдвига через 10 минут. Силы притяжения и отталкивания, очевидно, почти уравниваются друг друга. При концентрациях более 400 мэкв/л предельные статические напряжения сдвига снижаются, а при концентрации 1000 мэкв/л начальное предельное статическое напряжение сдвига становится равным его значению через 10 минут, что свидетельствует о преобладающем влиянии сил притяжения. На рисунке 22 приведены также кривые оптической плотности и объема глины, полученные на основании испытаний на агрегацию. Повышение оптической плотности свидетельствует об увеличении размера частиц, а уменьшение объема глины показывает сокращение объема осадка при центрифугировании.

Оба испытания продемонстрировали, что агрегация начинается при концентрации хлорида натрия примерно 400 мэкв/л. Это заключение согласуется с результатами рентгеноструктурного анализа натриевого бентонита, описанного ранее. При изучении механизма набухания глин было установлено, что критическое изменение c -расстояния происходило при концентрации

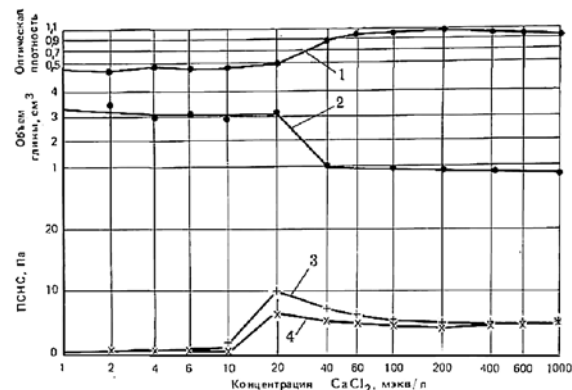


Рис. 23. Флокуляция и агрегация натриевого бентонита хлоридом кальция: 1–4 — см. рис. 22

хлорида натрия 300 мэкв/л. Кроме того, в исследованиях методом рассеяния рентгеновских лучей в 0,1N растворе хлорида натрия были выявлены независимые пластинки глинистых частиц, а в 1N растворах — агрегаты, состоящие из шести–восьми слоев.

Введение солей многовалентных металлов в суспензии натриевого бентонита показало, что сначала (при низких концентрациях) происходит флокуляция, а с повышением концентрации солей начинается агрегация (рис. 23 и 24). Следует отметить, что с повышением валентности катиона критические концентрации снижаются. Механизм ассоциации частиц усложняется реакциями ионообмена. Другие исследования показали, что предельное статическое напряжение сдвига максимально, когда

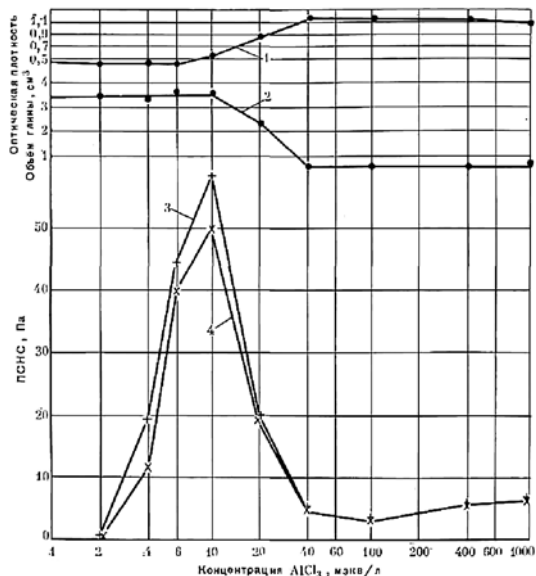


Рис. 24. Флокуляция и агрегация натриевого бентонита хлоридом алюминия:
1–4 — см. рис. 22

концентрация добавленных ионов кальция составляет 60% емкости обмена, и минимально при концентрации этих ионов 85%.

Многие глины, встречаемые в процессе бурения, преимущественно кальциевые и магниевые, поэтому они агрегируют. При обработке понизителем вязкости одновременно происходит пептизация под действием аниона и диспергирование за счет перехода глины в натриевую форму. Диспергирование нежелательно, так как оно повышает пластическую вязкость; его можно предотвратить путем добавления вместе с понизителем вязкости многовалентной соли или щелочи.

До сих пор рассматривали структурообразование в сравнительно разбавленных (3%-ных) суспензиях бентонита, в которых гели не обнаруживали, если только не добавляли достаточно для флокуляции количество соли. На самом деле, однако, структурообразование начинается при концентрациях соли ниже порога флокуляции, если содержание глинистых частиц достаточно высокое.

Причина этого заключается в том, что при высоком содержании глинистых частиц их пластинки располагаются настолько близко друг к другу, что диффузные части их ДЭС начинают вза-

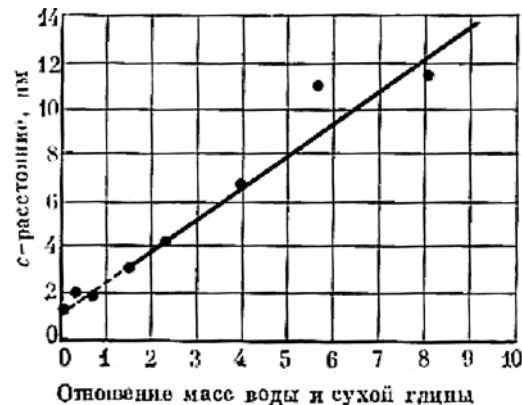


Рис. 25. Разбухание решетки натриевого вайомингского бентонита при различном содержании в суспензии воды

имеют взаимодействие между собой и вынуждены ориентироваться в направлении, соответствующем минимальной свободной поверхностной энергии. Именно поэтому кривые рассеяния рентгеновских лучей не показывают никакой предпочтительной ориентации коллоидных частиц в 2%-ных суспензиях натриевого монтмориллонита, однако в 10%-ных суспензиях четко прослеживается параллельная ориентация частиц. Как видно из рисунка 25, межслоевое расстояние возрастает с увеличением содержания воды.

МЕХАНИЗМ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ

Различные представления о видах связей и ориентации глинистых пластинок, предопределяющих образование гелей, можно суммировать следующим образом.

Поперечные связи между параллельными пластинками, благодаря взаимодействию положительно заряженных ребер с отрицательно заряженными базальными поверхностями с образованием структуры «карточного домика».

Ассоциация «ребро к ребру» с образованием пересекающихся лент. В кратком изложении в основе этой теории лежит представление, что из-за сравнительно высоких отталкивающих потенциалов между базальными поверхностями предпочтительна ориентация пластинок параллельно друг другу с ассоциацией «ребро к ребру».

Параллельная ассоциация пластинок, удерживаемых вместе квазикристаллизационной водой, находящейся между ними.

Вполне вероятно, что действуют все перечисленные механизмы и их относительное влияние зависит от таких факторов, как концентрация глинистых частиц, а также величина и знак потенциалов ДЭС на ребрах и базальных поверхностях пластинок.

При рассмотрении геля следует иметь в виду, что в системе с высоким содержанием глинистых пластинок шириной до 1 мкм, отстоящих друг от друга примерно на 30 нм, ориентация частиц пространственно ограничена. Более того, эти пластинки не представляют собой жесткие маленькие прямоугольнички, которые рисуют на схемах; скорее, это гибкие пленки различных форм и размеров (см. рис. 7). Можно предположить, что в

концентрированной суспензии имеются локальные группы пластинок, ориентированных почти параллельно под влиянием отталкивающих сил на базальных поверхностях, а не имеющих одинаковую ориентацию всех пластинок в суспензии. Соседние пластинки могут изгибаться в соответствии с относительными положениями и относительной величиной потенциалов на их базальных поверхностях и ребрах. Так, когда заряд на ребрах положительный, пластинки будут прогибаться в направлении отрицательно заряженной базальной поверхности, как показано на рисунке 26.

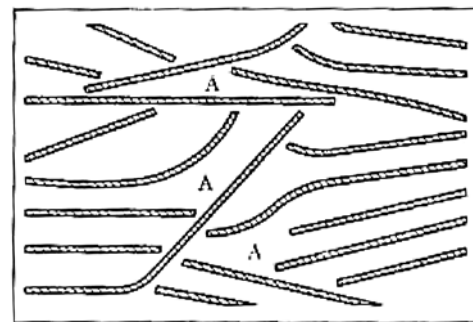


Рис. 26. Схематическое изображение связей между ребрами и базальными поверхностями глинистых пластинок

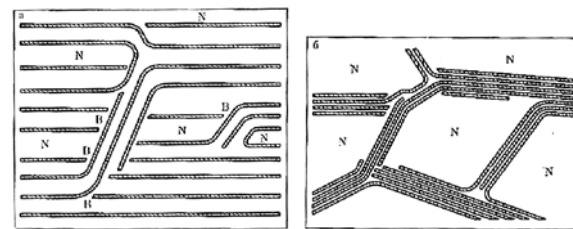


Рис. 27. Схематическое изображение глинистого геля до заморозки (а) и после заморозки (б):
N — центр кристаллизации;
В — связь ребро–базальная поверхность

Если заряд на ребрах отрицательный, более сильный отталкивающий потенциал на базальной поверхности заставит пластинки ориентироваться параллельно, когда этому не мешает механическое взаимодействие. Добавление пептизатора превращает заряд на ребрах из положительного в отрицательный и способствует повышению сил отталкивания между ребрами.

Следует также ожидать, что слои кристаллизационной воды на базальных поверхностях благоприятствуют параллельной ориентации глинистых пластинок; остается только ответить на вопрос, на каком расстоянии от поверхности действие водной структуры эффективно.

Время от времени предпринимались попытки составить представление о геле путем мгновенного замораживания структурированной системы с ее последующей сушкой под вакуумом. В результате остается как бы скелет, отражающий строение исходного геля. Справедливость такого предположения сомнительна, так как рентгеноструктурный анализ мгновенно замороженного геля показал, что в момент замораживания расстояние между пластинками сокращается, образуя большие поры, как видно на рисунке 27.

ОРГАНИЧЕСКИЕ КОЛЛОИДЫ

Когда необходимые свойства бурового раствора невозможно обеспечить с помощью коллоидных глин, в него добавляют органические коллоиды. Например, для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов на минерализованной воде в них добавляют крахмал, который сохраняет устойчивость при концентрациях хлорида натрия вплоть до насыщения, в то время как глины флокулируют. Крахмал в холодной воде не растворяется. Он образует гель и разбухает при температурах выше 70 °С или при гидролизации с применением каустической соды. Для нефтедобывающей промышленности поставляется заранее гидролизованный крахмал.

Для придания раствору необходимых реологических свойств, а также для других целей, рассматриваемых ниже, используются другие органические коллоиды. Они в основном представляют собой полимеры с длинными цепями, т.е.

состоят из образующих длинную цепь элементарных ячеек, подобных показанной на рисунке 28 ячейке целлюлозы. Такие цепи могут иметь длину несколько сот нанометров, поэтому по длине они сравнимы с шириной небольших глинистых пластинок. Такие полимеры, как карбоксиметилцеллюлоза

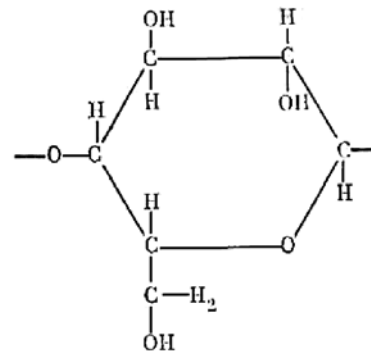


Рис. 28. Элементарная ячейка целлюлозы

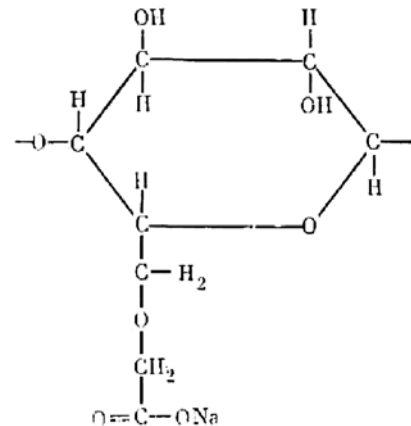


Рис. 29. Элементарная ячейка натриевой карбоксиметилцеллюлозы

(КМЦ) (рис. 29) и сополимер акриламида и акрилата (рис. 30), называют полиэлектролитами, поскольку в некоторых или во всех ячейках функциональные группы (например, карбоксильные радикалы) замещены и гидролизованы каустической содой. В результате диссоциации иона натрия в цепи появляются участки с отрицательными зарядами. Взаимное отталкивание зарядов заставляет беспорядочно свернутые цепи вытягиваться в прямую линию. Диссоциацию подавляют растворимыми солями, в частности многовалентными, благодаря чему цепи вновь свертываются. Поскольку заряды отрицательны, эти полиэлектролиты относятся к классу анионных. Они могут адсорбироваться только на положительно заряженных участках ребер глинистых частиц.

Изменениями длины цепи, числа карбоксильных групп и степени гидролиза можно синтезировать полимеры, подходящие для различных целей. Полимеры с длинными цепями и большим числом заряженных участков обеспечивают высокие вязкости (явление известно под названием электровязкостного эффекта). Большое число заряженных участков, кроме того, предотвращает флокуляцию системы под действием растворимых солей.

КМЦ используют для повышения вязкости и регулирования фильтрации. Выпускают три сорта КМЦ для значительного диапазона вязкостей. Производится также полианионный вариант

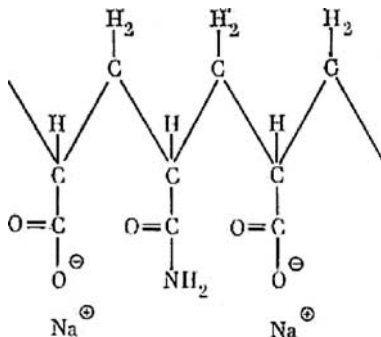


Рис. 30. Сополимер акриламида и акрилата натрия

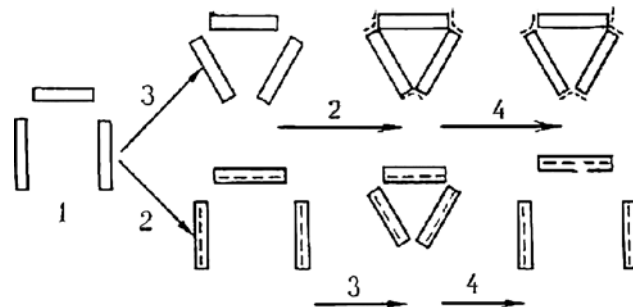


Рис. 31. Влияние порядка добавления соли и полимера: 1 — пептизированная система; 2 — ввод полимера; 3 — ввод соли; 4 — разбавление суспензии

этого реагента для использования в буровых растворах на минерализованной воде.

Гидролизированный на 70% сополимер полиакриламида и акрилата используется для регулирования фильтрации, гидролизированный на 30% — для повышения устойчивости ствола скважины, а гидролизированный на 10% — для осветления воды, используемой в качестве бурового раствора.

Механизм осветления воды весьма интересен. Сополимер не сам вызывает флокуляцию. В воде должно присутствовать достаточное количество соли, чтобы флокуляция началась, а затем полимерные цепи связывают флокулированные частицы вместе. Справедливость этого положения можно доказать путем наблюдения последствий изменения порядка, в котором

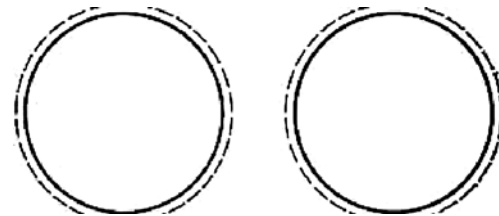


Рис. 32. Глинистые пластинки отталкиваются, когда ребра насыщены полиэлектролитом

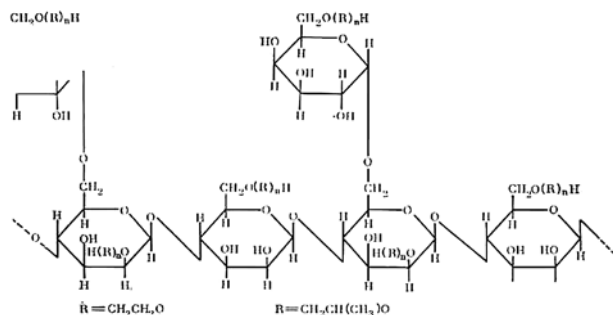


Рис. 33. Молекула гидроалкилированной гуаровой смолы

в пресноводную суспензию глины вводят соли и полимер (рис. 31). Если первым в систему вводят сополимер, цепи адсорбируются на ребрах отдельных пластинок и не могут связывать пластинки между собой при последующем добавлении соли. Поэтому пластинки разделяются, когда концентрацию соли путем разбавления снижают ниже порога флокуляции. Тем не менее, если сначала вводят соль, цепи могут образовывать связи между пластинками и удерживать их в виде хлопьев при разбавлении суспензии.

Для того чтобы полиэлектролиты могли действовать в качестве флокулянтов, их необходимо вводить в очень небольших количествах, от 0,001 до 0,01%. При высоких концентрациях они действуют как защитные коллоиды и повышают порог флокуляции системы. Предполагают, что при концентрациях, превышающих 0,01%, ребра глинистых пластинок насыщаются цепями полиэлектролита и в результате этого приобретают сильный отталкивающий заряд (рис. 32).

Неионогенные полимеры с длинными цепями, такие как гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ) и различные природные смолы, смотри на рисунке 33.

Раздел 5

Определение параметров бурового раствора

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Плотность бурового раствора ρ , кг/м³ — есть отношение массы бурового раствора к его объему. Для измерения плотности могут быть использованы: ареометр, пикнометр, рычажные весы.

Определение плотности раствора ареометром АБР-1

Ареометр АБР-1 состоит из следующих основных частей: съемного груза, мерного стакана, поплавок со стержнем. К поплавку крепится мерный стакан с помощью штифтов. На стержне имеются две шкалы: основная, по которой измеряют плотность раствора, и поправочная, по которой определяют поправку по воде. Прибор включает в себя ведро для воды. Крышка ведерка служит пробоотборником для раствора.

Порядок работы:

— при измерении плотности бурового раствора используют как пресную, так и минерализованную воду;

— при использовании пресной воды плотностью 1 г/см³ чистый мерный стакан с объемом пробы (78,5±1) см³ заполняют буровым раствором и соединяют с поплавком поворотом последнего до упора;

— стакан снаружи тщательно обмывают водой, погружают его в ведро с водой и делают отсчет плотности по основной шкале (по делению, до которого ареометр опустился в воду);

— при использовании минерализованной воды делают поправку (по поправочной шкале) на ее плотность, для чего заполняют мерный стакан водой и соединяют его с поплавком. Погружают прибор в ведро с водой, деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузился в воду, покажет алгебраическую величину поправки (или «+», или «-»);

— плотность бурового раствора в случае применения минерализованной воды вычисляют по формуле:

$$\rho = \rho_{\text{осн}} + \Delta\rho, \quad (1)$$

где: ρ — плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{\text{осн}}$ — отсчет плотности по основной шкале, г/см³;

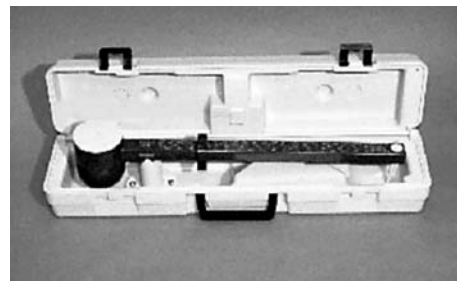
$\Delta\rho$ — поправка (отсчет плотности по поправочной шкале), г/см³.

Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры испытуемого раствора на каждые 10 °С, начиная с (20±2) °С, — не более 0,002 г/см³, при влиянии климатических факторов внешней среды на изменение температуры испытуемого раствора на каждые 10 °С, начиная с (20±2) °С, — не более 0,01 г/см³.

Калибруют ареометр чистой пресной (дистиллированной) водой при температуре (20±5) °С. При этом показание прибора должно быть равно 1 г/см³.

Определение плотности раствора рычажными весами

Весы состоят из основания и градуированного рычага с чашкой, крышки, опорной призмы, рейтера, встроенного спиртового уровня и противовеса. Чашка постоянного объема закреплена на одном конце градуированного рычага, а противовес — на противоположном конце.



Порядок работы:

— заполняют чашку испытываемой пробой доверху (для удаления пузырьков воздуха постукивают пальцем по чашке);

— устанавливают крышку (излишек раствора должен выйти наружу через отверстие);

— очищают внешнюю поверхность весов от раствора;

— устанавливают весы на основание;

— перемещают рейтер до равновесного состояния, которое определяют по уровню;

— считывают показания величины плотности раствора со шкалы по краю рейтера;

— после каждого использования прибор моют и сушат.

Калибровку прибора производят замером плотности пресной воды:

— заполняют чашу пресной водой и устанавливают рейтер на линии воды — 8,3 фунт/галлон (удельный вес — 1,0 г/см³);

— добавляют или удаляют свинцовую дробь из лунки для дроби, пока прибор не придет в равновесие.

При определении реальной плотности азрированного раствора в полевых условиях может быть использован следующий метод:

— веса заполняют водой,

— устанавливают крышку (излишек воды должен выйти наружу через отверстие);

— сливают воду из весов в сосуд;

— повторяют ту же операцию с раствором;

— тщательно смешивают раствор с водой для уменьшения вязкости и выхода пузырьков воздуха;

— измеряют полученную плотность, умножают на два и вычитают единицу (плотность воды), получают приближенную к реальной плотность раствора.

Определение плотности раствора пикнометром

Пикнометр представляет собой металлический сосуд известного объема.

Порядок работы:

— взвешивают сухой чистый пикнометр;

— заполняют пикнометр исследуемой пробой бурового раствора до верхнего края, очищают стенки от раствора и взвешивают;

— плотность бурового раствора вычисляют по формуле:

$$\rho = \frac{P_2 - P_1}{V}, \quad (2)$$

где ρ — плотность бурового раствора, г/см³;

P_2 — вес пикнометра, заполненного буровым раствором, г;

P_1 — вес пустого пикнометра, г;

V — вместимость пикнометра, см³.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОЙ ВЯЗКОСТИ

Условная вязкость (УВ, с) — величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки определенного объема бурового раствора. Условная вязкость косвенно характеризует гидравлическое сопротивление течению, т.е. подвижность бурового раствора.

Для измерения условной вязкости могут быть использованы: вискозиметр ВБР-1, воронка Марша.

Определение условной вязкости вискозиметром ВБР-1

Вискозиметр ВБР-1 состоит из мерной кружки (емкостью 500 см³) и воронки с сеткой (вместимостью 700 см³), герметично соединенной с трубкой диаметром проходного сечения 0,5 см и длиной 10 см.

Порядок работы:

— промывают воронку вискозиметра водой;

— закрывают отверстие трубки снаружи и наливают в воронку через сетку предварительно перемешанный испытуемый раствор в количестве 700 см³;

— подставив мерную кружку под трубку вискозиметра, открывают отверстие трубки, одновременно включая секундомер;

— в момент заполнения кружки раствором до краев останавливают секундомер;

— значение условной вязкости вычисляют как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд;

— после каждого использования вискозиметр промывают водой.

Проверку водного числа вискозиметра производят по времени истечения чистой пресной (или дистиллированной) воды объемом 500 см³ при температуре (20±5) °С. Время истечения должно быть равным (15±0,5) с. Если значение будет больше 15,5 с, то трубку вискозиметра прочищают, если меньше 14,5 — вискозиметр заменяют.

При определении условной вязкости в лабораторных условиях в воронку наливают 200 см³ раствора и фиксируют время истечения 100 см³. Полученное значение $T = 200/100$ умножают на 4.

Определение условной вязкости с помощью воронки Марша

Воронка Марша представляет собой конус диаметром 15 см и высотой 30,5 см, с латунной трубкой на конце длиной 5,08 см и диаметром 0,48 см. Емкость воронки — 1500 см³. Половина верхней части воронки оснащена сеткой с размером отверстий 10 меш для очистки бурового раствора от посторонних включений и выбуренного шлама.



Порядок работы:

- держа воронку в вертикальном положении, закрывают пальцем отверстие снаружи;
- наливают через сетку в воронку перемешанную пробу раствора до уровня сетки;
- убирают палец от отверстия и измеряют время истечения 950 см³;
- значение условной вязкости рассчитывают как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд.

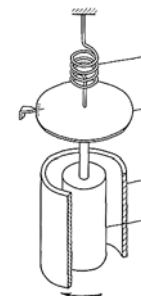
После каждого использования вискозиметр промывают водой.

Калибровку воронки Марша осуществляют по времени истечения чистой пресной воды ($26 \pm 0,5$) с при 21 °С.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА, ПЛАСТИЧЕСКОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ ВЯЗКОСТИ

Вискозиметры с прямым отсчетом представляют собой разную видность вискозиметра с коаксиальными цилиндрами, который

позволяет наблюдать за изменениями напряжения сдвига при различных скоростях сдвига. Основные элементы прибора показаны на рисунке. Боб подвешен на пружине концентрично наружному цилиндру. Весь этот узел погружается до заданной отметки в чашку с буровым раствором, наружный цилиндр приводится во вращательное движение с постоянной частотой. Сопротивление вязкой жидкости заставляет боб вращаться, пока вращательный момент пружины не уравновесит этого сопротивления. Угол закручивания боба отсчитывается по калиброванной шкале в верхней части прибора и является мерой напряжения сдвига бурового раствора у поверхности боба.



В продаже имеются вискозиметры различных модификаций с прямым отсчетом. Вискозиметр сконструирован таким образом, чтобы упростить расчеты реологических параметров. Скорости сдвига, преобладающие в вискозиметре с двумя частотами вращения и с прямым отсчетом, несколько выше, чем те, которые обычно проявляются в кольцевом пространстве скважины. Для многих буровых растворов пластическая вязкость и константа К при малых скоростях сдвига выше расчетных; предельное динамическое напряжение сдвига меньше прогнозируемого по показаниям при 600 и 300 об/мин; а n ниже расчетного. Поэтому, когда параметры течения определяют с целью расчета расходов и давлений в кольцевом пространстве, рекомендуется использовать

вискозиметр с большим набором частот вращения, например вискозиметр Фэнна модели 35А. Эта модель имеет шесть частот вращения: 600, 300, 200, 100, 6 и 3 мин⁻¹. Разработанная Уокером и Корри модификация этого вискозиметра позволяет вести измерения при более равномерно изменяющихся скоростях сдвига бурового раствора в кольцевом пространстве.

Динамическое напряжение сдвига τ_0 (дПа) — величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению.

Пластическая (структурная) вязкость $\eta_{пл}$ (Па·с) — условная величина, показывающая долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора.

Эффективная (кажущаяся) вязкость $\eta_{эф}$ (Па·с) — величина, косвенно характеризующая вязкостное сопротивление бурового раствора при определенной скорости сдвига.

Определение $\eta_{пл}$, τ_0 , $\eta_{эф}$ на ротационном вискозиметре ВСН-3

Упрощенный порядок работы:

— перемешивают буровой раствор при частоте вращения наружного цилиндра 600 об/мин;

— используют лишь две частоты вращения цилиндра: 600 и 300, или 400 и 200 об/мин для получения значений $\varphi_{1,2}$ и $\eta_{1,2}$.

Расчет пластической вязкости и динамического напряжения сдвига производят по следующим формулам:

при использовании частоты вращения 600 и 300 об/мин:

$$\eta_{пл} = \varphi_2 - \varphi_1, \quad (3)$$

$$\tau_0 = 3(\varphi_1 - \eta_{пл}); \quad (4)$$

при использовании частоты вращения 400 и 200 об/мин:

$$\eta_{пл} = 1,5(\varphi_2 - \varphi_1), \quad (5)$$

$$\tau_0 = 3\varphi_1 - 2\eta_{пл}. \quad (6)$$

Эффективная вязкость $\eta_{эф}$, мПа·с, вычисляют по формуле:

$$\eta_{эф} = \frac{A \times \varphi_1}{600}, \quad (7)$$

где А — константа вискозиметра ВСН-3 (в паспорте к прибору);

φ_1 — показание шкалы вискозиметра ВСН-3.

Определение $\eta_{пл}$, τ_0 , $\eta_{эф}$ на 8- и 12-скоростном вискозиметре FANN

Порядок работы:

— помещают свежеперемешанную пробу бурового раствора в подходящий сосуд;

— опускают корпус ротора в раствор до нанесенной отметки, регулируя глубину погружения платформой, и затягивают стопорный винт, чтобы зафиксировать это положение;

— подключают вискозиметр к электросети;

— устанавливают переключатель скорости в положение «STIR» (перемешивание) на несколько секунд;

— устанавливают переключатель скорости в положение 600 об/мин;

— через несколько секунд, когда показатели на шкале достигнут постоянного значения, совмещают на одном уровне шкалу с риской и записывают как показания при 600 об/мин;

— устанавливают переключатель скорости в положение 300 об/мин и фиксируют показание прибора.

После каждой операции моют корпус ротора и боб.

Пластическую вязкость $\eta_{пл}$, сПз, вычисляют по формуле:

$$\eta_{пл} = \varphi_{600} - \varphi_{300}, \quad (8)$$

где φ_{600} — показания прибора при 600 об/мин;

φ_{300} — показания прибора при 300 об/мин.

Динамическое напряжение τ , дПа, сдвига вычисляют по формуле:

$$\tau = (\varphi_{300} - \eta_{пл}) - 4,8, \quad (9)$$

где φ_{300} — показания прибора при 300 об/мин;

$\eta_{пл}$ — пластическая вязкость;

4,8 — коэффициент пересчета фунт/100 футов² в дПа.

Кажущуюся вязкость η_k , сПз, (или эффективную вязкость при 600 об/мин) вычисляют по формуле:

$$\eta_k = \varphi_{600} / 2, \quad (10)$$

Если показания прибора требуется снимать при всех значениях скорости вращения ротора, замеры всегда начинают от больших значений скорости вращения к меньшим.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА (СНС)

Для измерения СНС могут быть использованы приборы: СНС-2; ВСН-3; вискозиметр FANN.

Определение статического напряжения сдвига на приборе СНС-2

Принцип работы прибора основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между соосными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвешенного цилиндра вокруг своей оси.

В зависимости от вязкостного состояния исследуемой пробы используются разные нити, номер которых определяет коэффициент прибора. Для нитей № 1 и 4 коэффициент прибора — 0,043, для нитей № 2 и 5 — 0,12, для нитей № 3 и 6 — 0,3.

Порядок работы:

- устанавливают на вращающемся столике внешний цилиндр;
- помещают подвесной цилиндр с установленной на нем шкалой во внешний цилиндр и подвешивают нить на пробку;
- тщательно перемешивают пробу бурового раствора и заливают во внешний цилиндр (подвесной цилиндр при этом должен быть погружен в раствор точно до верхнего края);
- устанавливают «0» шкалы против риски указателя и оставляют в покое на одну минуту;
- через одну минуту включают электродвигатель и производят отсчет угла закручивания нити после остановки подвешенного цилиндра;
- устанавливают шкалу в нулевое положение и оставляют раствор в покое на 10 минут;
- затем снова включают прибор и измеряют максимальный угол закручивания нити.

Статическое напряжение вычисляют по формуле:

$$\theta_{1,10} = A \times \varphi_{1,10}, \quad (11)$$

где $\theta_{1,10}$ — статическое напряжение сдвига через 1 и 10 минут, Па;

A — коэффициент погрешности (дается в паспорте прибора);

$\varphi_{1,10}$ — угол закручивания нити, замеренный после 1 и 10 минут покоя, град.

Определение СНС на ротационном вискозиметре ВСН-3

Принцип работы ротационного вискозиметра ВСН-3 аналогичен принципу работы СНС-2.

Порядок работы:

- перед измерением чистый сухой стакан заполняют буровым раствором и ставят на столик;
- включают тумблер «сеть» и перемешивают исследуемый раствор при частоте вращения 600 об/мин в течение 1 минуты;
- выключают тумблер «сеть» и устанавливают ручку переключателя оборотов в положение 0,2 (об/мин);
- раствор оставляют в покое на 1 минуту;
- через одну минуту включают тумблер и фиксируют максимальное значение угла закручивания нити перед разрушением структуры.

Аналогично определяют значение угла закручивания нити после 10 минут покоя.

Статическое напряжение вычисляют по формуле:

$$\theta_{1,10} = k \times \varphi_{1,10}, \quad (12)$$

где $\theta_{1,10}$ — статическое напряжение сдвига через 1 и 10 минут, Па;

k — константа равная величине СНС, соответствующего углу закручивания пружины на 10 (дается в паспорте на прибор);

$\varphi_{1,10}$ — угол закручивания нити, замеренный после 1 и 10 минут покоя, град.

Определение СНС на вискозиметре FANN

Измерение вязкости буровых растворов основывается на применении коаксиального цилиндрического вискозиметра с прямым отсчетом. Узел, состоящий из цилиндра и боба, погружается в образец бурового раствора, и цилиндр приводится во вращение с помощью электродвигателя. При вращении в среде бурового раствора крутящий момент, возникающий из-за вязкостного сопротивления жидкости, передается на боб. Крутящий момент уравновешивается спиральной пружиной, к которой подвешен боб. Угол закручивания боба зависит от

вязкости жидкости и отсчитывается по калиброванной шкале в верхней части прибора.

8-скоростной вискозиметр имеет скорости: 600, 300, 200, 100, 60, 30, 6 и 3 об/мин, а также скорость для перемешивания раствора;

12-скоростной вискозиметр имеет скорости: 600; 300; 200; 180; 100; 90; 60; 30; 6; 3; 1,8 и 0,9 об/мин.

Вискозиметр FANN позволяет определить статическое напряжение сдвига, пластическую и эффективную вязкость, динамическое напряжение сдвига.

Порядок работы:

— устанавливают переключатель скорости в положение «STIR» и перемешивают буровой раствор несколько секунд;

— переводят переключатель скорости в положение «GEL» и отключают электропитание;

— через 10 секунд включают вискозиметр и фиксируют максимальное отклонение стрелки перед разрушением геля как значение СНС через 10 секунд;

— ставят переключатель скорости в положение «STIR» и перемешивают буровой раствор несколько секунд;

— затем переводят переключатель скорости в положение «GEL» и отключают электропитание;

— через 10 минут включают вискозиметр и фиксируют максимальное отклонение стрелки перед разрушением геля как значение СНС через 10 минут.

Необходимо регистрировать температуру, при которой производится измерение реологических свойств бурового раствора.

Если при измерении СНС нулевое значение шкалы во время покоя не восстанавливается, нельзя возвращать ее в положение «0» принудительно. В этом случае отсчет максимального отклонения производят от значения напротив риски.

СНС через 10 секунд определяют умножением максимального показания прибора через 10 секунд покоя при скорости 3 об/мин на 4,8.

СНС через 10 минут определяют умножением максимального показания прибора через 10 минут покоя при скорости 3 об/мин на 4,8.

Коэффициент 4,8 является переводным коэффициентом из фунт/100 футов² в дПа.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Показатель фильтрации Φ , см³, — величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за определенное время при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади. Показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.

Наиболее распространенным является метод определения фильтрации раствора в вертикальном направлении, но возможно определение горизонтальной фильтрации.

Для измерения показателя фильтрации при нормальной температуре могут быть использованы: прибор ВМ-6, фильтр-пресс.

Для измерения показателя фильтрации в горизонтальном направлении используется пресс фильтровальный низкого давления.

Определение показателя фильтрации на приборе ВМ-6

Порядок работы:

— смачивают кружок фильтровальной бумаги диаметром 75 мм водой, кладут его на дно поддона, сверху кладут резиновую прокладку и накручивают стакан;

— отверстие в поддоне закрывают пробкой;

— заливают исследуемый буровой раствор в стакан объемом 120 см³, не доливая до края на 3–4 мм;

— навинчивают напорный цилиндр с закрытым игольчатым клапаном на стакан, сверху наливают машинное масло;

— вставляют плунжер в цилиндр (для создания давления 0,1 МПа) и, приоткрыв спускную иглу, легким вращением приводят нулевое деление на шкале к отсчетной риске на втулке цилиндра;

— закрывают спускной игольчатый клапан, открывают отверстие в поддоне, вынув пробку и одновременно включив секундомер. При открытии отверстия может произойти резкое

опускание плунжера на определенную величину («скачок»). Значение «скачка» необходимо вычитать из полученного по шкале значения показателя фильтрации;

— через 30 минут делают отсчет по шкале (глаз должен находиться на уровне отсчетной риски), открывают спускную иглу, выпускают масло и опустившийся плунжер вынимают из цилиндра;

— игольчатый клапан закрывают, цилиндр отворачивают, масло сливают;

— раствор выливают, отвинчивают стакан и достают фильтрационную корку.

Измеряют толщину фильтрационной корки.

Определение показателя фильтрации на фильтре-прессе API

Фильтрационные характеристики бурового раствора и способность формировать стенки скважины определяют с помощью фильтра-пресса.

Порядок работы:

— камеру берут вверх дном (широким открытым концом вверх) и заполняют ее свежеперемешанным буровым раствором, не доходя до верхнего края 1/4 дюйма (0,6 см);

— затем накрывают сухим бумажным фильтром (если используется импортная бумага ватман № 50 — один кружок, отечественная бумага — два кружка) и закрывают крышкой;

— переворачивают собранный прибор вертикально и укрепляют в держателе;

— помещают чистый сухой градуированный цилиндр под выходное отверстие и открывают впускной клапан;

— создают в фильтрационной камере давление 100 фунтов/дюйм² (0,7 МПа) и фильтруют в течение 30 минут;

— через 30 минут сбрасывают давление, закрывают впускной клапан и измеряют объем собранного фильтрата в см³. По стандарту АНИ, при использовании мини-фильтра-пресса объем собранного фильтрата умножается на 2.

Измеряют толщину фильтрационной корки.



При замере показателя фильтрации на мини-фильтре-прессе для перевода к Российскому стандарту (для прибора ВМ-6) значение фильтрации умножается на 0,8.

При замере на фильтре-прессе полной площади значение фильтрации делится на 2 и умножается на 0,8 (или умножается на 0,4).

Определение фильтрации при повышенных температурах и давлениях

Для измерения используют специально сконструированный высокотемпературный фильтр-пресс высокого давления фирмы «BAROID». Фильтр-пресс состоит из термостатированной печи с диапазоном температур 190–570 °F (88–299 °C), ячейки объемом 500 см³ и блока давления с максимальным рабочим давлением 1600 psi (11,33 МПа).

Порядок работы:

— до проведения испытаний подключают нагревательную печь к источнику переменного тока напряжением 220 В;

— помещают металлический термометр в гнездо и доводят температуру до необходимого значения;

— при достижении температуры, заданной с помощью регулятора термостата, загорается сигнальная лампочка;

— камеру (ячейку) собирают с нижней части. Для этого необходимо установить резиновое уплотнительное кольцо в корпус ячейки, затем бумажный фильтр, вновь уплотнительное кольцо и закрыть крышкой;

— затягивают фиксирующие винты в корпусе камеры, заворачивают нижний (выпускной) клапан до упора;

— заполняют камеру предварительно нагретой свежеперемешанной пробой бурового раствора ($\approx 105 \text{ см}^3$) до уровня не менее 2,54 см от крышки, с учетом возможного расширения бурового раствора при нагревании;

— порядок сборки верхней части камеры аналогичен сборке нижней части;

— опускают ячейку в нагревательную печь и помещают ее на установочный штифт на дне печи. Верхний и нижний клапаны должны быть закрыты;

— ячейку разогревают в течение 30 минут;

— устанавливают блок давления на выпускной клапан и фиксируют его стопорным штифтом;

— отворачивают от блока давления обойму для баллончика и вставляют в нее баллончик с CO_2 ;

— наворачивают обойму обратно на блок и затягивают ее до прокола баллончика;

— отворачивают винт регулятора с Т-образной рукояткой и устанавливают необходимое давление. Для определения фильтрации при температурах до $190 \text{ }^\circ\text{F}$ ($88 \text{ }^\circ\text{C}$) на манометре устанавливают давление 500 psi (3,54 МПа);

— помещают цилиндр под выпускной клапан и отворачивают его приблизительно на половину оборота для начала фильтрации. Фильтрат отбирают в течение 30 минут, поддерживая заданные значения температуры и давления с максимальной возможной точностью;

— после окончания испытания закрывают оба клапана — выпускной и выпускной;

— освобождают винт регулятора с Т-образной рукояткой, затем сбрасывают давление из коллектора с помощью спускового крана;

— вынимают фиксирующий штифт и снимают блок давления;

— вынимают камеру из печи и дают остыть либо охлаждают ее в воде;

— медленно ослабляют верхний клапан и сбрасывают давление в камере;



— освобождают винты, фиксирующие крышку, и снимают ее покачивающими движениями. После освобождения ячейки от раствора снимают нижнюю крышку.

Для получения точного значения объема фильтрата по стандарту АНИ требуется удвоение собранного за 30 минут объема фильтрата.

После использования прибор тщательно моют и сушат.

Определение фильтрации в горизонтальном направлении

Камера для фильтрации неоседающего осадка предназначена для определения фильтрации в горизонтальном направлении, что позволяет получать более обоснованные данные фильтрации и проницаемости горки в скважинных условиях.

Порядок работы:

— собирают камеру в следующем порядке: основная крышка с сеткой, один лист фильтровальной бумаги, резиновое кольцо и корпус камеры. Вставляют основную крышку в углубления камеры и поворачивают ее для затяжки;

— собранную камеру устанавливают в держатели;

— отвинчивают крышку верхнего резервуара, осторожно вливают в резервуар свежеперемешанный образец жидкости до уровня 0,5 дюйма (13 мм) от верха и завершают сборку;

— удостоверяются, что быстро соединяемое соединение на регуляторе имеет уплотнительное кольцо, которое должно быть неповрежденным и правильно посаженным. Аккуратно сдвигают камеру и быстро соединяемый регулятор и закрепляют установочное кольцо. Помещают чистый сухой градуированный цилиндр под трубку выхода фильтрата;

— закрывают перепускной клапан и устанавливают давление 100 psi;

— по окончании 30 минут перекрывают поток воздуха через регулятор давления и открывают перепускной клапан. Замеряют объем собранного фильтрата;

— прибор разбирают, камеру освобождают от раствора.

После использования прибор тщательно моют и сушат.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОРОДНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ (РН)

Определение (рН) колориметрическим способом

Сущность работы с индикаторной бумагой заключается в сравнении цвета индикаторной бумаги, смоченной раствором, с эталоном и определении рН.



Порядок работы:

— берут полоску индикаторной бумаги и осторожно кладут ее на поверхность бурового раствора;

— после того как бумажная полоска впитает фильтрат и изменит свой цвет, сравнивают его с цветовой шкалой, изображенной на боковой стороне того определителя, из которого взята полоска, и определяют соответствующее значение рН.

Можно использовать для определения фильтрат бурового раствора. Однако следует учитывать, что рН бурового раствора может отличаться от рН фильтрата.

Электрометрический метод определения водородного показателя

Водородный показатель можно определять при помощи прибора рН-метра. Работа рН-метра основана на преобразовании электродвижущей силы (э.д.с.) электронной системы в постоянный ток, пропорциональный измеряемой величине.

Порядок работы:

— рН-метр является чувствительным прибором, поэтому требуется большая аккуратность при работе с ним;

— включают прибор и откалибровывают его по буферному раствору (с учетом температурного фактора);

— промывают головку зонда проточной водой или прополаскивают в чистой воде, затем осторожно вытирают сухой тканью;

— испытуемый раствор наливают в химический стакан и погружают в него зонд;

— регистрируют величину рН после того, как показания прибора стабилизируются.

После замера зонд тщательно моют, помещают в дистиллированную воду и выключают прибор.

рН-метр должен калиброваться с помощью буферных растворов перед каждым его применением. Для этой цели имеются буферные растворы с определенным значением рН. При калибровке используют не менее двух видов раствора. Для получения наилучших результатов прибор должен калиброваться с таким буферным раствором, значение рН которого близко к значению рН исследуемой пробы. Перед проведением измерения электрод должен находиться в буферном растворе в течение 5 минут.

Порядок работы:

— тщательно прополаскивают зонд дистиллированной водой;

— в буферный раствор, приготовленный согласно инструкции, с $pH = 7,0$ опускают зонд. Прибор должен показывать $pH = 7,0 \pm 0,3$ без подрегулировки;

— повторить то же самое, используя буферные растворы с рН меньше и больше 7,0;



— если прибор выдерживает проверку при переходе от одного буферного раствора к другому, то можно считать, что он находится в хороших рабочих условиях.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОСТОРОННИХ ТВЕРДЫХ ПРИМЕСЕЙ

Концентрация посторонних твердых примесей C_p (%) — величина, определяемая отношением количества всех грубодисперсных частиц к общему количеству бурового раствора.

Определение концентрации посторонних твердых примесей металлическим отстойником ОМ-2

Порядок работы:

— крышку отстойника объемом 50 см^3 заполняют исследуемым раствором и вливают его в отстойник (вместимостью 500 см^3 до сливного отверстия);

— крышку обмывают и выливают эту воду в отстойник;

— держа отстойник вертикально, наполняют его водой до уровня отверстия на боковой поверхности, пока не вытечет ее излишек;

— плотно закрывают отстойник крышкой и, повернув его в горизонтальное положение сливным отверстием вверх, прижимая крышку и прикрывая отверстием пальцем, интенсивно взбалтывают содержимое отстойника;

Общая концентрация посторонних твердых примесей равна удвоенному объему твердого осадка.

Определение содержания песка по стандарту АНИ

Этот метод позволяет определить содержание песчаных фракций в буровом растворе, имеющих размер частиц более 74 микрон.

Для определения содержания песка используется градуированная труба, сетка с размером ячеек 200 меш. (74 мкм) и воронка.



Порядок работы:

— заполняют стеклянную трубу исследуемым раствором до отметки «Mud to Here», затем доливают водой до отметки «Water to Here»;

— закрывают верх трубы большим пальцем и энергично встряхивают;

— после этого осторожно выливают суспензию на сито; жидкость, проходящая через сито, сливается;

— в трубу вновь наливают воду, взбалтывают и выливают через сито;

— эту процедуру повторяют до тех пор, пока песок не будет отмыт от глинистых частичек, о чем свидетельствует прозрачная вода, вытекающая через сито. Допускается постукивание по корпусу цилиндра ситом или дном цилиндра о поверхность раковины. Механического усилия при пропускании через сито применять нельзя;

— на верхнюю часть цилиндра с сеткой надевают воронку и переворачивают;

— песчаные фракции, попавшие на сито при сливании суспензии и промытые водой от глинистых частиц, возвращают в трубу через воронку с помощью водной струи;

— объемные проценты песчаных фракций считают непосредственно по делениям внизу трубы, градуированной в процентах.

После использования промывают и сушат трубу, сито и воронку.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СЕДИМЕНТАЦИИ

Стабильность — способность раствора сохранять свою плотность в течение определенного промежутка времени. Показатель стабильности C_0 — величина, определяемая разностью плотностей нижней и верхней частей отстоявшегося в течение определенного времени бурового раствора.

Показатель седиментации C , % — величина, определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения его компонентов за определенное время. Показатель седиментации косвенно характеризует стабильность бурового раствора.

Определение показателя стабильности цилиндром стабильности ЦС-2

Порядок работы:

— вливают тщательно перемешанную пробу раствора в цилиндр объемом 720 см³ до края;

— устанавливают заполненный цилиндр в спокойном месте и оставляют его в покое на сутки;

— через 24 часа открывают пробку, сливают верхнюю часть пробы раствора вместе с отстоявшейся водой;

— тщательно перемешивают слитый раствор и определяют его плотность, ρ_1 ;

— закрыв отвод пробкой, тщательно перемешивают оставшуюся в цилиндре нижнюю половину раствора и определяют ее плотность, ρ_2 ;

— показатель стабильности вычисляют по разности плотностей;

$$C = \rho_1 - \rho_2, \text{ г/см}^3 \quad (13)$$

Для определения показателя седиментации используют стеклянный мерный цилиндр вместимостью 100 см³

Порядок работы:

— тщательно перемешанную пробу бурового раствора наливают в цилиндр до 100 см³;

— ставят цилиндр с раствором в спокойное место и оставляют в покое на 24 часа;

— через 24 часа определяют по шкале цилиндра отсчет положения уровня раздела раствора.

Показатель седиментации вычисляют по формуле:

$$C = 100 - V, \quad (14)$$

где C — показатель седиментации, %;

V — положение уровня раздела раствора, см³.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ КОЛЛОИДНЫХ ЧАСТИЦ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Концентрация коллоидных частиц C_k , % — величина, определяемая отношением количества частиц размером менее 2 мкм к общему количеству бурового раствора. Характеризует активную составляющую твердой фазы, наиболее влияющую на свойства бурового раствора.

В основу определения концентрации коллоидных частиц положен экспресс-метод определения бентонита в буровом растворе по величине адсорбции метиленовой сини (МС).

В среднем 1 г коллоидных частиц бентонита (размером менее 2 мкм) адсорбирует 59 см³ МС 0,45%-ной концентрации. Эта величина принята стандартной при сравнительной оценке активности твердой фазы буровых растворов.

Определение катионообменной емкости (МВТ) по АНИ

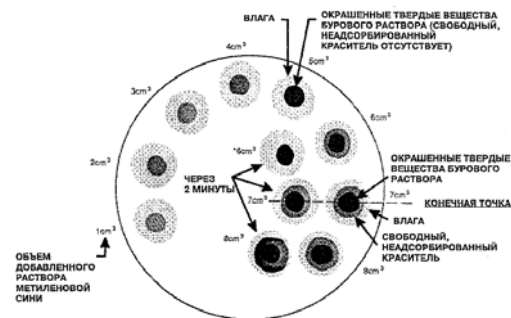
Поместить 2 см³ свежеперемешанного бурового раствора в колбу Эрленмейера и разбавить 10 см³ дистиллированной воды. Добавляют 15 см³ 3%-ного раствора перекиси водорода и 0,5 см³ 5N серной кислоты. Смесь кипятят в течение 10 минут, охлаждают до комнатной температуры и разбавляют дистиллированной водой до 50 см³;

— раствор метиленовой сини в количестве 0,5 см³ добавляют в колбу с разбавленным буровым раствором с интервалом 30 секунд. Смесь взбалтывают, чтобы суспензированные частицы твердой фазы быстрее обменялись катионами;

— стеклянной палочкой наносят капли на фильтровальную бумагу до появления устойчивого голубого ореола;

— емкость поглощения метиленовой сини определяют отношением объема метиленовой сини, пошедшей на титрование, к объему исследуемого раствора (МС/2);

— концентрацию бентонита в растворе, кг/м³, вычисляют путем умножения емкости поглощения метиленовой сини на 14,25.



Определение катионообменной емкости по Российскому стандарту

Необходимые реактивы и посуда:

— водный раствор МС (для его приготовления растворяют 4,5 г МС (ЧДА) в 300 мл теплой дистиллированной

воды, охлаждают и разбавляют до 1000 мл, хранят в закрытой посуде);

— 5N раствор химически чистой серной кислоты (для его приготовления при медленном перемешивании вливают 14 мл концентрированной серной кислоты в 50 мл холодной дистиллированной воды и разбавляют до 100 мл);

— перекись водорода 3%-ная «аптечная»;

— дистиллированная вода;

— конические колбы вместимостью 250 мл;

— цилиндры мерные на 25 и 50 мл;

— шприц аптечный на 2 мл с большим размером отверстия (или пипетка с обрезанным носиком);

— стеклянная палочка;

— фильтровальная бумага средней плотности (белая лента).

Порядок работы:

— отбирают шприцем или пипеткой 2 мл предварительно перемешанного бурового раствора и переносят его в чистую коническую колбу вместимостью 250 мл;

— добавляют 15 мл 3%-ного раствора перекиси водорода и 0,5 мл 5N раствора H_2SO_4 , тщательно размешивают и кипятят ровно 4 минуты в колбе с обратным холодильником (стеклянной воронкой);

— **добавка перекиси водорода позволяет исключить влияние на результат определения таких реагентов, как гуматы, КМЦ, акриловые и лигносульфонаты, а добавка серной кислоты позволяет четко отбить точку конца титрования;**

— после охлаждения измеряют объем, разбавляют дистиллированной водой до 50 мл и титруют МС;

— после каждой добавки МС раствор тщательно перемешивают короткое время (встряхиванием), затем стеклянной палочкой из колбы отбирают каплю и наносят ее на фильтровальную бумагу;

— при полном сорбировании МС глиной данной пробы раствора от капли будет оставаться темный круг с четко очерченной границей и прозрачная вода;

— титрование ведут до тех пор, пока от капли на фильтровальной бумаге не появится голубой ореол от избытка свободной МС, после этого через 2 минуты легкого встряхивания

необходимо отобрать повторную каплю, если ореол не исчезнет, то следует считать, что достигнут предел поглощения и титрование закончено, если же ореол исчезнет, следует продолжать титрование добавкой по 0,5–1 мл МС.

Необходимо иметь в виду, что сначала титрования необходимо добавлять по 0,5–1 мл МС, иначе результат определения может быть искажен.

В некоторых случаях, например в буровых растворах большой плотности или с малым содержанием твердой фазы, когда концентрация коллоидных частиц мала, добавка МС по 1 мл может быть большой, в этом случае конец титрования можно определить только добавками части миллилитра МС, используя микробюретку.

Объемную концентрацию коллоидных частиц в буровом растворе вычисляют по формуле:

$$C_k = 0,33 \times V, \quad (15)$$

где C_k — объемная концентрация коллоидных частиц в буровом растворе, %;

V — объем МС на титрование 2 мл исследуемого раствора, мл.

Перевод объемной концентрации коллоидных частиц в массовую концентрацию производят по формуле:

$$T_k = C_k \times \rho_{гн}, \quad (16)$$

где T_k — массовая концентрация коллоидных частиц в буровом растворе, %;

$\rho_{гн}$ — плотность глины, равная 2,6 г/см³.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ЖИДКОЙ И ТВЕРДОЙ ФАЗЫ ПО РЕТОРТЕ

Ретортный анализ позволяет определить количество и тип жидкости, а также количество твердой фазы, из которых состоит буровой раствор.

Порядок работы:

— верхнюю часть камеры заполняют «тонкой стальной шерстью» средней плотности до резьбы;

— нижнюю часть камеры заполняют испытуемым буровым раствором, аккуратно закрывают крышкой и удаляют избыток раствора, выдвигая через отверстие в крышке;



— очищают резьбу от раствора, наносят на нее графитовую смазку и соединяют нижнюю и верхнюю части камеры, не допуская перекоса при навинчивании;

— подсоединяют камеру к конденсатору, затем собранную реторту помещают в блок-изолятор и накрывают изолирующей оболочкой.

— добавляют в мерный цилиндр объемом 10 см³ каплю смазочного масла и устанавливают его под нижнюю часть реторты;

— подключают реторту к источнику нагрева;

— подогрев реторты осуществляют до окончания выделения капелек из конденсатора. Время нагрева зависит от типа исследуемого раствора и составляет 20–30 минут;

— после окончания нагрева реторту отключают.

Объемные проценты жидкости (нефти и воды) вычисляют по формуле:

$$\Phi_{\text{нефть}} = V \cdot 10, \quad (17)$$

$$\Phi_{\text{вода}} = V \cdot 10, \quad (18)$$

$$\Phi_{\text{тв.ф}} = 100 - \text{общая сумма жидкостей, \%}, \quad (19)$$

где V — отсчет по градуированному цилиндру, см³.

Содержание соли в неутяжеленных буровых растворах вычисляют следующим образом:

$$\Phi_{\text{соли}} = 0,18 \cdot \Phi_{\text{воды}} \cdot \frac{\text{мг/л Cl}}{300000}, \quad (20)$$

где $\Phi_{\text{соли}}$ — объемный процент соли;

$\Phi_{\text{воды}}$ — объемный процент воды из реторты;

мг/л Cl — концентрация хлоридов.

Если содержание хлоридов в растворе более 10000 мг/л, объемные проценты соли можно вычислять и по номограмме.

Концентрацию соли в растворе в кг/м³ вычисляют по формуле:

$$\text{Концентрация соли} = 2,853 \cdot \frac{\text{мг/л Cl}}{10000} \cdot (\Phi_{\text{воды}} + \Phi_{\text{соли}}) \cdot 0,058, \quad (21)$$

где $\Phi_{\text{воды}}$ — объемный процент воды из реторты;

$\Phi_{\text{соли}}$ — объемный процент соли;

мг/л Cl — концентрация хлоридов;

2,853 — переводной коэффициент фунт/баррель в кг/м³.

Количество частиц с низким удельным весом в растворе (без нефти) вычисляют по формуле:

$$\text{КЧМП} = 2,853 \cdot 68,25 \cdot [D - 8,33(1 - \frac{\Phi_{\text{соли}}}{100})], \quad (22)$$

где: КЧМП — количество частиц малой плотности, кг/м³;

D — плотность бурового раствора, фунт/галлон;

$\Phi_{\text{соли}}$ — объемный процент соли.

АНАЛИЗ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА

Определение показателя минерализации фильтрата

Показатель минерализации M — величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе и условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия.

Определение показателя минерализации по плотности фильтрата

Порядок работы:

— определяют при помощи пикнометра плотность фильтрата;

— зная плотность исследуемого фильтрата, определяют содержание солей в фильтрате.

Таблица 1

Плотность, г/см ³	Концентрация NaCl. %		Плотность, г/см ³	Концентрация NaCl. %	
	массовая	объемная		массовая	объемная
1,005	0,76	0,27	1,105	14,64	5,68
1,010	1,97	0,70	1,110	15,27	5,95
1,015	2,28	0,81	1,115	15,89	6,22
1,020	3,02	1,08	1,120	16,51	6,49
1,025	3,76	1,35	1,125	17,12	6,76
1,030	4,49	1,62	1,130	17,72	7,03
1,035	5,21	1,89	1,135	18,32	7,30
1,040	5,93	2,16	1,140	18,92	7,57
1,045	6,63	2,43	1,145	19,51	7,84
1,050	7,34	2,70	1,150	20,09	8,11
1,055	8,03	2,97	1,155	20,67	8,38
1,060	8,72	3,24	1,160	21,25	8,65
1,065	9,40	3,51	1,165	21,82	8,92
1,070	10,08	3,78	1,170	22,38	9,19
1,075	10,75	4,05	1,175	22,94	9,46
1,080	11,41	4,32	1,180	23,50	9,73
1,085	12,07	4,59	1,185	24,05	10,00
1,090	12,72	4,86	1,190	24,60	10,27
1,095	13,37	5,14	1,195	25,14	10,54
1,100	14,00	5,41	1,200	25,68	10,81

Определение показателя минерализации фильтра по сухому остатку

Порядок работы:

— в предварительно высушенную и взвешенную фарфоровую чашку постепенно вливают отмеренное количество фильтра 10–50 мл, чашку помещают на водяную баню и выпаривают;

— после выпаривания всей жидкости дно чашки обтирают фильтровальной бумагой, ставят в сушильный шкаф и выдерживают в течение 4–6 часов при температуре 105 °С;

— чашку с сухим остатком выдерживают в эксикаторе 45 минут и взвешивают на аналитических весах, покрыв часовым стеклом.

Содержание сухого остатка вычисляют по формуле:

$$P_{с.о.} = (P - P_1) \cdot \frac{1000}{a} \cdot 1000, \quad (23)$$

где $P_{с.о.}$ — содержание сухого остатка, мг/л;

P — масса фарфоровой чашки с часовым стеклом и сухим остатком, г;

P_1 — масса пустой фарфоровой чашки с часовым стеклом, г;

a — объем исследуемого фильтра, мл.

Примечания

1. Результаты анализов выражают в миллиграмм-эквивалентах на 1 литр (мг-экв/л) и в миллиграммах на 1 л (мг/л) фильтра.

Для вычисления в мг-экв/л при объемных определениях число миллилитров раствора, израсходованного на титрование, умножают на нормальность этого титрованного раствора и на 1000 и делят на объем фильтра, взятого для данного анализа. Пересчет мг-экв/л в мг/л проводят умножением числа мг-экв/л на эквивалентный вес определенного катиона или аниона (табл. 2).

2. Титрованные растворы при наличии фиксаналов готовят из последних.

Таблица 2

Наименование ионов	Молекулярный вес	Эквивалент. вес	Мг-эквивалент, выраженный в		Множитель для пересчета в мг-экв	
			г	мг	г-ионов 1000/экв. вес	мг-ионов 1/экв. вес
Cl ⁻	35,453	35,450	0,035	35	28,20	0,0282
CO ₃ ²⁻	60,000	30,000	0,030	30	33,33	0,0333
HCO ₃ ⁻	61,000	61,000	0,061	61	16,39	0,0164
SO ₄ ²⁻	96,060	48,000	0,048	48	20,82	0,0208
Ca ²⁺	40,080	20,040	0,020	20	40,90	0,0409
Mg ²⁺	24,310	12,150	0,012	12	82,84	0,0828
Na ⁺	22,980	22,980	0,023	23	43,48	0,0435
K ⁺	39,102	39,100	0,039	39	25,58	0,0256
Cr ⁶⁺	51,996	17,330	0,017	17	57,71	0,0577
CrO ₃	152,000	25,330	0,025	25	39,47	0,0394
Na ₂ Cr ₂ O ₇ ·xH ₂ O	298,030	49,670	0,049	49	20,13	0,0201
NaCl	58,448	58,448	0,058	58	17,10	0,0171
CaO	56,080	28,040	0,028	28	35,66	0,0356
CaO ₄	136,15	68,070	0,068	68	14,69	0,0147

Определение щелочности фильтрата и бурового раствора, содержания извести

Аппаратура

1. Стандартизованный 0,02N раствор кислоты: серной или азотной.

ПРИМЕЧАНИЕ: для определения щелочности бурового раствора может быть использован стандартизованный 0,1N раствор кислоты.

Индикаторный раствор фенолфталеина: 1 г на 100 мл 50%-ного спирта.

Колба для титрования: 100–150 мл, предпочтительно белого цвета.

Градуированные пипетки: одна на 1 мл и одна на 10 мл.

Шприц или серологическая пипетка: 1 мл.

Палочка для перемешивания.

pH-метр со стеклянным электродом (необязательно).

Методика

Щелочность фильтрата

Отмерьте один или несколько миллилитров фильтрата в колбу для титрования. Добавьте 2–3 капли индикаторного раствора фенолфталеина. Если индикатор окрашивается в розовый цвет, добавляйте 0,02N кислоту пипеткой по каплям при перемешивании, пока розовый цвет не исчезнет. Если образец настолько окрашен, что изменение цвета индикатора нельзя наблюдать, конечная точка определяется при уменьшении pH до 8,3 согласно измерениям при помощи стеклянного электрода.

Запишите щелочность фильтрата по фенолфталеину, P_f , как число миллилитров 0,02N раствора кислоты, пошедшего на 1 мл фильтрата.

К образцу, который был оттитрован до конечной точки P_p , прибавьте 2–3 капли индикаторного раствора метилоранжа. Добавляйте стандартный раствор кислоты из пипетки по каплям при перемешивании, пока цвет индикатора не изменится от желтого до розового. Если образец настолько окрашен, что изменение окраски индикатора неочевидно, конечная точка определяется по достижении значения pH = 4,3 согласно измерениям при помощи стеклянного электрода.

Запишите щелочность фильтрата по метилоранжу, M_f , как общий объем 0,02N раствора кислоты, пошедшего на 1 мл фильтрата при достижении конечной точки титрования по метилоранжу (включая объем, пошедший на достижение конечной точки P_f).

Щелочность бурового раствора

Отмерьте 1 мл бурового раствора в колбу для титрования при помощи шприца или серологической пипетки. Разбавьте образец бурового раствора 25–50 мл дистиллированной воды. Добавьте 4–5 капель индикаторного раствора фенолфталеина и при перемешивании быстро титруйте 0,02N раствором кислоты или 0,1N раствором кислоты до исчезновения розовой окраски. Если образец окрашен, конечная точка определяется по уменьшению pH до 8,3 согласно измерениям при помощи стеклянного электрода.

Запишите щелочность бурового раствора по фенолфталеину, P_m , как число миллилитров 0,02N кислоты, потребованной на 1 мл бурового раствора. Если используется 0,1N кислота, $P_m=5$ (объем 0,1N кислоты на 1 мл бурового раствора, мл).

Оценка содержания гидроксида, карбоната и бикарбоната

Пусть

P_f = мл 0,02N серной кислоты, требуемой для достижения конечной точки по фенолфталеину;

M_f = общее количество мл 0,02N серной кислоты, израсходованной на титрование до конечной точки по метилоранжу;

Тогда, если

$P_f = 0$, щелочность является следствием присутствия только бикарбоната;

$P_f = M_f$, щелочность является следствием присутствия только гидроксида;

$2P_f = M_f$, щелочность является следствием присутствия только карбоната;

$2P_f > M_f$, щелочность является следствием присутствия смеси карбоната и гидроксида;

$2P_f < M_f$, щелочность является следствием присутствия смеси карбоната и бикарбоната.

Предлагаемое применение

Буровые растворы на пресной воде, обработанные каустической содой или разжижителями, содержащими каустическую соду, часто имеют нежелательно высокие СНС и вязкость, а также неустойчивую водоотдачу, неадекватную нормальными добавками гидрогеля. Имеющийся у нас опыт показывает, что такие состояния очень часто можно объяснить родом щелочности, имеющейся в буровом растворе. Вообще похоже на то, что различные формы щелочности можно соотносить с характеристиками бурового раствора следующим образом:

Только OH щелочность раствор стабилен и в хорошем состоянии.

Щелочность OH и CO₃ раствор стабилен и в хорошем состоянии.

Только щелочность CO₃ раствор нестабилен, и его трудно контролировать.

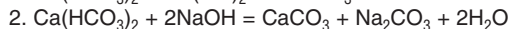
Щелочность CO₃ и HCO₃ раствор нестабилен, и его трудно контролировать.

Только HCO₃ щелочность раствор нестабилен, и его трудно контролировать.

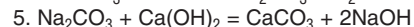
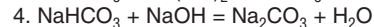
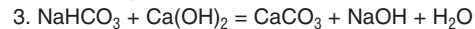
Исходя из вышесказанного, всегда желательно регулировать программу обработки таким образом, чтобы восстанавливать бикарбонатную щелочность до карбонатной, а карбонатную удалять или преобразовывать в гидроксидную.

Изменить тип щелочности можно, поскольку бикарбонат не может существовать в присутствии гидроксида, так как восстанавливается до карбоната. Карбонат можно удалить добавлением кальция, образующего нерастворимый карбонат кальция. Для восстановления бикарбонатной щелочности до карбонатной обычно используют два распространенных материала: гашеную известь и каустическую соду. Выбор того или иного материала зависит от имеющегося в буровом растворе кальция и основывается на следующих реакциях, если в каждом случае имеются указанные исходные материалы.

Если есть кальций:



Если кальция нет:



Обработку № 1 следует применять тогда, когда грамм-эквиваленты на литр имеющегося в буровом растворе кальция равны или меньше грамм-эквивалентов на литр бикарбоната или когда не ожидается дальнейшего загрязнения кальцием в иных формах, кроме бикарбоната кальция [Ca(HCO₃)₂]. Эта обработка вызывает восстановление бикарбонатной щелочности до карбонатной, которая выпадает в осадок в виде карбоната кальция (CaCO₃).

Обработку № 2 следует применять в тех случаях, когда содержание кальция в буровом растворе в грамм-эквивалентах на литр выше, чем бикарбонатная щелочность в грамм-эквивалентах на литр. В результате образования кальцинированной соды (Na₂CO₃) на каждый грамм-эквивалент на литр имеющегося бикарбоната можно удалить 2 грамм-эквивалента на литр кальция. Раствор, в котором содержится 20 грамм-эквивалентов на литр бикарбоната, будет свободен от кальция, если обработкой каустической содой восстановить бикарбонат до карбоната.

Обработка № 3 используется в том случае, когда кальция в буровом растворе нет, и является средством преобразования бикарбоната натрия, который широко не применяется и обычно является загрязняющей примесью, в полезную форму каустической соды. Если система бурового раствора обрабатывается смесью каустической соды с квебрахо и значительно увеличивается загрязнение его бикарбонатом натрия, то желательно уменьшить или даже прекратить добавление каустической соды и заменить ее известью [Ca(OH)₂].

Обработка № 4 восстанавливает бикарбонат натрия до каустической соды и используется только в тех случаях, когда есть необходимость в предварительной обработке кальцинированной содой, в поддержании концентрации кальцинированной соды на уровне, необходимом при проходке гипса или

ангидрита, в добавлении в воду затворения, в регенерации каустической соды из бикарбоната натрия или карбоната натрия, что объясняется ниже в описании обработки № 5.

Обработка № 5 также восстанавливает карбонат натрия до каустической соды и используется для поддержания гидроксидной щелочности, не увеличивая при этом количества образующейся карбонатной щелочности. Эту обработку можно проводить вместе с обработкой № 4, чтобы получить минимальную карбонатную щелочность и поддержать требуемую гидроксидную.

Содержание извести

Определите щелочность фильтрата и бурового раствора по фенолфталеину, P_f и P_m , как описано выше.

Определите объемную долю воды в буровом растворе, F_w , используя значение объемного содержания воды, полученное при определении количества жидкости и твердых веществ, по следующему уравнению:

$$F_w = (\text{объемное содержание воды, \%}) / 100$$

Запишите содержание извести в буровом растворе, рассчитанное по следующим уравнениям:

$$\text{Содержание извести, фунт/баррель} = 0,26 \cdot (P_m - F_w \cdot P_f).$$

$$\text{Содержание извести, кг/м}^3 = 0,742 \cdot (P_m - F_w \cdot P_f).$$

Определение общей жесткости фильтрата бурового раствора

Аппаратура

Раствор ЭДТА: 1 мл = 400 млн⁻¹ Ca²⁺.

Буфер для определения жесткости.

Индикатор для определения жесткости.

Дистиллированная вода.

Пипетки: одна на 20 мл и одна на 1 мл.

Чашка для титрования.

Методика

Пипеткой поместите 1 мл фильтрата бурового раствора в чашку для титрования.

Разбавьте 25–50 мл дистиллированной или деионизированной воды.

Добавьте три части буфера для определения жесткости и две части индикатора для определения жесткости.

Титруйте раствором ЭДТА, перемешивая встряхиванием содержимое чашки для титрования, пока цвет индикатора не изменится от вино-красного до голубого.

Расчет

Объем стандартного раствора ЭДТА, мл · 400/объем фильтрата, мл = содержание ионов Ca²⁺ мг/л (общая жесткость).

Альтернативный метод определения общей жесткости фильтрата бурового раствора

Аппаратура

Серологическая пипетка: 1 мл.

Градуированный цилиндр: 5 мл.

Буфер для определения жесткости в порошке (или буферный раствор для определения жесткости): 7 г хлорида аммония и 970 мл 5N гидроксида аммония довести до 1000 мл дистиллированной водой.

Индикатор для определения жесткости в порошке (или раствор индикатора для определения жесткости): 1 г Calmagite на 1000 мл дистиллированной воды.

Триэтанолламин: 10% раствор.

Бюретка или серологическая пипетка на 10 мл.

Раствор ЭДТА: 1 мл = 400 мг/л Ca²⁺ (0,02N).

Чашка для титрования или стакан на 250 мл.

Измерительная лопаточка.

Пипеткой поместите 1 мл фильтрата бурового раствора в чашку для титрования или стакан.

Разбавьте 25–50 мл дистиллированной или деионизированной воды.

Добавьте 5 мл 10%-ного раствора триэтанолламина и перемешайте.

Добавьте одну часть буфера для определения жесткости в виде порошка и несколько лопаточек индикатора для определения жесткости (или 2 мл буферного раствора для определения жесткости и 2–6 капель раствора индикатора для определения жесткости).

Титруйте раствором ЭДТА, перемешивая встряхиванием содержимое чашки для титрования, пока цвет индикатора не изменится от винно-красного до голубого.

Расчет

Объем стандартного раствора ЭДТА, мл · 400/объем фильтрата, мл = содержание ионов Ca^{2+} мг/л (общая жесткость).

Определение кальция и магния

Для определения концентрации ионов Ca^{++} и Mg^{++} применяют комплексометрический (объемный) метод.

Определение кальция

Комплексометрическое определение кальция основано на способности трилона Б извлекать кальций из его растворимого окрашенного комплекса с мурексидом, вследствие чего розовая окраска раствора изменяется на фиолетовую.

Необходимые реактивы:

— кали едкое 5N раствор — 280 г безводного КОН или 460 г $\text{KOH} \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ растворяют в воде, доводят объем до 1 литра и перемешивают;

— трилон Б (двунариевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты) 0,01N раствор — 1,8612 г х/ч реактива растворяют в 200–300 мл дистиллированной воды при небольшом нагревании, отфильтровывают и после охлаждения разбавляют в мерной колбе до 1 л; нормальность комплексона устанавливают по титрованному раствору $\text{Mg SO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$;

— индикатор мурексид — смешивают 1 массовую часть мурексида и 99 массовых частей KCl, смесь тщательно растирают до тонкого порошка и хранят в сухом виде. Можно также использовать индикатор флуорексон (метод приготовления аналогичен мурексиду);

— солянокислый гидроксиламин NH_2OHCl кристаллический.

Порядок работы:

— 1–2 мл фильтрата пипеткой переносят в коническую колбу вместимостью 250 мл, разбавляют водой до 100 мл, добавляют 5 мл 5N раствора КОН, 10 мг кристаллического гидроксиламина и 10–25 мг сухого индикатора мурексида, раствор при этом окрашивается в красный цвет;

— титруют трилоном Б при энергичном перемешивании до появления устойчивой (не исчезающей в течение 3–5 минут) фиолетовой окраски, от прибавления избытка трилона Б окраска не должна изменяться. В качестве свидетеля берут перетитрованную пробу;

— при использовании индикатора флуорексон титрование ведут от окраски желтого цвета с интенсивно зеленой флуоресценцией до оранжево-розового цвета.

Обработка результатов анализа:

Концентрацию ионов кальция вычисляют по формулам:

$$X_{\text{Ca}^{2+}} = \frac{V \cdot N \cdot 1000}{a}, \quad (24)$$

$$Y_{\text{Ca}^{2+}} = X_{\text{Ca}^{2+}} \cdot \varepsilon, \quad (25)$$

где $X_{\text{Ca}^{2+}}$ ($Y_{\text{Ca}^{2+}}$) — концентрация ионов кальция, мг-экв/л (мг/л);

V — объем раствора трилона Б, израсходованного на титрование, мл;

N — нормальность раствора трилона Б;

a — объем исследуемой пробы фильтрата, взятой для определения, мл.

Определение магния

Необходимые реактивы:

— трилон Б 0,05 и 0,01N раствор;

— гидроксиламин солянокислый;

— буферный раствор pH = 11;

— 20 г хлористого аммония NH_4Cl растворяют в 500 мл дистиллированной воды, добавляют 10 г КОН и 1 г NaOH, затем приливают 400 мл 25%-ного NH_4OH и дистиллированной водой доводят объем до 1 л;

— индикатор хромоген черный, сухая смесь с KCl в соотношении 1:99.

Порядок работы:

— 1–2 мл фильтрата разбавляют дистиллированной водой до 50–100 мл;

— вводят 5 мл буферной жидкости, 10–25 мг индикаторной смеси хромогена черного и 10–15 мг гидроксиламина солянокислого;

— титрование проводят при энергичном перемешивании раствора комплексона до перехода окраски от вишнево-красной до сине-зеленоватой;

— при большом содержании магния титрование ведут 0,1 или 0,05N, а при малых — 0,01N раствором комплексона.

Концентрацию ионов магния вычисляют по формулам:

$$X_{Mg^{2+}} = \frac{(V_1 - V) \cdot N \cdot 1000}{a}, \quad (26)$$

$$Y_{Mg^{2+}} = X_{Mg^{2+}} \cdot \Xi, \quad (27)$$

где $X_{Mg^{2+}}$ ($Y_{Mg^{2+}}$) — концентрация ионов магния, мг-экв/л (мг/л);

V_1 — объем раствора комплексона, израсходованного на титрование $Ca^{2+} + Mg^{2+}$, мл;

V — объем раствора комплексона, израсходованного на титрование Ca^{2+} , мл;

N — нормальность раствора трилона Б;

a — объем пробы, взятой для анализа, мл.

Определение хлор-иона

Определение хлор-иона производят argentометрическим и меркуриметрическим методами.

Argentометрический метод

Основан на взаимодействии хлор-ионов с ионами серебра в присутствии хромат-ионов.

Приготовление необходимых реактивов:

— азотнокислое серебро, 0,1 и 0,01N титрованный раствор — 17 г. $AgNO_3$ помещают в мерную колбу вместимостью 1000 мл и доводят до метки дистиллированной водой. Нормальность и титр раствора устанавливают по хлористому натрию, для чего берут определенные объемы титрованного раствора $NaCl$ и титруют приготовленным раствором $AgNO_3$ с индикатором хромовокислым калием до появления не исчезающей кирпично-красной окраски.

Нормальность раствора вычисляют по формуле:

$$N_{AgNO_3} = \frac{V_{NaCl} \cdot N_{NaCl}}{V_{AgNO_3}}, \quad (28)$$

где N_{AgNO_3} — нормальность раствора $AgNO_3$;

N_{NaCl} — нормальность раствора $NaCl$;

V_{AgNO_3} — объем титрованного раствора $AgNO_3$, мл;

V_{NaCl} — объем титрованного раствора $NaCl$, мл;

индикатор — хромовокислый натрий 10%-ной концентрации;

H_2SO_4 — 0,1N раствор.

Порядок проведения анализа:

— в зависимости от результатов приближенного определения хлор-иона (качественная реакция) отбирают пипеткой 1–10 мл фильтрата бурового раствора;

— добавляют 50 мл дистиллированной воды;

— оттитровывают карбонат и гидрокарбонат-ионы, как описано выше;

— добавляют 1 мл 10%-ного раствора хромовокислого калия;

— титруют 0,1 или 0,01N раствором $AgNO_3$ при постоянном перемешивании до перехода желтой окраски раствора в красновато-бурую;

— для определения иона хлора можно использовать также фильтрат, в котором оттитрована общая щелочность.

Концентрацию хлор-иона определяют по формулам:

$$X_{Cl} = \frac{V \cdot N \cdot 1000}{a}, \quad (29)$$

$$Y_{Cl} = X_{Cl} \cdot \Xi, \quad (30)$$

где X_{Cl} (Y_{Cl}) — содержание хлор-иона, мг-экв/л (мг/л);

V — объем раствора $AgNO_3$, израсходованного на титрование, мл;

N — нормальность раствора $AgNO_3$;

a — объем фильтрата, взятого для анализа, мл;

Ξ — эквивалент хлор-иона равный 35,5.

Меркуриметрический метод

Метод основан на том, что ион двухвалентной ртути образует с хлор-ионом растворимый, но малодиссоциирующий хлорид ртути.

Необходимые реактивы:

— кислота азотная, 0,05N раствор; готовят разведением 3,5 мл концентрированной HNO_3 водой до 1 л. Нормальность проверяют обычным титрованием;

— раствор индикатора; 0,5 г дифенилкарбазона и 0,05 г бромфенолового синего переносят в мерную колбу вместимостью 100 мл и разбавляют до метки 95%-ным раствором этилового спирта;

— ртуть азотнокислая, 0,1N раствор; 16,3 г $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ растворяют в 100 мл дистиллированной воды, содержащей 1–1,5 мл концентрированной HNO_3 , и разбавляют раствор водой до 1 л. Нормальность раствора азотнокислой ртути устанавливают по 0,1N раствору NaCl в таких же условиях, которые описаны для определения хлор-иона.

Порядок проведения анализа:

— отмеряют в коническую колбу исследуемый фильтрат бурового раствора с таким расчетом, чтобы в нем содержалось 1–2 мг-экв Cl^- ;

— разбавляют дистиллированной водой до 50 мл и прибавляют 10 капель индикатора, состоящего из смеси бромфенолового синего и дифенилкарбазона;

— нейтрализуют полученный раствор 0,05N раствором HNO_3 до перехода окраски в желтый цвет, после чего прибавляют еще 0,5 мл 0,05N раствора HNO_3 и титруют по каплям 0,1N раствором $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ до сине-фиолетового цвета.

Концентрацию хлор-иона рассчитывают по формулам:

$$X_{\text{Cl}} = \frac{V \cdot N \cdot 1000}{a}, \quad (31)$$

$$Y_{\text{Cl}} = X_{\text{Cl}} \cdot \mathcal{E}, \quad (32)$$

где X_{Cl} (Y_{Cl}) — содержание хлор-иона, мг-экв/л (мг/л);

V — объем раствора AgNO_3 , израсходованного на титрование, мл;

N — нормальность раствора AgNO_3 ;

a — объем фильтрата, взятого для анализа, мл;

\mathcal{E} — эквивалент хлор-иона равный 35,5.

Определение сульфат-ионов

Определение сульфатов производят весовым и титрометрическим методами.

— весовой метод основан на чрезвычайно малой растворимости сульфата бария в воде.

Необходимые реактивы:

— раствор HCl ;

— 5%-ный раствор $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$;

— 58,6 г кристаллического хлористого бария растворяют в воде и доводят объем водой до 1 литра. Через сутки раствор фильтруют через плотный фильтр (синяя лента);

— 0,02N раствор AgNO_3 ;

— 3,4 г азотнокислого серебра растворяют в дистиллированной воде и доводят объем водой до 1 литра.

Порядок проведения анализа:

— для предварительных качественных исследований в пробирку к 1 мл фильтрата добавляют 1 каплю раствора соляной кислоты (1:1), 1–2 капли 5%-ного раствора BaCl_2 и содержимое нагревают. Выпадение осадка и образование мути указывает на наличие сульфатов в пробе;

— для определения количественного содержания сульфатов 10–20 мл фильтрата переносят пипеткой в химический стакан;

— добавляют 2–3 капли индикатора метилового оранжевого или метилового красного и по каплям соляную кислоту (1:1) до появления красного окрашивания раствора;

— нагревают раствор до кипения и медленно по каплям добавляя нагретый до 70–80 °С осадитель — BaCl_2 , при постепенном осаждении получается крупнозернистый осадок;

— стакан с осадком оставляют на 2–3 часа для полного выделения BaCl_2 , после чего производят проверку на полноту осаждения SO_4^{2-} , в прозрачный отстоявшийся раствор по стенке стакана приливают несколько капель осадителя, при появлении даже незначительной мути раствор нагревают, приливая избыток осадителя и отстаивают в течение 3–4 часов. Если осадок незначителен, то время отстаивания увеличивается до 12–24 часов, затем фильтруют через двойной плотный фильтр (синяя лента), предварительно смочив его кипящей дистиллированной водой;

— осадок на фильтре промывают холодной дистиллированной водой до прекращения реакции на Cl^- при прибавлении к пробе нескольких капель 0,02N AgNO_3 ;

— фильтр с осадком подсушивают, помещают во взвешенный фарфоровый тигель, озоляют и прокаливают при температуре около 800 °С в течение 25–30 минут. Повторные прокаливания (15–20 минут) ведут до постоянной массы;

— по массе осадка $BaSO_4$ вычисляют концентрацию сульфата по формуле:

$$Y_{SO_4^{2-}} = 0,4114 \cdot P \cdot 1000 \frac{1000}{a}, \quad (33)$$

$$X_{SO_4^{2-}} = \frac{Y_{SO_4^{2-}}}{\Xi}, \quad (34)$$

где $Y_{SO_4^{2-}}$ ($X_{SO_4^{2-}}$) — концентрация сульфат-иона, мг/л (мг-экв/л);
 P — масса остатка $BaSO_4$, г;
 a — объем фильтрата, взятого для анализа, мл;
 0,4114 — коэффициент пересчета массы $BaSO_4$ на сульфат-ионы;
 Ξ — эквивалентная масса SO_4^{2-} равная 48,03.

Определение содержания сульфидов в фильтрате

Газовая линия Гарретта.

Аппаратура

Прибор «Газовая линия Гарретта» состоит из прозрачной пластиковой газовой линии, источника подачи инертного газа с регулятором давления, расходомера поплавкового типа и трубки Дрегера.

Трубки Дрегера для анализов H_2S :

1. Нижний диапазон: маркируется H_2S 100 / a (№ CH-291-01).
2. Верхний диапазон: маркируется H_2S 0,2 % / A (№ CH-2 81-01).
3. Бумажные круги, пропитанные раствором ацетата свинца.
4. Серная кислота: приблизительно 5N.
5. Пенегаситель на основе октанола в бутылке с капельницей.



6. Медицинские шприцы: один на 10 см³ с иглой калибра 21 (для кислоты) и один на 10 см³ для каждого образца.

Методика

1. Убедитесь в том, что газовая линия чистая, сухая и установлена на горизонтальной поверхности.
- ПРИМЕЧАНИЕ:** влага в расходомере может привести к неправильному положению поплавка.
2. При отвинченном регуляторе установите и проколите картридж с CO_2 .
3. Добавьте 20 см³ деионизированной воды в камеру 1.
4. Добавьте 5 капель пеногасителя на основе октанола в камеру 1.
5. В таблице 3 найдите объем образца и тип трубки Дрегера, необходимой для работы в предполагаемом диапазоне содержания сульфидов.
6. Выберите трубку Дрегера нужного типа. Обломите кончики с обеих сторон трубки.

Таблица 3

Обозначения трубок Дрегера, объемы образцов и коэффициенты трубок для использования в различных диапазонах содержания сульфидов

Диапазон содержания сульфидов (мг/л)	Объем образца (см ³)	Обозначение трубки Дрегера (см. на корпусе трубки)	Коэффициент трубки
от 1,5 до 30	10,0		
от 3 до 60	5,0	H_2S 100/a	15
от 6 до 120	2,5		
от 60 до 1020	10,0		
от 120 до 2040	5,0	H_2S 0,2%/A	600
от 240 до 4080	2,5		

Установите трубку в отверстие держателя так, чтобы стрелка показывала вниз. Аналогично установите трубку расходомера так, чтобы надпись «верх» находилась сверху (убедитесь, что уплотнительные кольца плотно прилегают к корпусам трубок).

Установите верхнюю часть на газовую линию и рукой ровно и плотно затяните все резьбовые соединения.

Прикрепите гибкие трубки к дисперсионной трубке и трубке Дрегера, как показано на рисунке.

ПРИМЕЧАНИЕ: используйте только трубки из латексной резины или инертной пластмассы. Не зажимайте гибкие трубки; незажатые трубки обеспечивают сброс давления в случае его превышения.

Установите дисперсионную трубку в камере 1 на расстоянии примерно 0,25 дюйма (0,5 см) от дна.

Плавно включите ток CO_2 на 10 секунд для вытеснения воздуха из системы. Проверьте на отсутствие утечек. Выключите ток CO_2 .

Поместите отмеренный объем свободного от твердых примесей образца фильтрата в камеру 1 через резиновую перегородку, используя медицинский шприц с иглой.

Медленно введите 10 cm^3 раствора серной кислоты в камеру 1 через резиновую перегородку, используя медицинский шприц с иглой.

Сразу же возобновите ток CO_2 . Установите расход так, чтобы поплавок находился между отметками на расходомере.

ПРИМЕЧАНИЕ: один картридж с CO_2 должен обеспечивать работу при таком расходе в течение 15–20 минут.

Наблюдайте изменения во внешнем виде трубки Дрегера. Отметьте и запишите максимальную длину потемневшей зоны (в единицах, отмеченных на трубке) до того, как фронт начнет смазываться. Продолжайте пропускание CO_2 в течение 15 минут, хотя фронт может приобрести размытую, перистую окраску. На трубке, предназначенной для работы в верхнем диапазоне, перед черным фронтом может появиться оранжевое окрашивание в случае присутствия сульфитов в образце. При записи длины потемневшей зоны не следует учитывать оранжевую область.

Для очистки газовой линии снимите гибкие трубки и верхнюю часть. Выньте трубку Дрегера и расходомер из держателей и закройте отверстия пробками, чтобы сохранять их сухими. Промойте камеры теплой водой и мягким моющим средством, пользуясь щеткой. Для очистки каналов между камерами используйте ерш. Промойте, сполосните и продуйте дисперсионную трубку воздухом или CO_2 .

Сполосните прибор деионизированной водой и дайте воде стечь и высохнуть.

ПРИМЕЧАНИЕ: бумажный круг, пропитанный раствором ацетата свинца, укрепленный под уплотнительным кольцом камеры 3, может использоваться в газовой линии Гарретта вместо трубки Дрегера. Хотя свинцовая бумага и не рекомендуется для количественного анализа, она будет служить индикатором присутствия сульфидов.

Расчет

Используя измеренный объем образца, максимальную длину потемневшей зоны трубки Дрегера и коэффициент трубки Дрегера (из табл. 3), вычислите содержание сульфидов в образце:

Содержание сульфидов, мг/л (по Дрегеру) = (Длина потемневшей зоны *) × (Коэффициент).

Объем образца, cm^3 .

*В единицах, нанесенных на трубку.

Определение содержания карбонатов в фильтрате

Настоящий метод позволяет определить содержание растворимых карбонатов в фильтрате бурового раствора. Общее содержание растворимых карбонатов включает CO_2 , карбонат-ионы (CO_3^{2-}) и бикарбонат-ионы (HCO_3^-). Фильтрат бурового раствора подкисляется в газовой линии Гарретта, при этом все карбонаты превращаются в CO_2 , который затем выделяется при пропускании инертного газа-носителя через образец. Газовая линия отделяет газ от жидкости. Газ собирается в газовый мешок емкостью 1 литр (чтобы дать возможность CO_2 равномерно перемешаться) и затем пропускается через трубку Дрегера с фиксированным расходом. Трубка Дрегера реагирует на присутствие CO_2 , постепенно окрашиваясь в пурпурный цвет вдоль своей длины. Реакция между CO_2 и гидразином вызывает изменение окраски индикатора кристаллического фиолетового до пурпурной. Длина окрашенной зоны пропорциональна общей концентрации карбонатов в фильтрате.

ПРИМЕЧАНИЕ: азот более предпочтителен в качестве газа-носителя, чем N_2O . Поскольку N_2O охлаждается при расширении

и охлаждает диафрагму регулятора, длительный ток N_2O вызовет неправильную работу регулятора.

Методика

1. Убедитесь в том, что газовая линия чистая, сухая и находится со снятой верхней частью на горизонтальной поверхности.

ПРИМЕЧАНИЕ: если CO_2 использовался в качестве газоносителя в предыдущем испытании (т.е. анализе содержания сульфидов), следует продуть регулятор, трубки и дисперсионную трубку газоносителем, применяемым в настоящем испытании.

2. Добавьте 20 см³ деионизированной воды в камеру 1.

3. Добавьте пять капель пеногасителя на основе октанола в камеру 1.

4. Установите верхнюю часть на газовую линию и равномерно затяните рукой, чтобы герметизировать все уплотнительные кольца.

5. Установите дисперсионную трубку на расстоянии примерно 0,25 дюйма (5 мм) от дна.

6. При выключенном регуляторе соедините источник газоносителя со стеклянной дисперсионной трубкой камеры 1, используя гибкие трубки.

7. Пропускайте газоноситель через газовую линию в течение одной минуты для удаления воздуха из системы. Убедитесь в отсутствии неплотностей в газовой линии.

8. Полностью сожмите газовый мешок и одновременно проверьте отсутствие неплотностей. Для этого соедините газовый мешок и запорный кран с ручным насосом (используйте отработанную трубку Дрегера как соединитель и соберите систему с изначально практически пустым газовым мешком). Нажмите до упора и отпустите ручной насос. Если мешок полностью пустой и не имеет течей, насос будет оставаться в нажатом положении несколько минут. Если обнаружена течь, проверьте насос и все соединения. Для проверки только насоса вставьте запаянную трубку Дрегера в отверстие насоса и сожмите мембранную коробку. Если в насосе нет течей, она будет оставаться сжатой.

9. При полностью сжатом мешке соедините гибкой трубкой запорный кран на мешке и выход камеры 3.

10. Введите измеренный объем свободной от твердых частиц фильтрата в камеру 1 через перегородку при помощи медицинского шприца с иглой. Смотрите таблицу 4.

11. Медленно введите 10 см³ раствора серной кислоты в камеру 1 через резиновую перегородку при помощи чистого шприца с иглой. Слегка встряхните газовую линию чтобы перемешать кислоту с образцом в камере.

12. Откройте запорный кран на газовом мешке. Возобновите ток газа и дайте газовому мешку равномерно наполняться в течение 10 минут. Когда газовый мешок станет крепким на ощупь (не дайте ему разорваться), выключите ток газа и закройте запорный кран. Сразу же перейдите к следующему пункту.

13. Обломите оба кончика трубки Дрегера.

Таблица 4

Обозначения трубок Дрегера, объемы образцов и коэффициенты трубок для использования в различных диапазонах содержания карбонатов

Диапазон содержания карбонатов (мг/л)	Объем образца (см ³)	Обозначение трубки Дрегера (см. на корпусе трубки)	Коэффициент трубки
от 25 до 750	10,0		
от 50 до 1500	5,0	CO ₂ 0,01%/a	25000
от 250 до 7500	1,0		

14. Снимите трубку с выхода камеры 3 и соедините ее с входным концом трубки Дрегера (посмотрите на стрелку на трубке, указывающую направление движения газа). Присоедините ручной насос Дрегера к выходному концу трубки Дрегера.

15. Откройте запорный кран мешка. Равномерным давлением руки полностью сожмите ручной насос. Отпустите насос, чтобы газ из мешка прошел через трубку Дрегера. Работайте насосом и считайте количество качаний до опорожнения мешка (десяти качаний должно быть достаточно для опорожнения мешка; необходимость более чем десяти качаний свидетельствует о том, что произошла утечка и результаты испытания будут неправильными).

16. Наблюдайте пурпурное окрашивание трубки Дрегера, если CO_3 присутствует в газовом мешке, и запишите длину окрашивания в единицах, нанесенных на трубку Дрегера (включите

слабое голубое окрашивание в значение длины пурпурной окрашенной зоны).

ПРИМЕЧАНИЕ: для обеспечения точности измерения при помощи трубки Дрегера длина окрашенной зоны должна превышать половину длины трубки, поэтому следует тщательно выбирать объем образца.

17. Для очистки газовой линии снимите гибкие трубки и верхнюю часть. Промойте камеры теплой водой и мягким моющим средством, пользуясь щеткой. Для очистки каналов между камерами используйте ерш. Промойте, сполосните и продуйте дисперсионную трубку сухим газом. Сполосните прибор деионизированной водой и дайте воде стечь и высохнуть. Периодически заменяйте мешок для выделяющегося газа во избежание течей и влияния загрязнений в мешке (замена мешка рекомендуется после 10 анализов).

Расчет

Используя измеренный объем образца, длину окрашенной зоны трубки Дрегера и коэффициент трубки равный 25 000 (см. таблицу 4), вычислите общее содержание растворимых карбонатов ($\text{CO}_2 + \text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-$) в образце фильтрата, пользуясь уравнением:

Содержание карбонатов, мг/л = 25 000 × (Длину окрашенной зоны).

Объем образца, см³.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ПРИ МАЛЫХ СКОРОСТЯХ СДВИГА

Вязкость — это единица измерения сопротивления жидкости потоку. Для определения вязкости жидкости при определенной скорости сдвига предназначен вискозиметр Брукфильда DV II+. Основным принципом работы вискозиметра является вращение шпинделя (который погружен в испытуемый раствор) посредством калиброванной пружины. Вязкостное натяжение раствора относительно шпинделя измеряется отклонением пружины и замеряется датчиком.

Порядок работы:

— перед проведением замера проверяют положение прибора по уровнемеру. Подключают к источнику питания;



- устанавливают переключатель питания в положение ON и дают возможность прибору прогреться в течение 10 минут;
- осуществляют автоматическую установку вискозиметра на нуль;
- выбирают и устанавливают шпиндель с помощью соответствующих кнопок;
- устанавливают требуемую скорость (или несколько из 54 запрограммированных скоростей) нажатием соответствующей кнопки;
- выбирают дисплей: показатель и единицы измерения (вязкость, напряжение сдвига или скорость сдвига);
- при проведении замера при повышенной температуре устанавливают температурный датчик;
- испытуемый раствор тщательно перемешивают, заполняют стакан и устанавливают перед прибором. Опускают прибор в раствор до риски на валу шпинделя;
- включают двигатель и фиксируют значения за каждую минуту в течение 5 минут;

— для обеспечения максимальной точности необходимо избегать показаний крутящего момента ниже 10%. При значении крутящего момента ниже 10% замер считается некорректным;

— после окончания теста отключают вискозиметр, освобождают шпиндель от раствора, отсоединяют и моют.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОЛИМЕРА ПАА

Определение концентрации полимера ПАА в фильтрате бурового раствора проводят двумя методами.

Метод 1

Метод определения ПАА заключается в осаждении молекулы акриламида хлоридом олова, последующим центрифугированием с получением осадка и переводом результата в кг/м³.

Требуемая химическая посуда и реактивы:

- мерный цилиндр, 25 см³;
- портативная центрифуга с центрифужными пробирками, 15 см³;
- пипетки 1, 2, 5 см³;
- мерный стакан, 100 см³;
- пипетка с грушей;
- стеклянная палочка;
- раствор гидроокиси натрия, 0,2N;
- соляная кислота, 0,2N;
- раствор индикатора крезоло красного;
- хлорид олова, 10%-ный раствор.

Порядок проведения анализа:

— наливают 10 см³ фильтрата в стеклянный стакан на 100 см³, добавляют 4 капли раствора индикатора крезоло красного. Раствор должен окраситься в лиловый цвет;

— тщательно титруют 0,2N соляной кислотой по каплям, слегка вращая при этом стакан. Конечную точку титрования определяют по изменению окраски раствора с красной на желтую. Если конечная точка титрования пропущена, проводят обратное титрование гидроокисью натрия;

— с помощью пипетки на 5 см³ добавляют в качестве диспергирующего реагента 2,0 см³ хлорида олова и дополнительно по 0,5 см³ на каждые предполагаемые 0,5 фунтов/баррель полимера в буровом растворе. Быстро вращают стакан по часовой стрелке в течение 3–5 минут;

— переливают жидкость с осадком из стакана в центрифужную пробирку. Стеклянную палочку используют для переливания и для снятия остаточного осадка со стенок стакана. Противоположную центрифужную пробирку заполняют водой или другой жидкостью в качестве противовеса.

— проводят центрифугирование в течение 10 минут. После центрифугирования извлекают пробирку, содержащую осадок, и определяют его количество в см³;

Расчет:

$$\text{Концентрация ПАА в кг/м}^3 = (\text{осадок (см}^3) \cdot 8,34) \cdot 42 \cdot 2,85 \quad (35)$$

Метод 2

Метод позволяет определить концентрацию частично гидролизованного полиакриламида в фильтратах бурового раствора. Тест заключается в измерении скорости образования аммиака при нагревании фильтрата в присутствии раствора гидроокиси натрия.

Требуемая химическая посуда и реактивы:

- фильтровальная бумага;
- трубка Дрегера для аммиака;
- кисточка;
- мерная колба, 50 см³;
- моечная бутылка, 500 см³;
- шприц, 20 и 60 см³;
- термометр, металл, 10–260 °С;
- секундомер;
- плитка с термостатом;
- колба без носика, 250 см³;
- мензурка, нержавеющая сталь, см³;
- стеклянная воронка;
- малoshумный насос;
- трубки, латекс, пластик, стекло;
- раствор гидроокиси натрия, 5N.

Порядок работы:

— в мензурку объемом 1200 см³, с расположенной внутри нее реакционной колбой, наливают примерно 800 см³ воды и помещают ее на плитку. Нагревают воду до 88–90 °С;

— оба конца трубки Дрегера соединяют с патрубком (числа маркировки шкалы на трубке Дрегера должны увеличиваться снизу вверх). Подсоединяют выходной патрубок из колбы 250 см³;

— заполняют шприц 50 см³ 20%-ным раствором гидроокиси натрия (40 см³) и впрыскивают раствор в стеклянную реакционную колбу. Добавляют 10 см³ жидкости в колбу, закрывают и закрепляют колбу на держателе. Запускают воздушный насос и таймер;

— записывают время, которое потребовалось на то, чтобы зона синего цвета достигла отметки «70» на трубке Дрегера;

— результат определяют в соответствии с калибровочной таблицей;

— после проведения опыта посуду промывают и тщательно высушивают.

Калибровка:

Процедура калибровки осуществляется с помощью водного раствора, содержащего полиакриламида 0,5 фунтов на баррель. Воздушный поток следует отрегулировать таким образом, чтобы время, необходимое для достижения зоной синего цвета отметки «70», составляло 24–25 минут. Для этой скорости потока должна составлять примерно 100 см³/мин. Для достижения большей точности рекомендуется использовать трубки из одной партии.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ

Для определения коэффициента трения фильтрационной корки бурового раствора предназначен прибор КТК-2.

Основание-столик прибора опирается на лабораторный стол посредством двух регулировочных винтов и ножки. Подвижная плита, установленная на столике, поднимается с помощью электродвигателя. На подвижной плите закреплено

ложе с цилиндрической поверхностью (диаметром 60 мм). Цилиндрический груз из нержавеющей стали имеет вес 140 г и диаметр 38 мм. К основанию-столику прикреплена шкала с пределом измерения (0–30) градусов.

Порядок работы:

— основание-столик вместе с подвижной плитой приводят в горизонтальное положение с помощью винтов и уровня;

— груз очищают от смазки авиационным бензином и просушивают;

— фильтр с фильтрационной коркой, полученной на приборе ВМ-6 или на другой стандартной установке, помещают на вогнутое ложе;

— на корку кладут груз, наружную поверхность которого предварительно смачивают водой;

— включают прибор в сеть и приводят в движение подвижную плиту, наблюдая за положением груза;

— в момент страгивания груза прибор отключают от сети и по шкале определяют угол трения.

Полученное в результате измерения показание в градусах по таблице тангенсов переводят в коэффициент трения.

$$K_{тр} = tg \varphi \quad (36)$$

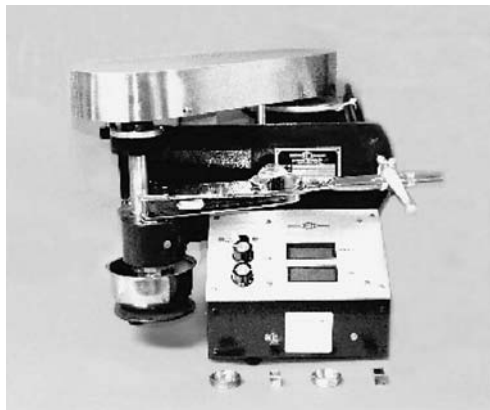
Допускается коэффициент трения фильтрационной корки отражать в градусах.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМАЗОЧНЫХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИБОРЕ ФИРМЫ «БАРОИД»

Комбинированный прибор фирмы «Бароид» для измерения давления и определения смазывающей способности представляет собой высококачественное устройство, применяемое для измерения смазывающей способности буровых растворов и получения данных для оценки типа и количества смазочной добавки.

Коэффициент трения m между двумя твердыми телами определяется как F/W , где F — обозначает силу трения, а W — нагрузку или силу перпендикулярную поверхностям. Применительно к прибору для исследования смазочных

свойств, W — это сила, с которой блок прижимается к кольцу с помощью рукоятки крутящего момента. Сила F , необходимая для скольжения поверхностей блока и кольца относительно друг друга с заданной скоростью, измеряется числом ампер, необходимых для вращения кольца при заданном числе оборотов в минуту.



Порядок работы:

— очищают кольцо и блок с помощью обычного очистителя (AJAX или COMET) и тщательно ополаскивают водой. Перед началом испытаний все части устройства в зоне нахождения образца очищают. В их состав входят: чашка из нержавеющей стали, вводный изолятор, держатель чашки, держатель блока и нижняя часть оси;

— помещают кольцо на основную ось и, используя гаечный ключ, закрепляют его на держателе. Кольцо должно быть расположено перпендикулярно конусу оси. Так как загрязнение может исказить результаты испытания, желателно не дотрагиваться до кольца;

— помещают блок в держатель (плоская часть должна быть справа);

— подключают прибор через трансформатор к источнику электроэнергии и дают поработать в течение 15 минут;

— устанавливают счетчик крутящего момента на 60 об/мин (верхний регулятор — RPM), а показатель счетчика (нижний регулятор — TORQUE) в положение «0»;

— заполняют чашку для образца дистиллированной водой и ставят на подставку;

— подставку поднимают так, чтобы пара «кольцо-блок» была погружена в жидкость, и закрепляют винтом;

— определяют положение динамометрического ключа так, чтобы подогнать его под внутреннюю вогнутую часть зажима рукоятки. Поворачивают рукоятку зажима несколько раз против часовой стрелки, чтобы убедиться, что никакая сила на блок не действует;

— повторно устанавливают счетчик крутящего момента на 60 об/мин (верхний регулятор — RPM), а показатель счетчика (нижний регулятор — TORQUE) в положение «0»;

— дают прибору поработать в течение 5 минут;

— устанавливают «0» на шкале динамометрического ключа;

— поворачивают рукоятку зажима по часовой стрелке так, чтобы получить значение 150 дюйм-фунтов крутящего момента;

— дают прибору поработать в течение 4–5 минут;

— по истечении 4–5 минут проверяют показания счетчика.

Они должны быть между 33 и 37 ± 2 .

Коэффициент трения составляет показания счетчика крутящего момента, деленное на 100. Значение коэффициента трения для воды должно находиться в диапазоне от 0,33 до 0,37 при 60 об/мин и силе 150 дюйм-фунтов. Если значение коэффициента трения для воды находится в этих пределах, приступают к очистке и измерению образца.

Очистка:

— поворачивают рукоятку регулирования крутящего момента против часовой стрелки, пока прибор не покажет «0» крутящего момента;

— опускают подставку чашки и сливают воду;

— протирают чашку для образца, блок, держатель блока и кольцо.

Измерение образца:

— перемешивают жидкость образца в течение 10 минут;

— вливают жидкость в чашку, помещают чашку на подставку и поднимают до погружения всех металлических поверхностей (держатель блока и кольцо) в жидкость;

— закрепляют данное положение винтом;

— повторно проверяют RPM (60 об/мин) и крутящий момент («0»);

— прикладывают крутящий момент 150 дюйм-фунтов и дают прибору поработать 3–5 минут;

— после 3–5 минут работы прибора записывают показания крутящего момента, затем снижают крутящий момент.

Для определения смазочной способности другой испытуемой жидкости проводят тщательную очистку всех элементов прибора.

Если значение коэффициента трения для воды не попадает в требуемый диапазон значений, то поверхности кольца и блока повторно подвергают обработке или калибровке. Если блок калиброван, то он должен иметь значительную часть (по крайней мере, 1/2) его искривленной поверхности, изношенной до блеска, с минимальным количеством бороздчатых линий через эту полированную поверхность.

Режимы обработки:

— проверяют все поверхности на чистоту и центрируют поверхность износа по середине кривизны блока;

— во время работы прибора со скоростью от 100 до 200 об/мин повторно обрабатывают поверхности водой, применяя шлифовальную смесь, наносимую на кольцо, и прикладывая силу 150 дюйм-фунтов. После 5 минут останавливают вращение, чтобы повторно нанести шлифовальную смесь на кольцо. Затем повторно в течение 5 минут необходимо приложить силу 150 дюйм-фунтов. Эту процедуру повторяют от 3 до 4 раз.

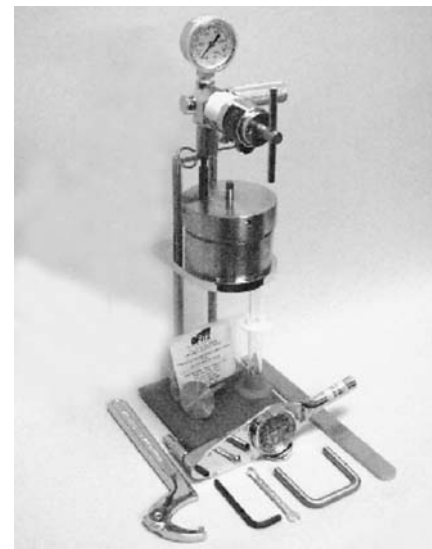
— используют AJAX или COMET с хлоринолом для удаления смазки и тщательно ополаскивают. Смешивают две столовые ложки окиси алюминия с чашкой дистиллированной воды и погружают блок и кольцо в эту смесь.

— при силе 50 дюйм-фунтов между кольцом и блоком включают прибор на 5 минут со скоростью 700–1000 об/мин. Затем сокращают крутящий момент до 25 дюйм-фунтов еще на 5 минут.

— проверяют, чтобы кольцо и блок имели гладкую поверхность с минимальным количеством рубцов. Очищают поверхности и

применяют силу в 150 дюйм-фунтов в чистой воде. Если показания 33–37 все еще не будут достигнуты, обращаются к самостоятельной калибровке.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИПКОСТИ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ



Для определения липкости глинистой корки используют прибор Sticking tester — испытатель дифференциального прихвата.

Порядок работы:

— перед началом работы проверяют устойчивость опоры на рабочем столике прибора;

— поверхность пластины тщательно моют и вытирают;

— помещают в камеру фильтр (2 шт. для отечественной фильтровальной бумаги) диаметром 6,3–6,5 мм, сетчатый фильтр (если используется), резиновое уплотнение и

пластмассовое кольцо-прокладку. Дисконный сетчатый фильтр используется для прижатия фильтрационной корки к бумаге, чтобы она не могла прилипнуть к поверхности пластины и отрываться от фильтровальной бумаги;

— удерживая кольцо-прокладку в центре, завинчивают прижимное удерживающее кольцо поверх уплотнений кольцевым гаечным ключом;

— вставляют конец с резьбой одного золотникового штока в нижнее центральное отверстие камеры и затягивают его вручную, как можно плотнее;

— заполняют камеру буровым раствором до линии отметки $\approx 170 \text{ см}^3$ (6,3 мм от верхнего края);

— устанавливая камеру на подставку, совмещая два ее отверстия с выступающими штырями подставки;

— выбирают нужную пластину;

— осторожно вставляют шток вращающейся пластины через крышку (чтобы не разрезать кольцо «0») гладкой поверхностью вниз от внутренней поверхности крышки;

— устанавливают крышку камеры и вращающуюся пластину на камере и затягивают крышку камеры, предварительно убедившись, что кольцо «0» правильно расположено на крышке;

— вставляют другой золотниковый шток в крышку камеры, вручную затягивают его. Если камера оставлена прикрепленной болтами к подставке, а золотниковый шток в крышке заканчивается на одном уровне со штырями подставки и установочный держатель мешает, поворачивают камеру на 90° ;

— устанавливают редуктор над верхним концом золотникового штока и вставляют блокирующий штифт;

— повернув выпускной клапан редуктора в положение «закрыто», открывают вентиль на баллоне;

— устанавливают регулятор на 477,5 фунтов/дюйм² (33,4 кг/см²);

— мерный цилиндр подставляют под камеру и поворачивают нижний клапан золотникового штока на $1/4$ против часовой стрелки от положения, полученного при затягивании вручную;

— открывают верхний золотниковый шток и регистрируют время начала опыта;

— буровой раствор фильтруют в течение 10 минут (или до необходимой толщины глинистой корки, или необходимого объема фильтрата);

— толкают пластину вниз, пользуясь рычагом, путем попадания в канавку на брусе в перекрещивающейся опоре, до соприкосновения с глинистой коркой, одновременно придают поршню вращательное движение легким раскачиванием 2–3 раза;

— время необходимое для прихвата — 2 минуты, прикладываемая сила к брусу — 22–35 кг;

— регистрируют время и объем фильтрата;

— оставляют пластину в состоянии прихвата на 10 минут;

— изменяют крутящий момент специальным ключом, для чего необходимо совместить втулку-зажим, муфту с ключом крутящего момента;

— вращать пластину можно в любом направлении, наблюдая при этом за циферблатом, и удерживая камеру рычагом, заклиненным между колоннами над платформой камеры;

— фиксируют объем фильтрата, максимальный крутящий момент, время прихвата, если было использовано не 10 минут, а другое время;

— опыт по определению крутящего момента повторяют 3–6 раз с промежутками в 30 секунд и отмечают среднее значение крутящего момента;

— закрыв вентиль на баллоне, поворачивают регулятор против часовой стрелки до освобождения диафрагмы, открывают выпускной клапан;

— расчет коэффициента прихвата K_{st} и объемного коэффициента прихвата K_{sc} производят в зависимости от используемой пластины.

Разборка и чистка:

— снимают ключ для крутящего момента, редуктор с верхнего золотникового штока, вынимают штифт;

— ослабив крышку камеры, отвинчивают винты крышки;

— при неподвижности штока вращающейся пластины осторожно проталкивают его через крышку;

— наклонив камеру, сбрасывают образец, тщательно смывая его с края пластины;

— при необходимости замеряют толщину образовавшейся глинистой корки, осторожно снимают вращающуюся пластину с крышки;

— очищают поверхность пластины с помощью деревянной лопатки, чтобы не поцарапать ее гладкую поверхность;

— снимают прижимное кольцо специальным ключом;

— удаляют уплотнение и фильтровальную бумагу с глинистой коркой, если она осталась;

— тщательно очищают все части прибора, резьбовые соединения смазывают смазкой для предупреждения коррозии.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ

Для определения кинематической вязкости жидкости предназначен капиллярный вискозиметр типа ВПЖ. Кинематическая вязкость — это мера сопротивления жидкости течению под влиянием гравитационных сил.

Вискозиметр ВПЖ (Оствальда) представляет собой *U*-образную трубку. В одно колено этой трубки впаян капилляр, переходящий в расширения (верхнее и нижнее). Выше и ниже расширения (нижнего) на колене нанесены метки, позволяющие фиксировать объем протекающей через капилляр жидкости. Верхнее расширение предохраняет от выброса жидкости из колена в процессе работы с прибором. В нижней части другого колена имеется расширение, сделанное с целью сократить изменение нижнего уровня жидкости в *U*-образной трубке. В верхнем конце широкого колена находится отвод стеклянной трубки, соединенный резиновым шлангом с резиновым баллоном.

Порядок работы:

— жидкость с помощью резинового баллона, присоединенного к отводу, осторожно нагнетают в нижнее расширение немного выше верхней риски (или заливают через широкое колено);

— при измерении широкое колено должно быть закрыто резиновой пробкой. Нужно следить, чтобы в капилляре и расширении не образовалось пузырьков воздуха;

— после того как жидкость поднялась в расширение (верхнее), прекращают нагнетание и вынимают пробку из колена;

— при истечении жидкости из капилляра включают секундомер в тот момент, когда мениск пройдет верхнюю риску, и останавливают в момент совмещения точки мениска с нижней риской.

Кинематическую вязкость при данной температуре вычисляют по формуле:

$$\nu = C \cdot t, \quad (37)$$

где *C* — постоянная вискозиметра, мм²/с²;

t — время истечения жидкости от верхней до нижней риски, с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Измеритель удельного сопротивления фирмы «Бароид» — это электрический измерительный прибор на транзисторах для измерения удельного сопротивления жидкостей, жидкого цементного теста или полутвердых веществ с удельным сопротивлением в диапазоне от 0,01 до 10 Ом·м.

Прибор снабжен шкалой прямого отсчета. Для пробы предназначена прозрачная ячейка из плексигласа. Термометр для измерения температуры вмонтирован в тело ячейки и является ее составной частью.

Порядок работы:

— заполняют ячейку жидкостью при помощи резиновой груши. Чтобы удалить все пузырьки воздуха и смочить поверхность ячейки вливают и выливают жидкость два-три раза. Ячейка должна быть заполнена максимально;

— присоединяют ячейку к измерителю удельного сопротивления;

— нажав черную кнопку, подрегулировать отклонение стрелки прибора до верхнего деления шкалы (ADJ);

— держа черную кнопку нажатой, нажимают красную кнопку;

— прибор показывает удельное сопротивление жидкости. При исследовании бурового раствора может оказаться необходимым перед снятием показаний выждать 3–5 минут после заполнения ячейки раствором, чтобы

ячейка и раствор достигли состояния температурного равновесия;

— регистрируют измеренное удельное сопротивление и температуру ячейки;

— извлекают ячейку и моют дистиллированной водой. Чтобы удалить те частицы бурового раствора, которые не удается смыть водой, можно использовать «ершик».

С помощью номограммы можно преобразовать сопротивление в концентрацию соли (NaCl). Номограмму можно использовать для определения сопротивления при другой температуре.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ЭМУЛЬСИЙ

Испытатель эмульсий используется для определения стабильности и типа эмульсий.

Прибор снабжен вмонтированным в корпус измерительным устройством. Для пробы предназначен зонд с электродами (датчик). Питание прибора от четырех 9-вольтовых батареек. Прибор обеспечивает постоянную величину возрастания напряжения до тех пор, пока эмульсия не становится проводимой.



Порядок работы:

— перед испытанием пробу раствора пропускают через сито для удаления частиц размером более 20 мкм и тщательно перемешивают;

— испытуемый раствор заливают в стеклянный или пластмассовый сосуд;

— устанавливают зонд так, чтобы он не касался дна или стенок сосуда и поверхность электродов полностью покрывалась образцом;

— нажимают кнопку основного питания, чтобы начать испытание и держат ее нажатой до завершения испытания;

— записывают значение ЭУ, показываемое индикаторным устройством;

— выполняют вышеуказанную процедуру с тем же раствором не менее трех раз. Для обеспечения точности образца между за мерами перемешивают (но не датчиком).

— рекомендуемая АНИ температура испытания — $(49 \pm 3)^\circ\text{C}$.

— после завершения повторных испытаний используют мягкую ткань или бумажное полотенце для очистки датчика, проявляя осторожность, чтобы не изменить зазор между электродами;

— когда внутренние батареи разрядятся (на что укажет заметное уменьшение выходного напряжения, считываемого со шкалы прибора), их заменяют.

Калибровку прибора осуществляют следующим образом:

— осматривают электродный зонд. На нем не должно быть следов повреждений и отложений в зазоре между электродами;

— при отсоединенном зонде нажимают измерительную кнопку. Если измеритель работает нормально, то значение ЭУ должно достичь максимального значения, позволяемого прибором напряжения.

— подсоединяют зонд и проводят замер на воздухе. В этом случае ЭУ также должно достичь максимального разрешенного напряжения. Если этого не происходит, то зонд и (или) соединительный кабель нуждаются в очистке или замене;

— повторяют тест по линейному измерению напряжения, погрузив зонд в водопроводную воду. Значение ЭУ не должно превышать 3 В. Если значение превышает, проводят очистку зонда или заменяют его.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОШКООБРАЗНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Для порошкообразных материалов плотность определяется с помощью волюметра Ле-Шателье. Этот прибор представляет собой мерную колбу емкостью 100–150 см³ с длинным узким горлом. В нижней части горла имеется расширение, ниже и выше которого нанесены деления, позволяющие отмерять объем с точностью до 0,1 см³.

Перед определением плотности материал необходимо высушить. Плотность определяется в обезвоженной углеводородной жидкости — бензине, керосине, бензоле и т.п. Для определения плотности материалов, химически инертных по отношению к воде, можно использовать дистиллированную воду.

Порядок работы:

- волюметр заполняют жидкостью до нижней нулевой черты и помещают в термостат с температурой 20 °С;
 - оставшиеся на горле колбы капельки жидкости снимают свернутой в трубочку фильтровальной бумагой;
 - навеску материала в количестве 90–100 г высыпают в прибор небольшими порциями до тех пор, пока уровень жидкости, вытесняемой материалом, не поднимется в горле колбы до деления, соответствующего 20 см³ или до другого деления вблизи этой отметки;
 - для удаления пузырьков воздуха прибор необходимо несколько раз энергично повернуть вокруг своей оси и затем уточнить отсчет;
 - при определении нужно следить за тем, чтобы материал не застрял в горле сосуда или не остался на стенках;
 - оставшуюся часть материала взвешивают.
- Относительную плотность вычисляют по формуле:

$$\rho_{020} = (P_1 - P_2) / V \cdot \rho_B, \quad (38)$$

где P_1 — масса материала, взятого до опыта, г;

P_2 — масса оставшегося материала, г;

V — объем жидкости, вытесненной материалом, см³;

ρ_B — плотность воды, г/см³.

Относительная плотность вычисляется как среднеарифметическое из результатов двух определений, отличие между которыми не должно быть более 0,02.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛОКУЛИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ

Для определения флокулирующей способности применяют мерный стеклянный цилиндр емкостью 100 см³.

Исследования проводят на глинистом растворе с малым содержанием твердой фазы 3–4%.

Порядок работы:

- после обработки реагентом-флокулянтom глинистый раствор интенсивно перемешивают, затем выливают в цилиндр до отметки 100 см³ и выдерживают в статических условиях в течение определенного времени;
- уровень образовавшейся осветленной части замеряется через 5, 10, 30 минут.

Коэффициент флокуляции вычисляют по формуле:

$$K_{\Phi} = \frac{V_{\text{осв}}}{V} 100 \%, \quad (39)$$

где $V_{\text{осв}}$ — объем осветленной части раствора, см³;

V — полный объем глинистого раствора (суспензии), см³.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕНООБРАЗУЮЩЕЙ АКТИВНОСТИ

Для определения вспениваемости и пенообразующей активности используется мерный цилиндр емкостью 500 см³.

Порядок работы:

- приготовленный водный раствор реагента 1%-ной концентрации перемешивают на высокооборотной мешалке в течение 5 минут;
- затем в цилиндр наливают 200 см³ этого раствора и оставляют в покое на 5 минут;
- по истечении заданного времени отсчитывают увеличение объема раствора.

Пенообразующую активность вычисляют по формуле:

$$P = V_1 \cdot V, \quad (40)$$

где V — первоначальный объем раствора, см^3 ;

V_1 — увеличенный объем раствора, см^3 .

Вспениваемость вычисляют по формуле:

$$B = \frac{V_1}{V} \cdot 100 \%, \quad (41)$$

где V — первоначальный объем раствора, см^3 ;

V_1 — увеличенный объем раствора, см^3 .

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЕРМЕНТАТИВНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Для определения микробиологической устойчивости реагента используется ротационный вискозиметр ВСН-3 или вискозиметр FANN.

Порядок работы:

— приготовленный водный раствор реагента (для высоковязких — 1%, низковязких — 3%) перемешивают на вискозиметре при 600 об/мин в течение 1–3 минут;

— по шкале отсчитывают показание угла поворота измерительного элемента в момент максимального значения;

— аналогично снимают показания при 300 об/мин;

— водный раствор реагента оставляют в покое до следующего замера;

— реологические показатели определяют через 1, 3, 5, 10 и 15 суток.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА РАСТВОРА

Основной показатель качества (сортности) глин — выход раствора — количество кубических метров глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученное из 1 т глины. Выход раствора можно определять двумя методами.

Метод 1

В три стакана смесительной установки типа «Воронеж» заливают 400 см^3 воды, нагретой до температуры $(70 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$ (для палыгорскитовых глинопоорошков используют насыщенный раствор хлористого натрия);

— в стаканы отдельно вводят три пробы глинопоорошка, масса которых берется в зависимости от предполагаемой марки по ТУ 39-0147001-105-93 (таблица 5 — для бентонитовых и каолинит гидрослюдистых глинопоорошков, таблица 6 — для палыгорскитовых глинопоорошков) в пересчете на сухое вещество.

Например, при массовой влаге 9% масса проб глинопоорошка составит:

$$25 : (1 - 0,09) = 27,5 \text{ г};$$

$$34 : (1 - 0,09) = 37,4 \text{ г};$$

$$52 : (1 - 0,09) = 57,1 \text{ г};$$

— стаканы закрепляют в смесительной установке и перемешивают 20 минут. Если при перемешивании получается пастообразная масса, перемешивание следует прекратить, суспензию не использовать для испытания, так как показания шкалы вискозиметра будут заведомо больше 1600. Для испытания следует приготовить новую глинистую суспензию с меньшей навеской глинопоорошка;

Таблица 5

Марка глинопоорошка	Масса навески глинопоорошка на 400 см^3 , г		
	1	2	3
ПБМА	16,5	20,0	25,0
ПББ, ПБМБ, ПБМБэ, ПБМБп	20,0	25,0	34,0
ПБВ, ПБМВ	25,0	34,0	52,0
ПБГ, ПБМГ	34,0	52,0	86,0
ПБД, ПКГД	52,0	86,0	130,0
ПКГН, ПБН	112,0	156,0	190,0

Таблица 6

Марка глинопоорошка	Масса пробы глинопоорошка на 400 см^3 , г насыщенного раствора хлористого натрия		
	1	2	3
ППМБ, ППБ	20,0	25,0	34,0
ППМВ, ППВ	25,0	34,0	52,0
ППМГ, ППГ	34,0	52,0	36,0
ППД	52,0	86,0	130,0
ППН	112,0	156,0	190,0

— после перемешивания проверяют однородность массы. В суспензии не должны присутствовать комочки непродиспергированного глинопорошка;

— при наличии комочков их тщательно растирают и перемешивают в смесительной установке еще в течение 3–5 минут;

— суспензию, приготовленную на смесительной установке «Воронеж», заливают в контейнер вискозиметра ВСН-3 и перемешивают при частоте вращения 600 об/мин до достижения устойчивого показания шкалы вискозиметра (φ_1);

— если при раскручивании суспензии в течение 2–3 минут показания шкалы менее 50 или более 160 делений, дальнейшее испытание не проводят;

— если показания шкалы вискозиметра менее 50 делений, готовят новую глинистую суспензию с большей навеской глинопорошка;

— если показания шкалы вискозиметра больше 160 делений, готовят глинистую суспензию с меньшей навеской глинопорошка.

Метод 2

Допускается определение выхода раствора по вискозиметру ВБР-1.

В этом случае в фарфоровую кружку наливают 1000 см³ воды, нагретой до кипения, и помещают ее в водяную баню с той же температурой;

— при перемешивании на лабораторной мешалке в воду засыпают 150–700 г глинопорошка, перемешивают 5 минут, затем суспензию охлаждают до комнатной температуры;

— приготовленную суспензию размешивают в течение 5 минут;

— смачивают воронку пресной водой, закрывают трубку вискозиметра ВБР-1 пальцем и заливают через сетку 700 см³ суспензии;

— под трубку вискозиметра помещают кружку вместимостью 500 см³ и в момент открытия отверстия трубки включают секундомер;

— когда уровень истекаемой жидкости достигнет верхнего края кружки, секундомер останавливают;

— фиксируют значение условной вязкости (УВ);

— если УВ более 25 с, суспензию разбавляют водой;

— при получении УВ меньше 25 с суспензия готовится заново с увеличенной навеской глинопорошка;

— суспензию вязкостью 25 с тщательно перемешивают, заливают в пикнометр, исключая попадание воздуха, и взвешивают.

Обработка результатов

При определении выхода раствора вычисляют эффективную вязкость ($\eta_{эф}$) в мПа·с по формуле 9.

При использовании вискозиметра FANN эффективную вязкость вычисляют по формуле (12).

Выход раствора определяют построением графической зависимости $I g \eta_{эф}$ от количества глинопорошка в 400 см³ воды. По навеске глинопорошка в 400 см³ воды, соответствующей $I g \eta_{эф} = 1,3$, находят выход раствора из глинопорошка, используя таблицу 7.

Таблица 7

Количество глинопорошка на 400 см ³ воды	Выход раствора, м ³ /т	Количество глинопорошка на 400 см ³ воды	Выход раствора, м ³ /т	Количество глинопорошка на 400 см ³ воды	Выход раствора, м ³ /т
12,0	33,7	31,2	13,2	55,7	7,5
12,4	32,7	31,6	13,0	56,1	7,4
12,8	31,6	32,0	12,9	58,9	7,1
13,2	30,7	32,4	12,7	59,7	7,0
13,6	29,9	32,9	12,5	60,5	6,9
14,0	29,0	33,3	12,4	61,3	6,8
14,4	28,2	33,7	12,2	63,7	6,6
14,8	27,5	34,1	12,0	64,5	6,5
15,2	26,7	34,5	11,9	66,1	6,4
15,6	26,0	34,9	11,8	66,9	6,3
16,0	25,3	35,3	11,7	68,5	6,2
16,4	24,7	35,7	11,6	69,3	6,1
16,8	24,2	36,1	11,4	71,7	5,9
17,2	23,6	36,5	11,3	73,1	5,8
17,6	23,1	36,9	11,2	74,2	5,6
18,0	22,6	37,3	11,1	76,5	5,5
18,4	22,1	37,7	10,9	78,4	5,4
18,8	21,7	38,1	10,8	80,0	5,3

Количество глинопорошка на 400 см ³ воды	Выход раствора, м ³ /т	Количество глинопорошка на 400 см ³ воды	Выход раствора, м ³ /т	Количество глинопорошка на 400 см ³ воды	Выход раствора, м ³ /т
19,2	21,2	38,5	10,7	82,7	5,2
19,6	20,7	38,9	10,6	83,7	5,1
20,0	20,3	39,7	10,5	85,7	5,0
20,8	19,6	40,3	10,2	88,4	4,9
21,2	19,2	40,9	10,1	90,7	4,8
21,6	18,9	41,3	10,0	92,9	4,7
22,0	18,5	41,7	9,9	94,7	4,6
22,4	18,2	42,1	9,8	100,8	4,4
22,8	17,9	42,9	9,7	103,9	4,3
23,2	17,6	43,3	9,6	105,3	4,2
23,6	17,3	43,7	9,5	108,0	4,1
24,0	17,0	44,1	9,4	112,0	4,0
24,4	16,7	44,5	9,3	114,7	3,9
24,8	16,4	44,9	9,2	118,7	3,8
25,2	16,2	45,3	9,1	121,3	3,7
25,6	15,9	46,1	9,0	125,3	3,6
26,4	15,5	46,5	8,9	129,3	3,5
26,8	15,2	47,3	8,8	133,3	3,4
27,2	15,0	47,7	8,7	138,7	3,3
27,6	14,8	48,1	8,6	144,3	3,2
28,0	14,6	48,9	8,5	156,0	3,0
28,4	14,4	49,7	8,4	161,3	2,9
28,8	14,2	50,1	8,3	168,5	2,8
29,2	14,1	50,9	8,2	180,0	2,7
29,6	13,9	51,7	8,1	183,5	2,6
30,0	13,7	52,9	7,9	193,9	2,5
30,4	13,5	54,5	7,7	203,3	2,4
30,8	13,3	54,9	7,6	255,0	2,0

При определении выхода раствора на вискозиметре ВБР-1 определяют плотность суспензии с точностью до 0,01 г/см³. Выход раствора ($V_{\text{раств}}$) вычисляют по формуле:

$$V_{\text{раств}} = \frac{0,63}{\rho - 1}, \quad (42)$$

где ρ — плотность суспензии вязкостью 25 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РАСТВОРА

Ингибирующую способность бурового раствора определяют: — по показателю увлажняющей способности; — по диспергирующей способности (роллинг-тест).

Определение ингибирующих свойств бурового раствора по показателю увлажняющей способности

Исследования проводят на искусственно приготовленных образцах, спрессованных из немодифицированного бентонита, относящегося к группе монтмориллонитовых минералов (или из пород, слагающих разрез скважины).

Порядок работы:

— для исследований используют не менее двух образцов на одну пробу жидкости;

— торцы образцов очищают от парафина, полностью погружают в емкость, наполненную буровым раствором или его фильтратом, и оставляют на 4 часа;

— по истечении 4 часов образцы извлекают из фильтрата, лишние капли убирают фильтровальной бумагой и взвешивают с точностью до 0,1 г. Если образцы находились в глинистом растворе, дополнительно очищают их от налипшей глинистой корки, затем взвешивают;

— величину увлажнения образца вычисляют как среднерифметическое по используемым образцам.

По величине увлажнения образца вычисляют текущую скорость увлажнения:

$$V_1 = K' \cdot \frac{G_2 - G_1}{G_1 \cdot t} \cdot 100, \quad (43)$$

где V_1 — текущая скорость увлажнения, см/ч;

K' — глубина пропитки образца, принимается равным 1 см;

G_2 — масса увлажненного образца, г;

G_1 — исходная масса образца, г;

t — время увлажнения образца, ч.

По текущей скорости увлажнения вычисляют показатель увлажняющей способности:

$$\Pi_0 = V_1 \cdot e^{(0,85-K) \ln t}, \quad (44)$$

где Π_0 — показатель увлажняющей способности, см/ч;
 V_1 — текущая скорость увлажнения, см/ч;
 K — коэффициент коллоидальности глины, используемой для приготовления образцов;
 t — время увлажнения образца, ч.

Время устойчивости ствола скважины вычисляют по формуле:

$$T_{уст} = \frac{15,35 \cdot R_{скв} \cdot \rho_{раст}}{\Pi_0 \cdot P_{пор}} \cdot e^{-0,01\alpha}, \quad (45)$$

где $T_{уст}$ — время устойчивости ствола скважины, сут;
 $R_{скв}$ — радиус скважины, м;
 Π_0 — показатель увлажняющей способности, см/ч;
 α — угол наклона скважины, принимается равным 0;
 $\rho_{раст} / P_{пор}$ — принимается равным 1.

Определение диспергирующей способности

Проводят на пробе бурового шлама определенного размера с учетом скважинных условий.

Порядок работы:

— высушенную пробу бурового шлама фракции 2,00–4,76 мм взвешивают (20 г) и перемешивают с исследуемой жидкостью ($V = 350$ мл);

— заполняют термоячейку и помещают в роликовую печь;

— термостатируют с вращением роликов в течение 12–16 часов при температуре 75 °С;

— затем раствор пропускают через сито с размером ячеек 0,177 мм (200 меш), оставшиеся на сите частицы бурового шлама промывают, сушат и взвешивают;

Долю твердой фазы (Π), которая сохраняется в глинистой суспензии (не диспергирует), вычисляют по формуле:

$$\Pi = \frac{P_{сух.ост.}}{20} \cdot 100, \quad (46)$$

где Π — ингибирующая способность раствора, %;

$P_{сух.ост.}$ — вес сухого остатка шлама после термостатирования, г;
 20 — навеска шлама, используемого для анализа, г.

Диспергирующую способность вычисляют по формуле:
 $D = 100 - \Pi \quad (47)$

Альтернативная методика оценки ингибирующей активности реагентов

Метод основан на ингибирующем действии реагентов на бентонит в момент приготовления суспензии.

В начале готовится базовый раствор: к дистиллированной воде (400 мл) добавляется 7,5% бентонита API стандарта (30 г) и перемешивается под высокоскоростной мешалкой (Hamilton Beach mixer) 15 минут. Замеряют AV(Q600/2) и ДНС.

Во втором опыте к дистиллированной воде добавляют реагент-ингибитор (1, 2, 3%), затем повторяется процедура приготовления базового раствора, т.е. в водный раствор ингибитора вводят 7,5% бентонита, перемешивают 15 минут. Замеряют AV(Q600/2) и ДНС. Требования к активности ингибитора при оптимальной его концентрации следующие: величина AV должна составлять не более 35% от AV базового раствора, ДНС — только 15% от величины ДНС базового раствора.

Например, такие данные получаются при испытании сульфированного асфальта в количестве 2–3%.

Тем же путем можно оценивать комбинацию реагентов. Отклонение от приведенных значений AV и ДНС (больше или меньше) может также характеризовать ингибирующую активность реагентов или их смесей.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ СДВИГУ

Предельное статическое напряжение сдвига или сопротивление сдвигу бурового раствора в статических условиях является мерой того минимального сдвигающего напряжения, которое необходимо для создания движения с проскальзыванием. Эти значения получают непосредственно считыванием с отградуированной шкалы, они дают предельное напряжение сдвига в фунтах на 100 футов² площади (коэффициент перевода в дПа — 4,8).

Для определения сопротивления сдвигу используется широметр (Shearometer) — измеритель сопротивления сдвигу.

Широметр включает в себя: дюралюминиевую трубку длиной 88,9 мм с внутренним диаметром 35,6 мм, весом 5 г; специальную шкалу, градуированную в фунтах на 100 футов² сдвига и стакан для пробы, который служит в качестве опоры для шкалы.



Порядок работы:

- смачивают трубку водой и удаляют ее избыток;
- наливают в стакан прибора свежеперемешанный буровой раствор до уровня нижней линии шкалы;
- опускают трубку измерителя над опорой шкалы и доводят ее до поверхности пробы раствора. Затем отпускают трубку и дают ей возможность свободно погружаться вертикально, направляя ее, если необходимо, только пальцами;
- с помощью секундомера измеряют время от момента отпущения трубки. Предоставив трубке возможность погружаться в течение одной минуты, считывают показание прямо со шкалы против верхнего конца трубки и регистрируют полученное сопротивление сдвигу;
- раствор оставляют в покое на 10 минут, затем повторяют операцию для замера 10-минутного значения сопротивления сдвигу;
- для определения удельного веса раствора и глубины погружения трубки используют градуировочные кривые измерителя сопротивления сдвигу.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОПРИХВАТНЫХ ЖИДКОСТНЫХ ВАНН

Для оценки эффективности различных антиприхватных составов (ванн) для освобождения от дифференциальных прихватов используют прибор Sticking tester.

Порядок работы:

- формируют глинистую (или другую) корку под давлением 3,34 МПа испытываемого бурового раствора, определяют фильтрацию и создают прихват по стандартной методике;
- заменяют исходный буровой раствор в камере на противоприхватный состав (жидкостную ванну) и вновь создают давление 3,34 МПа;
- определяют фильтратоотдачу жидкостной ванны и изменение коэффициента потенциального прихвата во времени (10, 30, 60, 120 минут) до полного освобождения от прихвата;
- коэффициент потенциального прихвата вычисляют по формуле:

$$K_n = F \cdot 0,001, \quad (48)$$

где K_n — коэффициент потенциального прихвата;

F — сила страгивания, измеренная динамометрическим ключом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ

Поверхностное натяжение, проявляющееся между несмешивающимися жидкостями называют межфазным натяжением. Коэффициент поверхностного натяжения отражает силу, которую необходимо приложить для увеличения периметра жидкости на 1 см. Прибор для определения коэффициента поверхностного натяжения состоит из: микрометра, пружины, медицинского шприца с загнутой иглой, соединенных последовательно между собой и укрепленных на штативе.

Порядок работы:

- перед проведением исследований определяют постоянную капилляра замером поверхностного натяжения на границе дистиллированная вода–керосин;

- шприц заполняют керосином;
- бюкс с пробой жидкости устанавливают так, чтобы загнутый кончик иглы был погружен в жидкость ниже уровня поверхности;
- вращением подвижной части микрометра с помощью поршня предварительно удаляют воздух до появления капли керосина;
- выдавливают керосин равномерно до отрыва капли. Фиксируют значения размера капли. Количество капель должно быть не менее 15;
- определяют размер капли. Максимальные и минимальные значения, которые выпадают из большего числа одинаковых, отбрасывают;
- вычисляют средний объем капли как среднеарифметическое не менее 10 измерений;
- коэффициент поверхностного натяжения вычисляют по формуле:

$$\sigma = K \cdot V_{\text{ср.капли}} (\rho_{\text{жидк}} - \rho_{\text{керос.}}), \quad (49)$$

где σ — коэффициент поверхностного натяжения, мНм;

K — постоянная капилляра;

$V_{\text{ср.капли}}$ — средний объем капли, см³;

$\rho_{\text{жидк}}$ — плотность исследуемой жидкости, г/см³;

$\rho_{\text{керос.}}$ — плотность керосина, г/см³.

Раздел 6

Компоненты буровых растворов

ВОДА

Фрэнк во введении к четырехтомной монографии, посвященной воде, писал: «...из всех известных жидкостей вода, по-видимому, является наиболее изученной и наименее понятной, хотя многие ее свойства приняты в качестве международных стандартов...» К числу отличительных, по сравнению с другими жидкостями, свойств воды относятся самое высокое поверхностное натяжение, диэлектрическая константа, удельная теплота плавления, теплота парообразования и превосходная способность растворять различные вещества. Наиболее важным свойством воды, отличающим ее от большинства других веществ, является ее расширение при замерзании в условиях нормального давления.

Своеобразные свойства воды объясняются ее особой молекулярной структурой. Простая формула — H_2O — не выявляет нелинейной, асимметричной структуры ее молекулы, которую можно рассматривать как тетраэдр с атомом кислорода в центре и с двумя ядрами водорода и двумя парами электронов по углам. Полярная природа молекулы объясняет ее сильную тенденцию к образованию водородных связей и созданию структуры жидкой воды. В воде диссоциируют соли, кислоты и основания. Гидратные оболочки уменьшают притяжение ионов с противоположным зарядом. При любом изучении поведения бурового раствора главными объектами исследований являются реакции между поверхностями глинистых частиц и воды, а также влияние электролитов, растворенных в воде, на взаимодействие глины и воды.

Обычно вода доступна и затраты на ее приобретение сравнительно низки. На некоторых буровых, однако, ее качество таково, что приходится изменять композицию бурового раствора или подвергать воду обработке, чтобы устранить вредное влияние некоторых растворенных в ней веществ. В этих случаях следует обратить внимание на стоимостный аспект и рассмотреть вопрос об альтернативных решениях проблемы. На ряде площадей одной из главных статей буровых затрат может стать удаление избытка бурового раствора. В подобной ситуации график использования буровых растворов должен быть составлен так, чтобы свести к минимуму избыточный объем без ухудшения рабочих характеристик растворов.

Измерение объема воды, используемой в буровом растворе, производится очень редко. В этих случаях суточное потребление воды оказывалось чрезвычайно большим, достигая иногда 60% объема бурового раствора в циркуляционной системе. При использовании утяжеленного бурового раствора объем добавляемой воды можно подсчитать по количеству барита, необходимого для поддержания заданной плотности. По весьма заниженным оценкам, масса воды, расходуемой ежегодно при бурении скважин, превышает 20 млн т.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПЛОТНОСТИ

Одной из важных функций бурового раствора является уравнивание давления пластовых флюидов с целью предотвращения выбросов. Иногда плотность бурового раствора приходится повышать, чтобы придать устойчивость слабо цементированным породам. Для некоторого увеличения плотности бурового раствора можно добавлять любое вещество, которое имеет большую плотность, чем вода, и не оказывает отрицательного влияния на остальные свойства раствора. Выбор такого материала зависит не только от стоимости, но и от других факторов. Растворимость солей ограничивает диапазон их

Таблица 1
МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПЛОТНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Материал	Главный компонент	Плотность, г/см ³	Твердость по шкале Мооса
Галенит	PbS	7,4–7,7	2,5–2,7
Гематит	Fe ₂ O ₃	4,9–5,3	5,5–6,5
Магнетит	Fe ₃ O ₄	5,0–5,2	5,5–6,5
Оксид железа (искусственный)	Fe ₂ O ₃	4,7	
Ильменит	FeO TiO ₂	4,5–5,1	5–6
Барит	BaSO ₄	4,2–4,5	2,5–3,5
Сидерит	FeCO ₃	3,7–3,9	3,5–4
Целестит	SrSO ₄	3,7–3,9	3–3,5
Доломит	CaCO ₃ MgCO ₃	2,8–2,9	3,5–4
Кальцит	CaCO ₃	2,6–2,8	3

применимости, но есть и другие проблемы, связанные с использованием таких систем. Для повышения плотности буровых растворов пригодны различные мелкоизмельченные твердые материалы (табл. 1).

Барит

Чистый барит (сульфат бария, $BaSO_4$) содержит 58,8% бария и имеет плотность 4,5 г/см³. Предлагаемый поставщиками барит, иногда именуемый тяжелым шпатом, имеет меньшую плотность, так как содержит включения других минералов (например, кварца, роговика, кальцита, ангидрита, целестина и различных силикатов). Кроме того, в него обычно входят несколько железосодержащих минералов, некоторые из которых могут повысить плотность продукта.

Барит фактически нерастворим в воде и не реагирует с другими компонентами бурового раствора. Добываемый вместе с баритом сульфат кальция, иногда присутствующий в виде гипса или ангидрита, должен быть удален из продукта, так как он загрязняет буровые растворы на пресной воде. Сульфидные минералы (такие как пирит и сфалерит), если они присутствуют в барите, могут подвергнуться окислению с образованием растворимых солей, которые отрицательно влияют на поведение бурового раствора. Барит, добываемый в шахтах штатов Арканзас, Калифорния и Невада, имеет цвет от темно-серого до черного, содержит немного органических примесей и при дроблении руды пахнет сероводородом, но у конечного продукта этого запаха нет.

Барит залегает в самых различных геологических условиях в осадочных, вулканических и метаморфических породах. Промышленные месторождения барита встречаются в виде жил, россыпей или пластов.

Согласно стандартам АНИ, барит должен отвечать следующим требованиям.

Плотность, г/см³ $\geq 4,20$.

Ситовый анализ — остаток в % на сите с размером ячеек:

0,074 мм $\leq 3,0$;

0,044 мм $\geq 5,0$.

Массовая доля растворимых щелочноземельных металлов в расчете на кальций, % $\leq 0,025$.

Карбонат кальция

Карбонат кальция был предложен в качестве утяжелителя, потому что фильтрационная корка, которая образуется на продуктивном пласте при его использовании, удаляется при обработке соляной кислотой. Карбонат кальция легко получить, размалывая известняк или раковины устриц. В буровых растворах на углеводородной основе он диспергируется легче, чем барит. Его низкая (2,6–2,8 г/см³) плотность ограничивает возможность максимального утяжеления бурового раствора до 1,4 г/см³. Муку из раковин устриц или молотый известняк часто используют в растворах для капитального ремонта скважин.

Растворы с высокими значениями фильтрации, содержащие во взвешенном состоянии отсортированные частицы мрамора или известняка, оказались весьма эффективным средством для борьбы с поглощениями. Гранулометрический состав измельченной породы способствует образованию из крупных частиц герметизирующих пробок максимальной плотности. В этот состав не вводят очень мелкие (менее 0,074 мм) частицы, чтобы раствор сохранял высокие значения фильтрации. Повышенной скоростью фильтрации обладает суспендирующий раствор (состоит из воды, соли, аттапульгита, диатомовой земли и барита). На основе лабораторных исследований и промыслового опыта были созданы композиции растворов, плотность которых изменяется от 1,4 до 2,4 г/см³.

Бентонит

Термин «бентонит» произошел от названия места, где было обнаружено первое в США промышленное месторождение глин. В 1897 г. Уильям Тейлор из пос. Рок-Крик (шт. Вайоминг) начал продавать особую глину, обнаруженную в сланцевых отложениях форт-бентон мелового возраста. Он решил назвать эту глину «тейлорит», но, узнав, что этот термин уже используется, он предложил название «бентонит». Как стало позднее известно, эта глина использовалась в качестве одного из компонентов туалетного мыла, а после выщелачивания — в качестве добавки в производстве конфет.

Геологи пришли к заключению, что бентонит образовался в результате расстеклования и химического изменения

вулканического пепла; способ образования этой глины был включен в качестве неотъемлемого признака в определение этой породы. Однако такое определение оказалось неадекватным понятию, так как исключало из класса бентонитов месторождения такой же глины во многих странах, образовавшиеся не в результате вулканической деятельности. Поэтому более подходит определение, данное Гримом и Ньюеном: «Любая глина, преимущественно состоящая из монтмориллонитового глинистого минерала, которым и определяют физические свойства глин». Грим и Ньюен описали геологическое и географическое расположение залежей бентонита во всем мире и исследовали разновидности минерального и химического состава монтмориллонитов. Бентонит также определили как минерал, состоящий из мелкозернистых глин и содержащий не менее 85% монтмориллонита.

Хотя бентонит, получаемый в западных районах США, считается глиной самого высшего качества для буровых растворов, его коллоидные свойства меняются даже в пределах одного месторождения. На рисунке 1 показаны изменения свойств бентонита на месторождении близ г. Колони (шт. Вайоминг) в зависимости от толщины покрывающих пород. Удельная проводимость и содержание избыточных солей самые высокие в выветрелых отложениях глин, выходящих на поверхность; из них получают буровые растворы высокой вязкости и значительной гелеобразующей способности. Следует обратить внимание на влияние температуры сушки на выход раствора вязкостью 15 мПа·с.

Неоднородный характер бентонита был доказан рентгеноструктурным анализом и данными катионообмена для нескольких проб вайомингского бентонита, разделенного на три фракции посредством центрифугирования суспензий. Выявлена корреляционная связь между пластической вязкостью и предельным статическим напряжением сдвига, которые зависят от удельной поверхности и обменного катиона в центрифугированных фракциях. Сравнительно крупные фракции (наименьшая удельная поверхность) содержат в качестве обменного катиона преимущественно кальций, они дают растворы с меньшей вязкостью и предельным статическим напряжением

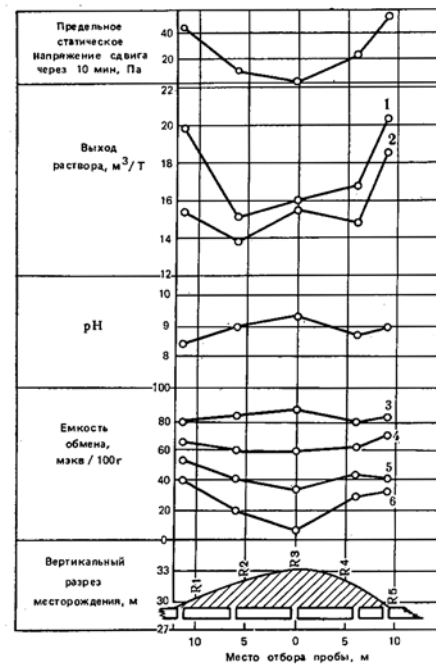


Рис. 1. Изменение свойств бентонита в зависимости от толщины покрывающих пород: 1 — сушка на воздухе; 2 — сушка в печи при 110 °C; 3 — Ca; 4 — Na; 5 — Ca + Mg; 6 — избыток SO₄ и CO₃

сдвига, чем мелкие фракции, в которых преобладающим обменным катионом является натрий.

Результаты этих лабораторных исследований приведены для того, чтобы убедить поставщика бентонита в необходимости тщательного отбора проб из месторождения, создания больших запасов сырья, перемешивания бентонита из разных частей месторождения и контролирования сушки сырья. Только в этом случае его продукция будет иметь стабильное качество.

Бентонит, поставляемый в соответствии со стандартом АНИ, должен удовлетворять следующим требованиям.

Содержание влаги при отправке из пункта производства, % ≤ 10 .

Остаток на сите с размером ячеек 74 мкм при мокром расसेве, % ≤ 4 .

Свойства суспензии 22,5 г бентонита в 350 см³ дистиллированной воды после перемешивания в течение 20 мин, выдержки в покое 12 ч и повторного перемешивания в течение 5 мин: показание на шкале вискозиметра при частоте вращения 600 мин⁻¹ ≥ 30 ; отношение предельного динамического напряжения сдвига (Па) к пластической вязкости (мПа·с) $\leq 6,2$; фильтрация, см³ $\leq 13,5$.

Бентонит добавляют в пресную воду или в буровой раствор на пресной воде, чтобы улучшить очистку ствола от шлама; снизить фильтрацию воды в проницаемые пласты; обеспечить образование тонкой фильтрационной корки низкой проницаемости; способствовать сохранению устойчивости ствола при разбуривании слабосцементированных пород и предотвращению или прекращению поглощения. Концентрация бентонита в буровом растворе может изменяться в широких пределах, тем не менее, в таблице 2 показаны ориентировочные рекомендуемые значения для различных условий.

Термины «пептизированный» и «модифицированный» определяют бентониты, к которым во время обработки добавлены органические полимеры (иногда также безводная кальцинированная сода). Такого материала требуется примерно в 2 раза меньше, чем бентонита, отвечающего техническим требованиям АНИ.

Таблица 2

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ БЕНТОНИТА В РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМАХ ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ ОПЕРАЦИЙ (в кг/м³)

Операция	Пресная вода	Раствор на пресной воде	Дизельное топливо
Бурение в нормальных условиях	35–60	11–28	—
Стабилизация обваливающихся пластов	70–100	25–50	—
Борьба с поглощениями	85–100	28–56	1100

На многочисленные композиции, повышающие эффект загущения, выдано большее число патентов. Обычно применяется полимер, получаемый из акриловой кислоты или аналогичных соединений. Отобранный полимер смешивается с высушенным бентонитом перед его помолом. Массовая доля добавляемого к бентониту полимера зависит от типа полимера и его влияния на конкретный бентонит, но обычно она изменяется от 0,1 до 2,0%. Несколько большее содержание полимера может оказаться бесполезным и даже вредным, поскольку в этом случае полимер ведет себя как флокулянт.

Бентонито-полимерные композиции с массовой долей полиакрилата натрия, частично замещенного кальцием, или смеси полиакрилатов кальция и натрия, по имеющимся данным, обеспечивают выход раствора вязкостью (15 мПа·с) с удовлетворительными фильтрационными свойствами более 80 м³/т.

Аттапульгитовая глина (аттапульгит, палыгорскит)

Аттапульгитовая глина, которую обычно называют аттапульгитом, содержит от 80 до 90% промышленного продукта. Кроме того, в нее входят монтмориллонит, сепиолит, другие глины, а также кварц, кальцит или доломит. Как материал для приготовления буровых растворов аттапульгитовая глина называется «солт-джел», «солончатая глина» и т.п., так как ее используют в качестве суспендирующего агента в солевых растворах. Аттапульгит — основной член группы сорбционных глин, получивших название фуллеровой земли, так как эти глины вначале использовались для обезжиривания шерстяных тканей. Они широко применяются в качестве осветляющих и обесцвечивающих агентов, вспомогательных порошков для фильтрования, катализаторов, абсорбентов разнообразных веществ и носителей пестицидов. Название аттапульгит происходит от названия населенного пункта Аттапульгус (шт. Джорджия), где в 1935 г. де Лаппарент отобрал первые пробы для исследований. Аналогичные глины, обнаруженные в Палыгорском хребте Уральских гор в 1861 г., получили название «палыгорскит». В структурном отношении эти глинистые минералы идентичны.

Аттапульгит имеет волокнистую текстуру. В химическом отношении он представляет собой кристаллогидрат силиката

магния с частичным замещением магния алюминием, железом и другими элементами. Частицы имеют форму иголок, а кристаллическая структура состоит из двойной цепи кремния и кислорода, связанной магнием и кальцием. При электронной микроскопии он имеет характерный щеточный вид со свободными расположенными иглами.

Когда аттапульгит помещают в воду, он не набухает, как бентонит, и его приходится диспергировать энергичным перемешиванием, чтобы разрушить пучки кристаллов. Образование устойчивых суспензий способствуют неупорядоченность структуры, которая захватывает воду, и большая площадь поверхности, доступная для адсорбции полярных молекул воды. Свойства аттапульгита, необходимые для его использования в качестве суспендирующего агента, обеспечивают обработку глины перед сушкой. Раздробленную глину смешивают с водой в глиномешалке, пока содержание воды не превысит 50%, а затем ее пропускают через экструдер шнекового типа, в котором глина выдавливается через плиту с отверстиями. Полученный материал сушат и мелют.

Температура сушки сильно влияет на свойства аттапульгита, максимальная температура — 315 °С. Улучшение суспензирующих свойств обеспечивает быстрая сушка при меньших температурах в распыленном виде.

Аттапульгитовая глина должна отвечать следующим техническим требованиям АНИ.

Содержание влаги при отправке
из пункта производства, % ≤ 16 .

Остаток на сите с размером ячеек
74 мкм при мокром расसेве, % ≤ 8 .

Свойства суспензии 20 г аттапульгита в 350 см³ насыщенного раствора хлорида натрия после перемешивания в течение 20 мин и добавления двух капель октилового спирта (пеногасителя):

показание на шкале вискозиметра
при частоте вращения 600 мин⁻¹ ≥ 30 .

Аттапульгит используют в буровом растворе исключительно для придания ему несущей способности. Растворенные соли не оказывают влияния на это свойство аттапульгита. Действительно в насыщенном растворе хлорида натрия получают

лишь несколько большую вязкость, чем в чистой воде. Аттапульгит обычно применяют в буровых растворах с большей минерализацией, чем в морской воде.

Аттапульгит влияет на фильтрационные свойства. Эта его особенность с успехом используется для приготовления растворов с высокой фильтрацией для борьбы с поглощениями. Концентрация аттапульгита, необходимая для удаления бурового шлама из скважины или для удерживания барита, колеблется от 14 до 70 кг/м³.

Оксид и гидроксид магния повышают загущающую способность аттапульгита, причем их действие усиливается при введении в раствор манногалактана, получаемого из стручковых бобов. Добавление сополимера этилена и малеинового ангидрида (массовая доля 0,1%) в суспензию хорошо диспергированного аттапульгита, выдержанного в насыщенном солевом растворе, повышает выход раствора на 40% по сравнению с выходом, получаемым при одновременном добавлении в насыщенный солевой раствор глины и сополимера.

Сепиолит

Сепиолит представляет собой гидратированный силикат магния, который содержит меньше замещаемого алюминия, чем похожий на него аттапульгит. Сепиолит встречается в виде волокнистых и удлиненных, напоминающих драпку, частиц. По кристаллической структуре сепиолит сходен с аттапульгитом, однако элементарная ячейка его немного больше. Каналы и бороздки, ширина которых соответствует размеру молекул, обеспечивают его высокую адсорбционную способность.

Сепиолит и доломит обязаны своим происхождением первоначальной высокой концентрации магния в озерной воде.

Сообщения об устойчивости сепиолита при высоких температурах побудили Карни и Мейера исследовать его применение в буровых растворах для бурения геотермальных скважин. При нагреве раствора сепиолита в пресной воде (70 кг/м³) при температурах до 400 °С отмечали лишь умеренное повышение концентрации раствора. Для снижения скорости фильтрации в раствор вводили небольшие количества вайомингского бентонита и определенных полимеров (о составе которых не сообщается).

При бурении геотермальных скважин на территории штата Калифорния использовали буровые растворы, состоящие из воды, сепиолита, модифицированного лигнита, натрийполикарилата и каустической соды. Диспергирование сепиолита производилось с помощью устройства, обеспечивавшего высокие сдвиговые усилия. В процессе бурения нефтяных скважин сепиолит используется вместо аттапульгита в буровых растворах на минерализованной воде; вместо асбеста в композициях пробок для очистки ствола скважины; в системах, содержащих бентонит и окисленный битум, и в надпакерной жидкости.

Дальнейшее изучение устойчивости сепиолита при высоких температурах показало, что сепиолит превращается в стевенит (разновидность смектита) при нагреве водного раствора до температуры 150 °С или выше. Температура является важнейшим фактором в этом превращении. Более чем 10%-ное изменение было отмечено после выдержки при температуре 205 °С в течение 24 ч. Присутствие хлоридов или гидроксидов натрия, кальция или магния не оказывало существенного влияния на это превращение.

Комитет по стандартизации материалов для буровых растворов АНИ в 1978 г. установил технические условия на сепиолит, аналогичные техническим требованиям к аттапульгиту.

Органофильные глины

В процессе катионного обмена обычные гидрофильные глины реагируют с солями алифатического амина и четвертичного аммониевого основания с образованием глиноорганического продукта, который может диспергироваться в нефти, обеспечивая ее высокую несущую способность. Органофильную глину готовят из бентонита или аттапульгита. В суспензии глины в воде вводят органический катион. Аминогруппы замещают катионы натрия и кальция, первоначально присутствовавшие на поверхности глины. В то же время углеводородные цепи вытесняют ранее адсорбированные молекулы воды. Глина выпадает в осадок, так как водой больше не смачивается. Органофильную глину отделяют, промывают водой и сушат.

Органофильные глины используют в буровых растворах на углеводородной основе в концентрациях от 6 до 40 кг/м³ в

зависимости от плотности бурового раствора и диапазона регулирования фильтрации. К более высоким концентрациям прибегают при использовании растворов на углеводородной основе с высокой фильтрацией, чтобы повысить механическую скорость бурения. В надпакерных жидкостях, используемых в арктических скважинах, органофильные глины можно применять в концентрациях до 140 кг/м³.

ОРГАНИЧЕСКИЕ ПОЛИМЕРЫ

В практике использования буровых растворов термин «органический полимер» применяется для обозначения различных веществ многоцелевого назначения, которые состоят из ряда повторяющихся или похожих групп атомов (называемых мономерами) и являются главным образом соединениями углерода. Органические коллоидные материалы используются в буровых растворах для снижения фильтрации, стабилизации глин, флокулирования выбуренной породы, повышения несущей способности, а в ряде случаев в качестве эмульгаторов и смазывающих добавок. Часто при введении в раствор одного продукта улучшается несколько характеристик бурового раствора.

Коллоидные свойства органических полимеров во многом определяют их роль в буровых растворах. Органические полимеры, пригодные для буровых растворов, обладают высоким сродством с водой. При низких концентрациях они образуют сильно набухающие гели. Некоторые полимеры активно адсорбируются частицами глины, что обеспечивает защиту последних от флокуляции под действием солей. Хотя эти полимеры не набухают в минерализованной воде так сильно, как в пресной, тем не менее, они образуют мелкие шламовидные частицы, препятствующие течению воды через фильтрационную корку. Подобные многоцелевые полимеры обеспечивают практическую возможность применения недиспергирующих буровых растворов с низким содержанием твердой фазы. Такие вещества, как лигносульфонаты, производные лигнита, и соединения, используемые в основном из-за их поверхностной активности, правильно было бы отнести к органическим полимерам.

Органические полимеры, используемые в буровых растворах, в общих чертах можно классифицировать по их происхождению и составу. Некоторые из них (такие, как крахмал и гуаровая смола) встречаются в природе и пригодны для использования после незначительной обработки. Другие (например, ксантановая смола) получаются в результате протекания естественных процессов. Третьи полимеры (например, производные крахмалов и смол, а также натрийкарбоксиметилцеллюлоза) можно назвать полусинтетическими. Четвертый класс органических полимеров — производные нефтехимического производства (такие, как полиакрилаты и полимеры оксида этилена) — следует считать полностью синтетическими продуктами.

Повторяющиеся группы атомов (мономеры), из которых состоит полимер, могут быть одинаковыми или разными. Комбинации двух-трех мономеров образуют сополимеры. В структурном отношении полимеры бывают линейными и разветвленными (рис. 2), линейные и разветвленные структуры могут иметь поперечные связи, т.е. соединены между собой ковалентными связями. Существуют и другие разновидности структуры полимеров, так как два мономера могут соединяться различными способами (рис. 3). На этих схемах не отражена вся сложность структуры, поскольку она трехмерна. Молекула полимера может свертываться в спираль или вытягиваться в зависимости от характеристики среды. Теперь уже многое известно о влиянии состава и структуры молекул на свойства полимера, а специалистам в области химии полимеров удалось синтезировать продукты самого разного назначения.

Разнообразие по составу и свойствам органических полимеров, предлагаемых для использования в буровых растворах, требует критического отношения к факторам, влияющим на выбор продукта для конкретного применения. К числу факторов, влияющих на действие полимера, относятся условия сдвига, температура, содержание растворенных солей, щелочных соединений и микроорганизмов, а также продолжительность использования раствора. Если полимер должен применяться в операциях по заканчиванию скважины, следует учитывать его растворимость в кислотах и возможное закупоривающее действие при внедрении в продуктивный пласт. К числу других

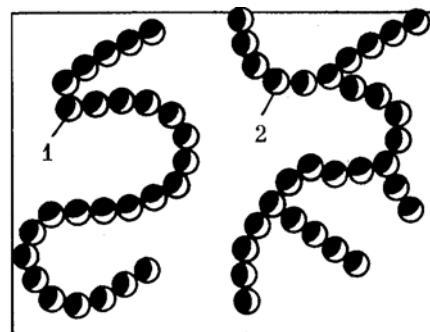


Рис. 2. Схематическое изображение линейной и разветвленной цепей полимера: 1 — линейная; 2 — разветвленная

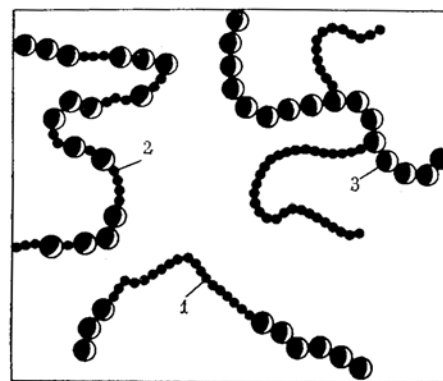


Рис. 3. Типы структур сополимеров:
1 — блочная; 2 — неупорядоченная; 3 — крафт

определяющих факторов относятся: легкость транспортирования и введения в раствор, возможное влияние на окружающую среду и стоимость полимера.

Крахмал

Крахмал был первым органическим полимером, который в значительных количествах использовали в буровых растворах.

Повсеместное применение крахмала пошло на убыль по мере внедрения других полимеров (особенно КМЦ) и в связи с переходом от буровых растворов с высоким pH на гипсовые растворы, что способствовало возникновению необходимости в бактерицидах для предотвращения ферментации крахмала. Тем не менее, этот полимер все еще остается наиболее экономичным средством снижения фильтрации высокощелочных растворов и растворов, насыщенных солями, при неглубоком бурении.

Крахмал является главным компонентом семян зерновых культур (таких, как кукуруза, пшеница) и клубневых культур (картофель и тапиока). Гранула крахмала состоит из углеводов. Его формула $(C_6H_{10}O_5H_2O)_n$. При гидролизе крахмала образуются глюкоза, а также в небольших количествах азот, жирные и фосфорные кислоты. Углеводная часть содержит два полисахарида — амилозу и амилопектин. Амилоза состоит из длинных прямоцепных групп α -глюкозы (рис. 4), молекулярная масса которых изменяется от 10 тыс. до 100 тыс. Амилопектин содержит смесь молекул с разветвленной цепью (рис. 5 и 6). Молекулярная масса амилопектина 40 тыс.—100 тыс.

Главным источником крахмала, используемого в буровых растворах, является кукуруза. Гранулы крахмала отделяют от остальной части зерен, после чего подвергают желатинизации или превращают в пасту, чтобы крахмал мог легко диспергироваться в воде. Процесс желатинизации заключается в разрушении гранул и многократном увеличении размера частиц под действием тепла, химических реагентов или того и другого одновременно. К химическим реагентам, которые могут быть использованы в процессе желатинизации, относятся: мочевина, перекись бария, фосфорная и соляная кислоты. Воздействием тепла на раствор можно получить кристаллы. Пасту также можно пропускать между валками, нагреваемыми паром.

Крахмал используется в буровых растворах только для снижения фильтрации. Крахмал подвержен ферментативному разложению многими микроорганизмами (дрожжевыми грибами, плесенью, бактериями). Поэтому, когда буровой раствор не насыщен солями или pH не равно приблизительно 12, необходимо добавлять бактерицид, если раствор будет использоваться в течение нескольких суток. На скорость микробного

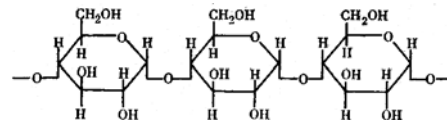


Рис. 4. Формула амилозы с прямыми цепями повторяющихся групп глюкозы

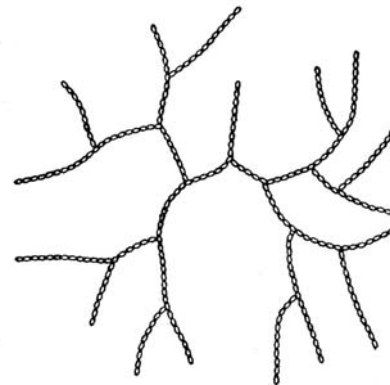


Рис. 5. Схематическое изображение структуры амилопектина

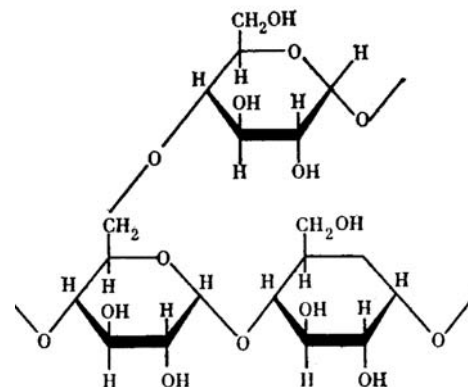


Рис. 6. Формула узла разветвления в структуре амилозы

разложения влияет температура окружающей среды — снижается, если раствор холодный или очень горячий (температура выше 70 °С). Для предотвращения ферментативного разложения параформальдегид или другой бактерицид может быть введен в крахмал при его обработке или поддерживаться в буровом растворе в концентрации от 0,6 до 1,4 кг/м³.

Крахмал разлагается под действием тепла и перемешивания. Во время непрерывной циркуляции в стволе скважины при температурах выше 90 °С крахмал быстро разрушается. Получающийся при этом продукт продолжает влиять на вязкость раствора, но не оказывает уплотняющего действия на фильтрационную корку. Поэтому фильтрация и толщина корки при статических условиях на забое оказываются значительно выше получаемых во время испытаний при температуре, существующей на поверхности.

Как и многие другие органические полимеры, крахмал выпадает в осадок вместе с кальцием, если каустическая сода не добавляется в буровой раствор, содержащий растворенные соли кальция. Во время приготовления свежего раствора любое регулирование концентрации ионов кальция, которое сопровождается образованием осадка, должно производиться до введения в раствор крахмала.

Крахмал используется в буровом растворе в концентрациях от 6 до 28 кг/м³. Для использования в буровых системах и растворах для заканчивания скважин предложено большее число модификаций и производных крахмала. Устойчивый к ферментации продукт получен путем перемешивания влажного крахмала (около 20% воды) с добавлением 3% параформальдегида и 3% бис-(2-гидрокси, 3,5-дихлорфенил) сульфида и продавливания этой смеси через подогреваемый экструдер непрерывно-го действия. Этот продукт вызывает меньшее увеличение вязкости, чем обычный предварительно желатинизированный крахмал, и является эффективным средством замедления диспергирования глинистых сланцев. Эти свойства крайне желательны для «недиспергирующих» буровых растворов.

Материал, получивший название «гидролизированные кукурузные хлопья» и содержащий 75–85% гексасахаридов и других полисахаридов с большим числом колец, снижает предельные

статические и динамические напряжения сдвига известковых буровых растворов. Этот материал считается полезной добавкой к буровому раствору для обеспечения устойчивости глинистых сланцев. Фильтрация известковых растворов с высокой концентрацией ионов кальция и хлора весьма значительна и не снижается при использовании предварительно желатинизированного крахмала. Исследования показали, что в этом случае фильтрация может быть снижена путем добавления катионного крахмала (например, третичного эфира аминоалкилкрахмала) или четвертичного аммониевого крахмала.

Для безглинистых растворов в качестве понизителя фильтрации рекомендовано несколько производных крахмала. Среди них такие производные, как цианозилированный крахмал, аминокрахмальный эфир, гидроксипропилкрахмальный эфир и четвертичные аммониевые соли крахмала. Эти производные крахмала в настоящее время используются редко.

Гуаровая смола

Как и крахмал, гуаровая смола является природным полимером, который перед применением нуждается лишь в незначительной обработке. Источником гуаровой смолы являются зерна морозостойкой однолетней бобовой культуры, возделываемой в штате Техас. Растение имеет стручки, содержащие пять-шесть зерен. Эндосперма, содержащая смолу, составляет примерно 40% веса зерна.

Гуаровая смола является неионогенным полисахаридом с разветвленной цепью, или галактоманнаном. Формула повторяющейся группы приведена на рисунке 7. Молекулярная масса продукта примерно 200 тыс. В среднем каждая вторая маннозная группа в прямой цепи содержит галактозное отвлечение (см. рис. 7). Каждый повторяющийся элемент цепочки имеет девять реакционноспособных гидроксильных групп, благодаря которым гуаровая смола может образовывать производные с такими веществами, как оксид этилена и подобными ему. Однако при получении производных в реакцию вступает сравнительно небольшое число гидроксильных групп, поэтому новый гуаровый полимер сохраняет основную структуру, но имеет улучшенные характеристики для

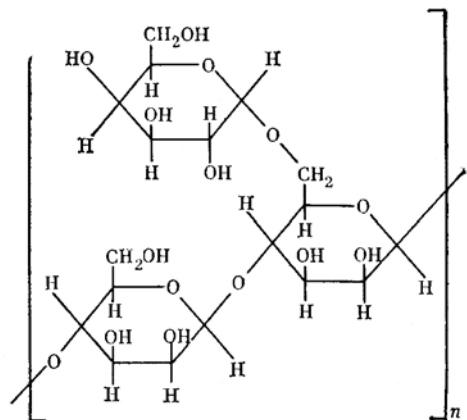


Рис. 7. Формула повторяющейся группы гуаровой смолы
(n изменяется от 400 до 600)

определенных областей применения (например, для гидро-разрыва пласта).

Кожура, эндосперма и зародыш разделяются посредством многоступенчатого помола и рассеивания. После отделения эндоспермы от кожуры и зародыша ее подвергают более тонкому помолу и упаковывают как конечный продукт с названием «гуаровая смола».

Гуаровая смола образует вязкие растворы как в пресной, так и в минерализованной воде при концентрациях от 3 до 6 кг/м³. Это означает, что гуаровая смола должна использоваться в растворах с низким содержанием твердой фазы. Гуаровую смолу добавляют для снижения фильтрации и повышения устойчивости ствола скважины. Она быстро разлагается при температурах выше 65 °С, что позволяет применять ее только в неглубоких скважинах. Влияние этой смолы на вязкость ослабевает с повышением температуры.

Как и крахмал, гуаровая смола подвержена действию микроорганизмов, если не поддерживаются высокие значения pH и минерализации, а бактерициды отсутствуют. Ферменты, обычно присутствующие в смоле или поступающие в нее из окружающей

среды, разрушают смолу с образованием веществ, обладающих кислотными свойствами. При использовании гуаровой смолы в процессе бурения скважин на воду образование кислот считается признаком разрушения фильтрационной корки, отложенной на водоносном пласте. При добавлении вместе с гуаровой смолой метиленовой сини исчезновение голубой окраски свидетельствует о том, что образовались вещества с кислотными свойствами. Иногда газ, образующийся при разложении смолы, влияет на результаты стандартных исследований на присутствие гнилостных бактерий, и воду ошибочно объявляют непригодной для питья.

При добавлении гуаровой смолы в малых концентрациях к воде, используемой для промывки ствола скважины, происходит флокуляция выбуренной породы. В этом случае для ее осаждения необходимо, чтобы на буровой имелись резервы с большой площадью поверхности. Концентрация и коллоидная активность шлама должны быть низкими, поэтому процесс флокуляции оказывается неэффективным при быстром разбуривании глинистых сланцев, подобных встречаемым в районе северного побережья Мексиканского залива.

Ионы боратов способны образовывать поперечные связи между цепями гидратированной гуаровой смолы, что обеспечивает получение исключительно вязких суспензий при низких концентрациях смолы. Например, при pH = 9–10 вязкость раствора, содержащего 0,25% гуаровой смолы и 0,05% тетрабората натрия, может составить 6 Па·с. При снижении pH до нейтрального значения происходит обратная реакция, причем загущение происходит, когда pH повышается до 9–10. В ряде случаев можно прекратить поглощение в неглубокой скважине путем нагнетания в нее загустевающего в зоне поглощения раствора гидратированной гуаровой смолы и бората.

В качестве компонентов безглинистых растворов для капитального ремонта скважин рекомендованы производные гуаровой смолы, образующиеся при ее реакции с оксидами алкилена, такими как оксиды этилена и пропилена.

Ксантановая смола (XC-полимер)

Ксантановую смолу правильнее отнести к природным полимерам, хотя фактически ее получают искусственным, а не

естественным путем. Метод получения ксантановой смолы был разработан в 1961 г. Ксантан представляет собой водорастворимый полисахарид, получаемый в результате воздействия бактерий (относящихся к роду ксантамонас) на углеводы. В качестве компонента буровых растворов его начали применять в середине 60-х годов под названием «ХС-полимер».

Этот полимер повышает вязкость как пресной воды, так и солевых растворов, хотя для получения одной и той же вязкости во втором случае требуются несколько большие концентрации смолы. Растворы ксантановой смолы демонстрируют исключительную способность к сдвиговому разжижению. Условная вязкость при скорости сдвига 30 тыс. с^{-1} заметно ниже, чем при 1000 с^{-1} . Вязкость раствора значительно повышается при введении в него иона хрома, образующего поперечные связи. Повышение pH с 7 до 11 оказывает очень слабое влияние на вязкость. Разложение полимера при кратковременном нагреве до 120 °С незначительно.

В результате обширных исследований установлено, что ксантан состоит из групп глюкозы, образующих линейную главную цепь и связанных (как в целлюлозе) с чередующимися группами, присоединяемыми в виде трехзвенных боковых цепей (рис. 8). Функциональные группы карбоксила и карбонила, а также соседние гидроксильные группы позволяют с помощью ионов хрома легко образовывать поперечные связи и тем самым совершенствовать тиксотропное поведение растворов ксанта. Расчетная молекулярная масса ксанта около 5 млн.

Свое название ХС-полимер получил в связи с тем, что это вещество образуется в результате действия поражающих растения бактерий ксантамонас кампестрис на углеводы в подходящей среде. Продукт характеризуют как внеклеточный микробный полисахарид, т.е. полисахарид, образующийся в виде покрытия на каждой бактерии. Ферментационной средой служит получаемая из злаковых зерен *D*-глюкоза, смешанная с дрожжами, вторичным кислым фосфатом калия и небольшими количествами необходимых солей.

Эти условия ферментации тщательно выдерживаются. В процессе ферментации заметно повышается вязкость. На

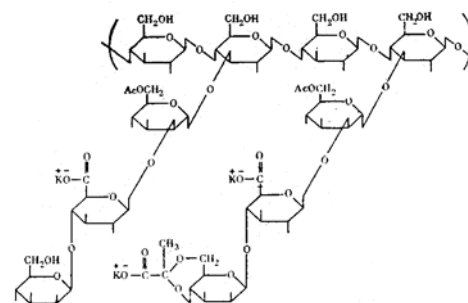


Рис. 8. Структурные особенности повторяющейся группы ксантановой смолы

заключительном этапе осуществляются осаждение в изопропиловом спирте, разделение, сушка и измельчение до порошкообразного состояния.

Главное назначение ксантановой смолы в буровых растворах — повышать их вязкость и несущую способность. Несущая способность раствора полимера прямо связана с вязкостью раствора при низких скоростях сдвига. Результаты простого испытания на осаждение показывают, что по несущей способности ксантановая смола превосходит любой другой полимер из числа применяемых в буровых растворах.

Исключительная несущая способность ксантановой смолы при низких концентрациях благоприятствует ее использованию при высоких транспортных расходах. Хотя ксантановая смола не является материалом для регулирования фильтрации, она хорошо сочетается с веществами — понизителями фильтрации, такими как бентонит и КМЦ.

Ксантановая смола обладает свойствами, желательными для растворов, применяемых при заканчивании и капитальном ремонте скважин. Изучение опасности загрязнения продуктивного пласта на кернях из песчаника показали, что после нагнетания полимерного раствора в объеме, равном половине порового объема, при обратном течении достигается удовлетворительное восстановление проницаемости.

Для образования поперечных связей в молекуле ксантановой смолы с помощью соединений хрома рекомендована специальная методика. Вначале ксантановую смолу диспергируют в воде, содержащей минимум 80 мг/л иона кальция. (Если вода более соленая, чем морская, необходимо провести опытное испытание, так как в насыщенных солевых растворах образовать поперечные связи не удастся). Затем в воде растворяют порошок хлорида хрома или хромовые квасцы и эту воду добавляют в раствор ксантановой смолы, чтобы соотношение их масс составляло 1:5. Путем добавления разбавленного раствора каустической соды pH смеси доводится до 7,5–10.

Ксантановую смолу используют в концентрациях от 0,6 до 6 кг/м³. Предложены модифицированная ксантановая смола и ее производные. Сообщают также о синергическом воздействии других полимеров.

Натриевая карбоксиметилцеллюлоза

Наиболее широко используемыми органическими полимерами являются полусинтетические смолы, получаемые при химической модификации целлюлозы. Целлюлоза содержит большую часть оболочек растительных клеток (например, волокно хлопка более чем на 90% состоит из целлюлозы).

Натриевая карбоксиметилцеллюлоза — это растворимый в воде нетоксичный порошок без цвета и запаха, при нормальных условиях применения не подвергающийся ферментации. Поэтому ее предпочитают вместо крахмала в тех случаях, когда буровой раствор не имеет высокого pH и не насыщен солями. КМЦ стоит дороже, чем крахмал, но ее требуется меньше для снижения фильтрации и толщины фильтрационной корки.

Диспергируемые в воде целлюлозные полимеры получают посредством химической модификации не растворимой в воде целлюлозы, которая образует главную цепь макромолекулы полимера. Хотя основная немодифицированная цепь целлюлозы состоит из повторяющихся ангидроглюкозных колец, каждое из которых содержит три способные к замещению гидроксильные группы (рис. 9), волокнистая целлюлоза представляет собой сложную структурную смесь кристаллитов и аморфного материала. Следовательно, во время приготовления производных

целлюлозы отдельные участки ее цепи обладают различной способностью к реакции замещения в зависимости от структуры, так что замещение оказывается неравномерным.

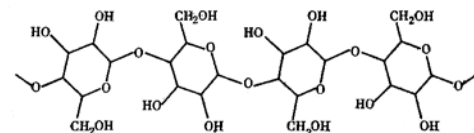


Рис. 9. Упрощенная структурная формула цепи целлюлозы, состоящей из повторяющихся групп ангидроглюкозы, каждая из которых включает в себя три гидроксильные группы, способные замещаться

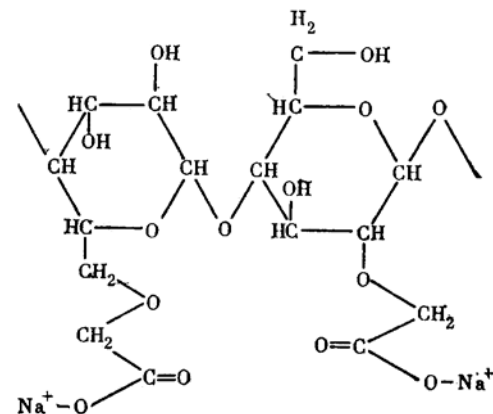


Рис. 10. Структурная формула натриевой карбоксиметилцеллюлозы со степенью замещения, равной единице

На рисунке 10 изображены два ангидроглюкозных кольца, чтобы проиллюстрировать образование натриевой карбоксиметилцеллюлозы благодаря реакциям с первичным (слева) и вторичным (справа) спиртами. Такая однородность замещения показана только в иллюстративных целях. Если замещение гидроксильных групп произойдет во всей молекуле целлюлозы, то будет получена КМЦ со степенью замещения единица. Однако ожидать такого полного замещения не приходится из-за

структурной неоднородности. Поэтому обычно определяется средняя степень замещения. Для промышленной КМЦ она изменяется от 0,5 до 1,5. Растворимость КМЦ в воде повышается с ростом степени замещения.

Длина цепи целлюлозы или степень полимеризации (число ангидроглюкозных колец в молекуле) определяет молекулярную массу и вязкость водной суспензии. Чем больше молекулярная масса, тем выше вязкость суспензии. Измерения вязкости разбавленных суспензий позволяют оценить размер молекул полимера. Степень полимеризации варьирует в диапазоне 500–2000. Регулированием молекулярной массы цепи целлюлозы и степени замещения можно получить целый ряд продуктов.

Химически очищенную целлюлозу обрабатывают раствором каустической соды для получения щелочной целлюлозы. На этом этапе технологического процесса может произойти некоторое снижение молекулярной массы. Подбор источника целлюлозы позволяет в какой-то мере регулировать степень полимеризации. Например, хлопковый пух образует КМЦ высокой вязкости, древесная масса — КМЦ средней вязкости, а щелочная целлюлоза — КМЦ низкой вязкости.

На следующем этапе процесса добавляют монохлоруксусную кислоту или монохлорацетат натрия для образования натриевой карбоксиметилцеллюлозы. В качестве побочного продукта образуется хлорид натрия, а часть монохлорацетата натрия превращается в гликолят натрия. Избыток гидроксида натрия, если он имеется, нейтрализуют. Примеси удаляют промывкой водой со спиртом, после чего химически чистый продукт сушат и измельчают. Технический продукт может содержать около 30% хлорида натрия.

Натриевая карбоксиметилцеллюлоза является анионоактивным полимером и адсорбируется на глинах. При низких концентрациях КМЦ удается резко уменьшить фильтрацию, особенно при использовании КМЦ повышенной молекулярной массы (и более высокой вязкости). КМЦ низкой вязкости используется для снижения фильтрации буровых растворов очень высокой плотности. КМЦ средней вязкости используется в буровых растворах с обычной концентрацией твердой фазы.

Суспензии КМЦ обладают способностью к сдвиговому разжижению; они имеют высокую условную вязкость при очень низких скоростях сдвига. Условная вязкость суспензий КМЦ, как и суспензий других полимеров, снижается с повышением температуры. При температуре 150 °С вязкость составляет примерно 1/10 вязкости при 27 °С. Тепловая деструкция КМЦ ускоряется по мере приближения к температуре 150 °С.

Эффективность КМЦ в отношении снижения фильтрации и повышения вязкости падает с увеличением концентрации солей. Некоторые кальцийсодержащие буровые растворы разжижают добавлением небольших количеств КМЦ. Подобно крахмалу, КМЦ выпадает в осадок вместе с кальцием и магнием при повышении pH.

Натриевая карбоксиметилцеллюлоза является многоцелевой добавкой и выпускается в нескольких модификациях для различных растворов. В связи с этим диапазон применяемых концентраций весьма широк (0,6–14 кг/м³).

Гидроксиэтилцеллюлоза

Гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) по внешнему виду напоминает КМЦ, но поскольку этот полимер неионогенный, он эффективно снижает фильтрацию и повышает вязкость солевых растворов.

При реакции гидроксильных групп в целлюлозном полимере (см. рис. 9) с оксидом этилена образуются гидроксильные группы, некоторые из которых могут дополнительно реагировать с оксидом этилена с образованием боковых оксиэтилированных цепей. Степень молярного замещения колеблется от 1,5 до 2,5. Вязкость дисперсий ГЭЦ повышается с увеличением молекулярной массы полимера.

ГЭЦ получают с помощью реакции щелочной целлюлозы с оксидом этилена в присутствии изопропилового спирта.

Хотя ГЭЦ пригоден для буровых растворов, более широко его используют в жидкостях для заканчивания скважин. Оксид магния стабилизирует загущающее действие ГЭЦ в солевых растворах при температурах до 135 °С. Для обработки солевых растворов используется готовая смесь ГЭЦ, оксида магния и кальциевого лигносульфоната.

ГЭЦ применяется в концентрациях от 0,6 до 6 кг/м³.

Другие водорастворимые целлюлозные полимеры

Гидроксильные группы в щелочной целлюлозе способны реагировать с несколькими видами соединений, образуя сложные и простые эфиры. Этим способом можно синтезировать самые различные целлюлозные полимеры посредством изменения типа полимера и степени замещения, а также молекулярной массы целлюлозы. Примерами целлюлозных полимеров, которые рекомендуются в качестве добавок для буровых растворов, являются кислые соли аминоцеллюлозы, водорастворимые сульфатные целлюлозы щелочных и щелочноземельных металлов, этилщелочная или щелочноземельная сульфоэтилцеллюлоза и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза. Из перечисленных в бурении была применена только последняя, да и то в ограниченных масштабах.

ДИСПЕРГИРУЕМЫЕ В ВОДЕ СИНТЕТИЧЕСКИЕ ПОЛИМЕРЫ

Из мономерных материалов синтезировано большое число диспергируемых в воде полимеров. При образовании гомополимеров и сополимеров, в которые входят нерастворимые в воде гомополимеры, можно получить продукты, состав и свойства которых колеблются в очень широком диапазоне. Многие из этих продуктов синтезируются путем прямой полимеризации, другие в результате реакции второго порядка. В качестве примера рассмотрим рассматриваемые акриловые полимеры, состоящие из углерода, водорода, кислорода и азота. Из этих элементов можно синтезировать большое число водорастворимых полимеров. Из акрилонитрила (CH_2CHCN) как исходного соединения может быть образована акриловая кислота, затем ее полимеризуют и путем нейтрализации гидроксидом натрия получают натриевый полиакрилат. Если полимеризованный акрилонитрил обработать гидроксидом натрия, можно получить полимер, содержащий амидные группы (CONH_2) и карбоксилат натрия (COONa). Из акрилонитрила можно получить акриламид ($\text{CH}_2\text{CHCONH}_2$), а после полимеризации — нейтральный полиакриламид. Из акриловой кислоты и акриламида может быть синтезирован сополимер.

Превращение амидных групп в карбоксильные называется гидролизом. Независимо от того, является ли полимер неионогенным, катионо- или анионоактивным, процент гидролизованных групп и молекулярная масса считаются важными факторами, влияющими на ингибирование шлама. Промышленность поставляет полиакриламид с молекулярной массой от 1 млн до 15 млн.

Помимо акриламида, синтез которого был приведен выше в качестве примера, для производства громадного количества диспергируемых в воде полимеров используются и другие повторяющиеся структурные группы, как показано на рисунке 11.

На поведение синтетических соединений в буровых растворах влияют не только состав, структура и молекулярная масса конкретного полимера, но и состав и температура системы, в которую их добавляют. Конкретный полимер может работать как флокулянт при малых концентрациях и как понизитель фильтрации при высоких. Эти переменные факторы делают необходимым проведение обширной программы испытаний до того, как новый продукт поступит на рынок.

Было изучено влияние молекулярной массы и соотношения карбоксилатов и амидов двух видов акриловых полимеров на вязкость и фильтрационные свойства четырех различных композиций буровых растворов. Для одного вида полимера по мере

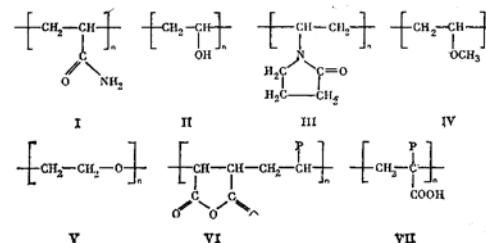


Рис. 11. Типичные повторяющиеся группы в синтетических диспергируемых в воде полимерах:

I — полиакриламид неионогенный; II — поливиниловый спирт неионогенный; III — поливинилпирролидон неионогенный; IV — поливинилметиловый эфир неионогенный; V — оксид полиэтилена неионогенный; VI — малеиновые сополимеры анионоактивные; VII — карбоксильные полимеры анионоактивные

увеличения молекулярной массы с 180 тыс. до 390 тыс. фильтрация обработанного им раствора снижалась, а вязкость и предельное статическое напряжение сдвига повышались. Пока не сделано никаких общих выводов о влиянии на характеристики бурового раствора соотношения карбоксилатов и амидов. Гидролизированный полиакриламид, имеющий молекулярную массу около 250 тыс., обеспечил самую низкую фильтрацию при содержании карбоксилатов менее 50% и самые малые изменения вязкости и предельного статического напряжения сдвига при 23%-ном содержании карбоксилатов.

Акриловые полимеры должны быть более устойчивыми к действию температуры и микробов, чем полисахариды, потому что акриловые полимеры имеют в главной цепи связи типа углерод–углерод. Установлено, что объем фильтрата бурового раствора, обработанного полиакрилатом, при измерении по методике АНИ (24 °С) не изменяется во время нагрева до температуры 200 °С в течение 16 ч, но фильтрация, измеренная при 200 °С, оказывается высокой. Предположительно объяснить это можно тем, что акриловый полимер свертывается в спираль при высокой температуре и распрямляется при охлаждении.

Применению натриевого полиакрилата для регулирования фильтрации в ряде районов мешала его чувствительность к ионам кальция. Перед добавлением этого полимера в буровой раствор необходимо удалить из него растворимые соединения кальция при помощи безводной кальцинированной соды.

Сополимеры винилацетата и малеинового ангидрида обладают несколько желательных свойств растворам с низким содержанием твердой фазы. Будучи флокулянтами избирательного действия, эти сополимеры улучшают загущающие свойства бентонита, улучшая благодаря этому очистку ствола скважины. При его использовании улучшается отделение шлама от буровых растворов с низким содержанием твердой фазы. Кроме того, он снижает потери на трение при турбулентном режиме течения раствора. В результате всего этого достигается увеличение механической скорости бурения при значительном снижении стоимости 1 м проходки.

Изучая стабилизацию сланца раствором акриловых полимеров и хлорида калия, Кларк установил, что применение гидро-

лизованного на 20–40% полиакриламида, имеющего молекулярную массу свыше 3 млн, более эффективно, чем полиакриламидов меньшей молекулярной массы, а также при повышенных или пониженных степенях гидролиза.

Опубликованы данные о том, что сополимеры стирола и малеинового ангидрида низкой молекулярной массы и их натриевые соли снижают вязкость и предельное статическое напряжение сдвига буровых растворов и сохраняют этот эффект после выдержки в течение 72 часов при температуре 120 °С.

Натриевый полиакрилат с молекулярной массой менее 2500 при добавлении в буровой раствор плотностью 2,0 г/см³, обработанный лигносульфонатом, значительно ослабляет термодеструкцию, как это показали испытания на консистометре Фэнна при максимальной температуре 230 °С. Сополимер сульфированного стирола и малеинового ангидрида, имевший до сульфирования молекулярную массу от 1000 до 5000, позволил предотвратить чрезмерное загустевание глинистого раствора на водной основе при выдержке в течение 16 часов при температуре 260 °С. Информация о применении вышеперечисленных полимеров в глубоком бурении отсутствует.

Использование акриловых полимеров для модификации бентонита в процессе его производства рассматривалось в начале этой главы.

Как было показано, акриловые полимеры находят применение при концентрациях от 0,03 (в качестве флокулянта) до 8 кг/м³ (для регулирования фильтрации).

Применение полимера на основе оксида алкилена. Буровой раствор с кальциевым ПАВ, заменяющим известковый раствор при бурении глубоких высокотемпературных скважин.

Неионогенное ПАВ, представляющее собой фенол с 30 молями оксида этилена, имеет формулу C₆H₅O (CH₂CH₂O)₃₀H.

Этот полимер адсорбируется глинами и оказывает весьма заметный ингибирующий эффект на диспергирование выбуренного сланца. Такой раствор, содержащий также пеногаситель нонилфеноксиэтанол (C₉H₁₉ C₆H₄ O CH₂CH₂OH), — промышленный продукт с товарным знаком DMS, эффективно поддерживает удовлетворительные реологические свойства буровых растворов, подвергающихся действию высоких

температур. При бурении рекордной по глубине (7803 м) скважины в южной части штата Луизиана для регулирования реологических свойств и фильтрации раствора применяли лигнит и DMS. Плотность бурового раствора составляла 2,24 г/см³, а забойная температура приближалась к 260 °С.

Производное нонилфенола с 30 молями оксида этилена C₉H₁₉ C₆H₄ O (CH₂CH₂O)₃₀H используют для эмульгирования нефти в буровом растворе с ПАВ.

Полимеры, содержащие оксиды алкилена, рекомендуются в качестве компонентов для жидкостей, применяемых при заканчивании скважин. Примером могут служить суспензия, состоящая из полиэтиленоксида, карбоната кальция и смачивающего агента, и композиции, включающая полиэтиленоксид высокой молекулярной массы (от 1 млн до 10 млн) и лигносульфонат натрия или кальция.

ПОНИЗИТЕЛИ ВЯЗКОСТИ

Вещества, рассматриваемые в этом разделе, по традиции называют понизителями вязкости. Их вводят в буровой раствор для уменьшения гидравлических сопротивлений и загустевания. Именно для этой цели первоначально и добавляли эти материалы. Однако опыт показал, что некоторые из так называемых понизителей вязкости выполняют и другие важные функции, часто значительно более важные, чем улучшение реологических свойств бурового раствора. В частности, некоторые из этих веществ применяют для снижения фильтрации и толщины фильтрационной корки, для противодействия влиянию солей, для уменьшения влияния воды на вскрытый скважиной пласт, для эмульгирования углеводородной фазы в воде, для стабилизации свойств бурового раствора при высоких температурах. Поэтому для них более подходит термин «реагент для обработки бурового раствора», чем понизитель вязкости.

Понизители вязкости обычно включают в себя сравнительно крупные анионоактивные частицы, которые адсорбируются на положительно заряженных частицах, тем самым снижая силы притяжения между ними, но не оказывая влияния на гидратацию глины. Механизм разжижающего действия

более полно описан при рассмотрении вопроса о флокуляции и пептизации.

Материалы, обычно используемые в качестве понизителей вязкости, можно подразделить на четыре широких класса: растительные танины; полифосфаты; лигнитные материалы и лигносульфонаты. В этом разделе в общем виде будут рассмотрены другие важные функции этих веществ.

Танины

Слово «танины» — это собирательный термин для группы сложных вяжущих веществ, состоящих из углерода, водорода и кислорода, а в некоторых случаях содержащих небольшие количества азота и фосфора. Для них характерно образование нерастворимых соединений с желатином и выделяющими желатин тканями, поэтому их главное назначение — выделка шкур в кожевенном производстве. Они относятся к очень слабым кислотам с молекулярной массой в диапазоне 300–1000, легко растворяются в щелочах и осаждаются тяжелыми металлами.

Танины можно подразделить на два широких химических класса: гидролизуемые танины, состоящие из сложных эфиров одной или нескольких полифенолокислот (например, галловой кислоты), и конденсированные танины, состоящие из фенольных ядер, из которых можно получить катехин или протокатеховую кислоту. Гидролизуемые танины называют также галлотаннинами или пирогалловыми таннинами, а конденсированные танины — флавоганнинами или катехинотаннинами.

Танины образуются во многих растениях и экстрагируются из коры, древесины или плодов. Промышленное получение танина ограничено содержанием танина в сырье и возможностями его заготовки. Сырьем служат кора австралийской акации, мангового дерева и эвкалипта, древесина квебрахо и благородного каштана, а также плоды мираболанов и дивидиви. В настоящее время единственным танниновым материалом, используемым в значительных количествах в США в качестве понизителя вязкости, является экстракт квебрахо.

Квебрахо. Экстракт квебрахо был одним из первых понизителей вязкости бурового раствора, который использовали в

США, и одно время был важным компонентом щелочнотаннатных и известковых растворов.

Сокращение потребления квебрахо произошло по нескольким причинам. Вторая мировая война обусловила снижение импорта сырья и вынудила искать заменители квебрахо в США. Внедрение лигносульфонатов кальция привело к снижению потребности в квебрахо для известковых растворов. Известковые растворы были почти полностью заменены растворами, обработанными хромлигносульфонатом, и это привело к дальнейшему сокращению применения квебрахо в конце 50-х годов.

Квебраховый таннин экстрагируется горячей водой из плотной древесины нескольких деревьев (квебрахо означает «ломающий топор») вида шинопсис, произрастающих в северной Аргентине и западном Парагвае. Красную древесину, содержащую 15–25% таннина, превращают в щепу и экстрагируют водой при температуре около 125 °С. Затем воду удаляют в испарителях и в распылительных сушилках. Конечный продукт измельчают и затаривают в мешки.

Квебрахо содержит 60–65% таннина, относящегося к классу катехинотаннинов. Экстракт квебрахо с трудом растворяется в холодной воде. Таннин обычно растворяют вместе с каустической содой, соотношение их масс может варьировать от 1:1 до 5:1. В результате получают легкорастворимый высушенный продукт. Для предотвращения слеживания и снижения стоимости экстракт квебрахо может быть измельчен совместно с лигнитом.

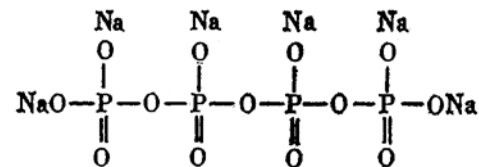
В настоящее время применение квебрахо в качестве понизителя вязкости ограничено неглубокими скважинами и буровыми растворами на пресной воде, в которые его добавляют в виде раствора с каустической содой. Квебрахо без соды можно добавлять в буровой раствор для противодействия его разрыванию цементом. Концентрация квебрахо колеблется от 1,5 до 6 кг/м³.

Квебрахо можно сделать растворимым в холодной воде путем обработки бисульфитом натрия. Дальнейшую модификацию можно осуществлять путем образования комплексных соединений металлов с таннинами, в которые введены алкилсульфогруппы. Эти соединения легко растворяются в воде и

более эффективно, чем исходный таннин, снижают вязкость и фильтрацию бурового раствора. Таннин с сульфометильной группой обычно получают путем добавления формальдегида и бисульфита натрия в раствор квебрахо и каустической соды, после чего смесь нагревают. Продукт реакции можно выделить испарением воды или подвергнуть дальнейшему модифицированию в растворе хлорида хрома для получения комплексного соединения с хромом. Высушенное квебрахо с сульфометильной группой может быть смешано с сухим хроматом (например, с хроматом натрия). При добавлении этой смеси в буровой раствор достигается повышение термостабильности раствора.

Полифосфаты

Полифосфатами называются фосфаты, в которых два атома фосфора или более соединены между собой атомами кислорода, например тетрафосфат натрия.



Полифосфаты могут быть кристаллическими или стекловидными. Стекловидные полифосфаты — это аморфные смеси полифосфатов натрия с цепями различной длины, а их формула может быть представлена в виде отношения $\text{Na}_2\text{O}/\text{P}_2\text{O}_5$. Общая формула кристаллических полифосфатов $(\text{NaH})_n + 2\text{P}_n\text{O}_{3n+1}$.

Полифосфаты натрия получают нагреванием содержащих водород ортофосфатов до определенной температуры для удаления воды или сплавлением с безводными компонентами при необходимых соотношениях. Кристаллические фосфаты образуются при температурах от 150 до 620 °С. Стекловидные полифосфаты сплавляют при более высоких температурах и быстром охлаждении. Получаемые при этом продукты дробят с образованием крупнозернистого белого порошка.

Полифосфаты натрия — очень эффективные пептизаторы глин в пресной воде, были одними из первых понизителей вязкости буровых растворов. Они неэффективны в сильно минерализованных (более 10 г/л) буровых растворах. Стекловидные полифосфаты успешно смягчают жесткую воду, образуя растворимые комплексы с ионами кальция и магния. Этот эффект используется для улучшения пептизации бентонита в целях снижения фильтрации. По мере приближения к температуре кипения воды происходит быстрое обратное превращение полифосфатов в ортофосфаты, что может привести к загустеванию бурового раствора. Тем самым применение полифосфатов ограничивается сравнительно небольшими глубинами. Понемногу сокращению потребления полифосфатов при разбуривании глинистых сланцев способствовало то, что эти вещества вызывают разрушение и диспергирование выбуренных глинистых сланцев и тем самым повышают содержание твердой фазы в буровом растворе.

В качестве понизителей вязкости в настоящее время поставляют кислый пирофосфат натрия, тетрафосфат натрия и «гексаметафосфат» натрия.

Кислый пирофосфат натрия $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$ можно получать нагреванием моносоднатрийортофосфата ($2\text{NaH}_2\text{PO}_4 \rightarrow \text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7 + \text{H}_2\text{O}$). Раствор кислого пирофосфата натрия имеет рН примерно 4,2 и, следовательно, может с успехом применяться для борьбы с загрязнением пресноводного раствора цементом.

Тetraфосфат натрия $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$ может быть получен из ортофосфатов путем нагревания ($2\text{Na}_2\text{HPO}_4 + 2\text{NaH}_2\text{PO}_4 \rightarrow \text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13} + 3\text{H}_2\text{O}$) или в результате реакции безводной кальцинированной соды и фосфорной кислоты при соотношении $3\text{Na}_2\text{O}/2\text{P}_2\text{O}_5$ с последующим быстрым охлаждением расплава. Tetрафосфат натрия — наиболее часто используемый полифосфат. Его раствор имеет рН около 7,5.

Гексаметафосфат натрия $(\text{NaPO}_3)_6$ представляет собой стекло с соотношением $\text{Na}_2\text{O}/\text{P}_2\text{O}_5$, равным 1:1. Его можно получить сплавлением и быстрым охлаждением расплава ($\text{NaH}_2\text{PO}_4 \rightarrow \text{NaPO}_3 + \text{H}_2\text{O}$). Его раствор имеет рН около 7.

Полифосфаты натрия обычно используются в концентрации от 0,3 до 3 кг/м³.

В качестве средства для диспергирования силикатных материалов предложен пептизатор, образованный из монодибутилортофосфата и аналогичных веществ или пирофосфата диизоктиловой кислоты.

В качестве понизителей вязкости буровых растворов были испытаны также соединения фосфиновой кислоты. Эффективность алкилдифосфиновой кислоты или ее солей (например, четырехнатриевого метилена дифосфоната) оказалась выше, чем полифосфатов. Продуктом, который более устойчив к действию температуры и изменениям рН, чем полифосфаты, является родственный аминокислотный, пятинатриевый аминотриметилфосфат, имеющий формулу:

$\text{N}(\text{CH}_2\text{PO}_3\text{Na})_2(\text{CH}_2\text{PO}_3\text{HNa})$. Это вещество нашло ограниченное промышленное применение.

Лигнит (леонардит)

Вещество, которое называют по-разному — лигнит, леонардит, горный лигнин, бурый уголь, выветрившийся уголь, стало важным компонентом буровых растворов. Лигнит не считается просто понизителем вязкости буровых растворов. Кроме того, он является сырьем для продуктов, которые пригодны для буровых растворов как на водной, так и на углеводородной основе.

Терминами «лигнит» и «бурый уголь» часто пользуются для обозначения углей с низкой теплотой сгорания (менее 20 МДж/кг).

Леонардит — это окисленный в природных условиях лигнит, образовавшийся в результате длительного выветривания. Вещество получило название по имени геолога из штата Северная Дакота доктора А. Г. Леонарда, который первым начал изучать месторождения лигнита. Леонардит не является каким-то отдельным минералом. Это название используется для обозначения продуктов окисления лигнита с высоким содержанием гуминовых кислот.

Гуминовые кислоты представляют собой сложные карбоновые соединения с фенольными радикалами, ассоциированными, вероятно, водородными связями. Их молекулярная масса колеблется от 300 до 4000. Термин «гуминовая кислота» часто применяется в широком смысле для обозначения

содержащихся в почве органических веществ, которые растворимы в щелочах и не растворимы в неорганических кислотах и спиртах. Гуминовые кислоты изучаются как важный компонент почв и как промежуточное вещество в процессе превращения растительности в уголь. Вследствие сложного состава гуминовой кислоты относительно ее детального строения существуют разногласия. Одна из возможных моделей основана на структуре гидрохинона.

Леонардит относится к лигнитным материалам, используемым в буровых растворах. Его особенностью является более высокое, чем в лигните, содержание кислорода и влаги. В месторождениях лигнита выявлены три сорта леонардита:

- 1) смесь лигнита и леонардита, содержащая около 45% гуминовых кислот и залегающая у разрушающейся кровли пласта;
- 2) черный коллоидный набухающий в воде материал, содержащий около 80% гуминовой кислоты и по минералогической системе Дана определяемый как «природная гумусовая кислота»;
- 3) мелкозернистые вторично осажденные «гуматы кальция», смешанные с гипсом и содержащие около 10% гуминовых кислот.

Массовая доля влаги в леонардите на месте залегания изменяется от 30 до 60%. Растворимость в щелочах можно использовать как показатель содержания гуминовой кислоты.

В лигните (и леонардите) присутствуют пыльца и споры растений, которые произрастали во время образования отложений. Буровой шлам может быть неполностью очищен от обработанного лигнитом бурового раствора, поэтому палеоботаники, изучающие выбуренные частицы, должны быть очень внимательны, чтобы не ошибиться относительно происхождения отбираемых ими проб.

В качестве понизителя вязкостей буровых растворов гуминовая кислота упоминается в одном из патентов, выданных в довоенное время, но широкое использование леонардита началось только после сокращения импорта квебрахо во время Второй мировой войны. Лигнит менее кислый, чем квебрахо, поэтому расход щелочи на производство реагента меньше и составляет одну часть на пять частей лигнита. Растворимые продукты реакции получают испарением раствора лигнита в

каустической соде или совместным измельчением лигнита и каустической соды. Обработанный каустической содой лигнит в большинстве случаев оказывается менее эффективным, чем квебрахо, при разжижении буровых растворов на пресной воде. Несмотря на повышенные расходы, лигнит может оказаться более экономичным ввиду его меньшей стоимости. Лигнит не пригоден в качестве понизителя вязкости растворов, содержащих кальций, хотя его можно использовать в растворах, загрязненных цементом. Лигнит не пригоден также для снижения вязкости сильно минерализованных растворов.

Леонардит обладает большей термостабильностью, чем другие понизители вязкости. Он отлично предотвращает отверждение известковых растворов при температурах, приближающихся к 150 °С. Лигнит обеспечивает устойчивую фильтрацию при бурении высокотемпературных скважин. «Бурый уголь» является основным компонентом бурового раствора, специально созданного для бурения геотермальных скважин. Этот раствор после выдержки в течение 24 ч при температуре 260 °С продемонстрировал лишь умеренное увеличение фильтрации. Лигнит входит в состав аэрированных буровых растворов и пен, применяемых при бурении геотермальных скважин.

Лигнит в настоящее время применяется главным образом в сочетании с хромлигносульфонатами. Добавление хромата натрия в растворенный в щелочи лигнит позволяет получить удобный продукт для улучшения фильтрационных свойств и обеспечения термостабильности буровых растворов, обработанных хромлигносульфонатами.

Леонардит — универсальный материал для стабилизации эмульсий. При растворении в каустической соде он становится эмульгатором нефти в воде. Одно из производных лигнита, используемых в растворах на углеводородной основе преимущественно для снижения фильтрации, повышает устойчивость эмульсий нефти в воде.

Щелочно-калиевый лигнитный продукт ограничивает впитывание воды глинистыми сланцами, снижает фильтрацию в проницаемые породы и служит в качестве дополнительного источника ионов калия в композиции бурового раствора, предназначенного для разбухания глинистых сланцев.

Фенольные и карбоксильные группы в гуминовой кислоте, входящей в состав лигнита, способны вступать в реакции и позволяют получать множество производных. Например, могут быть получены водорастворимый сульфометилированный лигнит и сульфонаты лигнита, являющиеся по действию аналогами производных квебрахо. Продукт реакции сульфированного лигнита и соли железа, хрома, марганца или цинка обеспечивает стабильность свойств бурового раствора в течение 16 ч при температуре 150 °С. Композиция, состоящая из сульфированного лигнита и водорастворимого сульфометилированного фенола, обеспечивает удовлетворительную термостабильность буровых растворов в течение 16 ч при температуре 180 °С. Эта и подобные ей композиции эффективны в поддержании удовлетворительных фильтрационных и реологических свойств растворов, насыщенных солью, в течение 16 ч при температуре 120 °С.

Леонардит используется в буровых растворах при концентрациях от 3 до 120 кг/м³.

Лигносальфонаты

Лигносальфонаты являются побочными продуктами сульфитной варки, осуществляемой для отделения целлюлозной пульпы от древесины. Оболочки клеток древесины представляют собой сложную смесь полимеров. От 70 до 80% такой ткани образуют полисахариды (именуемые холоцеллюлозой), остальную часть ткани составляет лигнин. Последний — это связующий материал, который придает растениям жесткость. Он служит также для ограничения потерь влаги и защиты растений от разрушающего действия микроорганизмов. Холоцеллюлоза состоит из целлюлозы и гемицеллюлозы. Последняя представляет собой смесь полимеров с относительно короткой цепью, образованную родственными сахару компонентами. При отделении целлюлозы (примерно половина сухой древесины) при помощи сульфитной варки лигнин и гемицеллюлоза разлагаются и растворяются горячим раствором бисульфита. В качестве бисульфита могут использоваться гидросульфиты кальция, магния, натрия или аммония, хотя чаще всего используется первый из них. Оработанный сульфатный щелок содержит около 10% твердой фазы, из которых одна половина

представлена лигнином, а другая — гидролизной глюкозой, органическими кислотами и смолистыми материалами.

Все исследователи пришли к единому мнению, что лигнин имеет сложную структуру и что этим термином обозначается группа похожих очень крупных молекул, в которых основным мономером является фенилпропан. Главные группы, как видно на рисунке 12, представлены спиртами: кумариловым, кониферильным и синапиловым. Нерастворимый лигнин в древесине состоит, как считают, из переплетения фенилпропановых цепей с большим числом поперечных связей и ответвлений. При обработке лигнина бисульфитом образуются растворимые фрагменты лигносульфонокислот и их солей.

Хотя лигносульфонаты проще по своему строению, чем лигнин, их структуры не определены. Оработанный сульфитный щелок содержит полимеры с различной степенью сульфирования и молекулярной массой, варьирующей от 1 тыс. до 200 тыс.

Сульфогруппы присоединены к трехуглеродной боковой цепи (см. рис. 12), но не все реакции протекают с одной и той же скоростью, поэтому на две фенилпропановые группы обычно приходится приблизительно одна сульфогруппа. Гидрофильные свойства лигносульфонатам придает группы вторичных и третичных спиртов.

Обсуждая вопросы стабилизации эмульсий лигносульфонатам, Браунинг предложил возможное структурное строение молекулы полимерной лигносульфонокислоты, четко отличающееся от строения мыла. Структуру лигносульфонатной частицы он

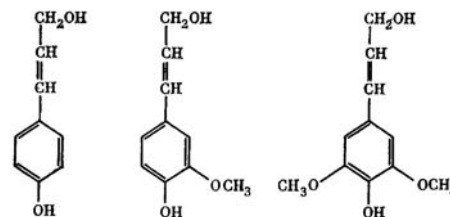


Рис. 12. Первичные группы, участвующие в строении лигнина и лигносульфонатов:
I — кумариловый спирт; II — кониферильный спирт; III — синапиловый спирт

представил как жесткий эллипсоид, из которого выступают короткие цепи, содержащие сульфогруппы и гидроксильные группы. Такая структура весьма гидрофильна и способна к образованию водородных связей, однако набухание ее ограничено из-за непроницаемости для воды. Дополнительные исследования, возможно, подтвердят этот вывод.

В связи с необходимостью сброса отработанного сульфитного щелока из него стали извлекать материалы, на основе которых теперь получают реагенты для обработки буровых растворов. В процессе сульфитной варки для получения древесной целлюлозы щелу нагревают под давлением в растворе бисульфита. После отделения целлюлозы необходимо было сбрасывать оставшийся разбавленный раствор лигносульфонатов, сахаров, органических кислот и других веществ, присутствующих в небольших концентрациях. Проблема сброса частично решается посредством метода фракционного осаждения, который заключается в добавлении все возрастающих количеств извести. Фракция, состоящая преимущественно из лигносульфоната кальция, может быть подвергнута дополнительной очистке; при этом с помощью реакций обменного разложения, сопровождающихся осаждением сульфата кальция, можно получить лигносульфонаты других металлов.

С тех пор на рынке материалов для буровых растворов появилось множество продуктов, выполняющих различные функции. Своим появлением эти продукты обязаны способности лигнита вступать в химические реакции, причем в большинстве случаев исходным сырьем послужил отработанный сульфитный щелок. Наиболее ценными производными лигнита являются хромлигносульфонаты. Детальное описание получения лигносульфонатов хрома, железа и меди приведено в двух основополагающих патентах. В них дано описание различных модификаций, полученных путем окисления и образования солей металлов и направленных на повышение эффективности действия компонентов отработанного сульфитного щелока при обработке буровых растворов. На рисунке 13 показаны различные направления, в которых могут производиться эти модификации.

Феррохромлигносульфонаты могут быть получены следующим образом. Сахар удаляют путем ферментации жидкости,

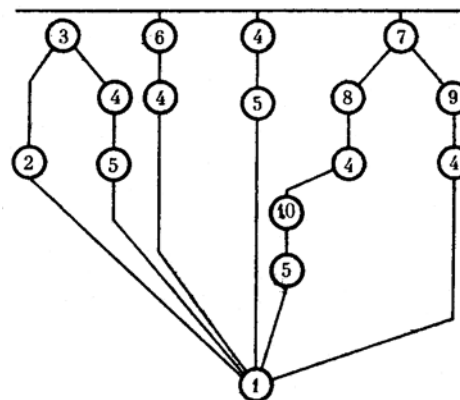


Рис. 13. Технологическая схема получения лигносульфонатов металлов по методам Кинга и Адольфсона: 1 — исходный материал; 2 — нейтрализация щелочью; 3 — кислота; 4 — окисление; 5 — соли металлов; 6 — кислая соль; 7 — щелочная обработка; 8 — кислотная обработка; 9 — сульфат алюминия или железа; 10 — понизитель вязкости для известковых растворов

образующейся при сульфировании бисульфитом кальция. Содержание твердой фазы повышают примерно до 50% путем испарения воды. Для повышения pH до 8 в промежуточный продукт добавляют гидроксид натрия и раствор вываривают в течение 8 ч при температуре 90 °С. С целью осаждения сульфата кальция в раствор вводят сульфат железа, затем осадок удаляют центрифугированием. Для окисления производных лигнита в раствор добавляют бихромат натрия и раствору дают отстояться для восстановления шестивалентного хрома до трехвалентного. Конечный продукт получают путем сушки распылением.

Сырье, из которого образуется отработанный сульфитный щелок, серьезно влияет на свойства лигносульфоната. Например, лигниты из твердой и мягкой древесины отличаются по средней молекулярной массе, примерно так же различаются по эффективности воздействия на буровой раствор и хромлигносульфонаты, полученные из них. Продукты, получаемые из коры, также неодинаковы.

Другими факторами, влияющими на свойства лигносульфонатов металлов, являются степень и тип обработки, которой подвергается твердая фаза отработанного сульфитного щелочка, и условия такой обработки. Весь отработанный сульфитный щелок является сырьем для некоторых процессов. Другими переменными факторами, которые легли в основу многочисленных патентов на получение лигносульфонатов для буровых растворов, являются последовательность ввода реагентов, температура, продолжительность реакций и выбор реагентов для них.

Браунинг, изучая механизм стабилизации эмульсий, пришел к выводу, что лигносульфонаты адсорбируются на поверхности раздела воды и нефти с образованием полутвердой пленки, которая обладает большей механической и химической устойчивостью, чем межфазные слои из порошкообразных частиц. Лигносульфонаты нерастворимы в нефти, хотя и смачиваются ею. Продукты гидролитической диссоциации лигносульфонатов способствуют возникновению электрокинетических эффектов, которые повышают стабильность раствора. Стабилизированные лигносульфонатом эмульсии можно готовить с помощью растворов солей без каких-либо дополнительных материалов для регулирования фильтрации. Лигносульфонат кальция является одним из компонентов смеси, используемой для приготовления безглинистых буровых растворов на минерализованной воде.

Механизм пептизации глин лигносульфонатами изучен довольно детально. Понижение вязкости глинистых буровых растворов, по мнению ряда исследователей, происходит в основном благодаря адсорбции отрицательно заряженных мицелл лигносульфоната на ребрах глинистых частиц. Вследствие образования адсорбционного слоя конечной толщины для понижения вязкости требуются более высокие концентрации лигносульфонатов, чем полифосфатов, так как последние оказывают влияние на кинетику двойного электрического слоя. Обычно для снижения вязкости бурового раствора на пресной воде требуется от 11 до 17 кг/м³ лигносульфонатов по сравнению с 0,6–1,4 кг/м³ полифосфатов. Полифосфат неэффективен в буровых растворах на минерализованной воде, в

то время как лигносульфонаты одновременно снижают вязкость и эмульгируют буровые растворы, насыщенные солями.

Адсорбция лигносульфонатов на поверхности глинистых частиц уменьшает набухание и расслоение глин, обеспечивая тем самым стабилизацию ствола скважины и получение недиспергированного бурового шлама. Многослойная адсорбционная пленка лигносульфонатов вокруг глинистых частиц образует полупроницаемую мембрану, которая замедляет проникновение жидкости и тем самым сводит к минимуму разрушение частиц глины при разбуривании мягких диспергируемых пластов.

В конце 50-х годов термостабильность бурового раствора стала серьезной проблемой в связи с увеличением глубин разведочных скважин. Было установлено, что добавление хромата или бихромата натрия в широко используемые буровые растворы, обработанные лигносульфонатами, эффективно продлевает разжижающее действие лигносульфоната.

При изучении скорости восстановления хромата лигносульфонатом хрома применили полярографический анализ. Скорость реакции, которая при температуре 24 °С мала, при температуре 180 °С резко возрастает. Скорость реакции повышается при увеличении соотношения лигносульфоната и хромата. При низких концентрациях хромата он быстро восстанавливается лигносульфонатом, особенно при высоких температурах. Изучая разложение лигносульфонатов хрома под воздействием тепла, Келли обратил внимание на то, что термодеструкция, на которую указывало снижение эффективности разжижения при выдержке бурового раствора в условиях высоких температур, наблюдалась уже при температуре 120 °С. В то же время с ростом температуры фильтрация возрастала незначительно, пока температура не достигала примерно 180 °С. В этих исследованиях буровые растворы попеременно то нагревали, то охлаждали, причем суммарное время выдержки при высокой температуре составляло около 2 ч. Хромат натрия восстанавливал разжижающее действие лигносульфоната при температуре 150 °С, но не оказывал заметного положительного влияния на свойства бурового раствора при нагреве до 180 °С.

Концентрация лигносульфонатов в буровых растворах изменяется от 3 до 85 кг/м³.

НЕОРГАНИЧЕСКИЕ ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

В буровых растворах используется множество неорганических химических реагентов общего назначения. Некоторые из них применяются для получения промышленной продукции, применяемой при бурении скважин, поэтому распознать их не представляется возможным.

Кислый фосфат аммония $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$ (или диаммонийфосфат), представляющий собой белые кристаллы, используется с полианионной целлюлозой в качестве ингибитора набухания глинистых сланцев в концентрации от 5 до 22 кг/м³.

Бисульфит аммония NH_4HSO_3 в виде 70%-ного водного раствора.

Сульфит аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ — это белые кристаллы, которые используются в качестве поглотителя кислорода для снижения коррозии железа. Рекомендуемый избыток сульфита 100–300 мг/л.

Бромид кальция CaBr_2 , $\text{CaBr}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ — белый порошок или извлекаемый из скважины рассол. Используют для приготовления солевых растворов повышенной плотности.

Хлорид кальция CaCl_2 , $\text{CaCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$, $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ — белые расплывающиеся кристаллы, гранулы, куски, чешуйки. Получается как побочный продукт при производстве соды и в других процессах, а также добывается шахтным способом. Используют в буровых растворах на углеводородной основе, обеспечивающих устойчивость ствола скважины, в буровых растворах, обработанных кальцием; для приготовления солевых растворов высокой плотности для заканчивания и капитального ремонта скважин и для снижения точки замерзания буровых растворов на водной основе. Концентрация варьирует от 28 до 570 кг/м³.

Гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (гашеная известь) — мягкий белый кристаллический порошок. Получают при добавлении оксида кальция в воду с последующим фильтрованием и сушкой. Необходимо избегать вдыхания порошка. Раздражающе действует на кожу, pH раствора составляет 12,4. Используется в известковых буровых растворах, растворах с высоким содержанием ионов кальция и для удаления растворимых карбонатов. Концентрации изменяются от 1 до 57 кг/м³.

Оксид кальция CaO (негашеная известь) — белый порошок. Получают при обжиге карбоната кальция (известняка, раковин устриц); содержит примеси, имевшиеся в исходном материале. При гашении для получения гидроксида кальция выделяет тепло. Сильно раздражает слизистые оболочки. Используют в буровых растворах на углеводородной основе для образования кальциевых мыл и удаления воды. В растворах на водной основе используется преимущественно в виде гашеной извести.

Сульфат кальция CaSO_4 — ангидрит; $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$ — штукатурный гипс, алебастр; $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ — гипс, белые кристаллы или порошок. Слабо растворим в воде. Добывается на природных месторождениях; бывает также побочным продуктом производства. Нетоксичен. Источник ионов кальция в гипсовых буровых растворах. Концентрации от 6 до 23 кг/м³.

Хлорид хрома $\text{CrCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ — зеленые или фиолетовые кристаллы. Получается из оксида хрома и хлора или соляной кислоты. Токсичен. Используется как добавка к ксантановой смоле для образования цепей с поперечными связями. Концентрации от 0,3 до 1,5 кг/м³.

Хромкалиевый сульфат $\text{CrK}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ (хромовые или хромкалиевые квасцы) — красные или зеленые кристаллы. Получается путем восстановления дихромата калия в разбавленной серной кислоте с оксидом серы. Токсичен. Применение то же, что и для хлорида хрома.

Карбонат меди (основной) $\text{CuCO}_3 \cdot \text{Cu}(\text{OH})_2$ — зеленый порошок. Получается из сульфата меди и кальцинированной соды. Нерастворим в воде. Токсичен при попадании в пищеварительные органы. Ограниченно используется в качестве поглотителя сульфида.

Хлорид магния $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (бишофит) — белые расплывающиеся кристаллы. Извлекается из скважинных рассолов или морской воды. Добавляется в солевые растворы, используемые для разбуривания карналлита, с целью предупреждения размыва ствола скважины.

Гидроксид магния $\text{Mg}(\text{OH})_2$ (брусит) — белый порошок, очень слабо растворим в воде. Добывается как минеральное сырье и при извлечении магния из морской воды. Применение то же, что и для оксида магния.

Оксид магния MgO (магнезия, периклаз) — белый порошок, очень слабо растворим в воде. Получается при обжиге гидроксида, карбоната или хлорида магния. Используется в качестве буфера или стабилизатора в кислоторастворимых жидкостях для заканчивания скважин в сочетании с полимерами. Концентрации от 1 до 6 кг/м³.

Карбонат калия K₂CO₃·1,5H₂O — белый расплывающийся порошок. Получается из хлорида калия, оксида магния и двуокиси углерода. Раствор оказывает раздражающее действие на внешние ткани человеческого организма. Используется для подщелачивания буровых растворов, обработанных калием.

Хлорид калия KCl — бесцветные или белые кристаллы. Добывается как минеральное сырье, очищается посредством перекристаллизации. В продаже имеется несколько марок, отличающихся содержанием K₂O. Главный источник ионов калия в калий-полимерных буровых растворах. Концентрации от 6 до 170 кг/м³.

Гидроксид калия KOH (едкое кали) — белый расплывающийся кусковой материал, гранулы, чешуйки. Получается в процессе электролиза хлорида калия, токсичен при попадании в пищеварительные или дыхательные пути. Оказывает сильное раздражающее действие на ткани человеческого организма. Используется для повышения pH буровых растворов, обработанных калием, и для растворения лигнита. Концентрации от 1 до 8 кг/м³.

Бикарбонат натрия NaHCO₃ (пищевая сода) — белый порошок. Получается в результате пропускания двуокиси углерода через насыщенный раствор карбоната натрия. Применяется для противодействия загрязнения цемента бентонитовых буровых растворов на водной основе. Концентрации от 1 до 14 кг/м³.

Карбонат натрия Na₂CO₃ (кальцинированная сода, сода для стирки) — белый гигроскопичный порошок (мелкозернистый порошок называется легкой содой, крупнозернистый — плотной содой). Добывается на месторождениях троны (Na₂CO₃·NaHCO₃·2H₂O), получается из природных рассолов и по процессу Сольвей. Используется главным образом для удаления растворимых солей кальция из технической воды и буровых

растворов; находит применение для обогащения глин. Концентрации от 0,6 до 11 кг/м³.

Хлорид натрия NaCl (поваренная соль, галит, каменная соль) — белые кристаллы. Получается путем выпаривания рассолов и добычи в твердом состоянии. Используется без всякой обработки или в виде приготовленного солевого раствора при заканчивании и капитальном ремонте скважин, для приготовления насыщенного водного раствора для разбуривания каменной соли; для снижения температуры замерзания бурового раствора; для повышения плотности (в виде взвешенной твердой фазы); в качестве закупоривающего материала в насыщенных растворах, а также в повышающих устойчивость ствола буровых растворах на углеводородной основе. Концентрации от 30 до 360 кг/м³.

Хромат натрия Na₂CrO₄; Na₂CrO₄·10H₂O — расплывающиеся желтые кристаллы. Токсичен при попадании в пищеварительные и дыхательные пути. Получается из хромитовых руд. Применение см. ниже.

Бихромат натрия Na₂Cr₂O₇·2H₂O — красновато-оранжевые кристаллы. Токсичен при попадании в пищеварительные и дыхательные пути; оказывает сильное раздражающее действие на слизистые оболочки. Получается из хромитовых руд, а также действием серной кислоты на хромат натрия. В щелочных растворах бихромат натрия превращается в хромат. Применяется как компонент хромлигносульфонатных и хромлигнитных композиций для повышения термостабильности и для предотвращения коррозии в сильно минерализованных буровых растворах. Концентрации от 0,3 до 76 кг/м³. В последние годы потребление бихромата натрия снизилось из-за внедрения более эффективных ингибиторов коррозии и повышенного внимания к токсичности химических реагентов.

Гидроксид натрия NaOH (каустик, щелок) — белые расплывающиеся шарики, гранулы или чешуйки. Оказывает сильное раздражающее действие на ткани человеческого организма. Токсичен. Получается путем электролиза хлорида натрия. Используется в растворах на водной основе для повышения pH; для растворения лигнита, лигносульфонатов и таннинов;

для противодействия коррозии и для нейтрализации сероводорода. Концентрации от 0,6 до 11 кг/м³.

Фосфаты натрия — см. раздел «Понижители вязкости» в этой главе.

Сульфит натрия Na₂SO₃ — белые кристаллы. Получается путем пропускания двуокиси серы через раствор кальцинированной соды. Используется как поглотитель кислорода при концентрациях от 0,1 до 0,3 кг/м³.

Бромид цинка ZnBr₂ — гигроскопичный гранулированный порошок. Получается путем реакции брома с цинком в среде двуокиси углерода. Используется для приготовления солевых растворов высокой плотности. Оказывает раздражающее действие на ткани человеческого организма.

Карбонат цинка ZnCO₃, основной карбонат цинка 2ZnCO₃·3Zn(OH)₂, оксид цинка ZnO, гидроксид цинка Zn(OH)₂. Все эти реагенты представляют собой белые порошки. Карбонат цинка содержится в минерале смитсонит; оксид цинка — в цинките. Эти основные соединения цинка лишь слабо растворимы в воде, поэтому они не влияют на свойства бурового раствора; благодаря этому они применяются для удаления из буровых растворов сероводорода. Концентрации от 1 до 15 кг/м³.

Хлорид цинка ZnCl₂ — расплывающиеся белые гранулы. Получается путем воздействия соляной кислотой на цинк. Используется для приготовления солевых растворов высокой плотности. Раздражающе действует на ткани человеческого организма.

Хромат цинка ZnCrO₄ — желтый порошок. Получается путем воздействия хромовой кислотой на оксид цинка. Токсичен при попадании в пищеварительные и дыхательные пути; оказывает сильное раздражающее действие на ткани человека; канцероген. Ингибитор коррозии. Концентрации от 0,3 до 1 кг/м³.

Сульфат цинка ZnSO₄·H₂O — белый порошок. Получается путем воздействия концентрированной серной кислотой на цинковую руду. Используется в сочетании с бихроматом натрия в качестве ингибитора коррозии. Концентрации от 0,3 до 1 кг/м³.

Жидкое стекло (силикат натрия Na₂O·nSiO₂) получают при плавке кварцевого песка с кальцинированной содой с пос-

ледующим развариванием в автоклаве. Жидкое стекло характеризуется отношением SiO₂:Na₂O (модуль), концентрацией и вязкостью. По мере увеличения модуля жидкое стекло становится более вязким и менее растворимым в воде. При модуле равном 1 (чистый метасиликат) жидкое стекло наиболее растворимо, при увеличении модуля до 4,5–5 растворимость резко снижается. Наиболее часто применяют жидкое стекло с модулем от 2 до 4. Б.А. Ржаницыным для закрепления грунтов рекомендовано жидкое стекло с модулем 2,8–3,0. Содержание SiO₂ в жидком стекле 100%-ной концентрации (по данным Б.А. Ржаницына) показано в таблице 3.

Таблица 3

Модуль жидкого стекла	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2
Содержание SiO ₂	66,05	68,16	70,0	71,66	73,14	74,48	75,69

Для определения концентрации жидкого стекла в воде по удельному весу можно воспользоваться данными таблицы 4.

Таблица 4

Модуль жидкого стекла	Концентрация Na ₂ O·SiO ₂ (%) при удельном весе водного раствора жидкого стекла					
	1,036	1,075	1,160	1,260	1,380	1,525
2,0 2,5 3,0	4,2 4,4	8,5 8,8	16,9 17,5	25,4 26,3	33,8	42,3
	4,6	9,2	18,2	27,4	35,0	43,8
					37,5	46,7

Жидкое стекло применяют в качестве добавки, ускоряющей схватывание цементов и быстросхватывающихся смесей, а также для приготовления силикатных растворов.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

В зависимости от причины поглощения выбираются и пути борьбы с ним, которые заключаются либо в снижении давления, создаваемого циркулирующим раствором, либо в закупоривании отверстий, через которые уходит буровой раствор. Эти отверстия могут быть перекрыты введением в них раствора, который загустевает в неподвижном состоянии, либо закупориваются

или тампонирующего твердого материала, который допускает нормальную фильтрацию. В этом разделе речь пойдет только о твердых материалах. Эти материалы часто включают в состав композиций, которые образуют жесткие уплотнения или затвердевают.

Для восстановления циркуляции рекомендовано множество веществ. В таблице 5 приведены материалы, находящие широкое применение для борьбы с поглощениями.

Таблица 5

ВЕЩЕСТВА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Чешуйчатые	Зернистые	Волокнистые
Целлофан	Карбонат кальция	Асбест
Шелуха семян хлопка	Уголь	Выжимки сахарного тростника
Слюда	Диатомовая земля	Треста льна
Вермикулит	Гильсонит	Свиная щетина
	Скорлупа орехов	Кожа
	Миндаль	Минеральная вата
	Орех pekan	Бумага
	Грецкий орех	Резиновые покрышки
	Косточки олив	Древесина
	Перлит	Кора
	Соль (только в виде насыщенных растворов)	Стружки
	Синтетические смолы	Обрывки волокна

Главные поставщики материалов для промышленных растворов обычно предлагают не более десятка наименований материалов, применяемых для борьбы с поглощениями, имеющих фирменное название. Помимо одного или более материалов каждого типа (чешуйчатого, зернистого или волокнистого), все поставщики продают смеси нескольких веществ.

Промысловый опыт показал, что однородные по форме, размеру и прочности смеси обычно оказываются более эффективными для изоляции зон поглощения, чем отдельный материал. Смеси могут состоять из нескольких волокнистых материалов, нескольких зернистых материалов или чешуйчатого, волокнистого и зернистого материалов одновременно.

Каждый поставщик имеет технические условия на несколько продуктов. Техническими условиями часто предусматривается проведение лабораторных исследований некоторых рабочих характеристик продукта в дополнение к определенным физическим измерениям, например определение гранулометрического состава и объемной плотности. С целью обеспечения единообразия методов измерений Комитет по стандартизации материалов для буровых растворов АНИ предложил специальное оборудование и методы исследований.

Обычно получить материал для борьбы с поглощениями никакого труда не составляет. Требуется лишь определить минимальный размер подходящего исходного материала и приготовить смесь необходимого гранулометрического состава.

Волокнистые материалы нужного размера получают путем пропускания отобранного материала через молотковую дробилку. Наиболее распространенным источником волокнистого материала являются выжимки из стеблей сахарного тростника после извлечения сока. Перед размалыванием их необходимо выдерживать в течение года или более, чтобы под действием ферментов произошло разложение всех оставшихся сбраживаемых веществ и изменение структуры волокон. Затем выжимки загружают в молотковые дробилки, продуваемые воздухом. Для получения коротких волокон в эти дробилки можно одновременно загрузить бумажную массу. Размолотый продукт упаковывают в мешки иногда с помощью поршневого уплотнителя, позволяющего уменьшить объем продукта. Древесные продукты обычно большего размера, чем волокна из выжимок, раскалывают и измельчают.

Гранулированные материалы также получают путем размалывания. Скорлупу орехов, персиковые и оливковые косточки, а также отходы обработки пластмасс измельчают в молотковых дробилках для получения крупных частиц и в дисковых истирателях для создания мелкозернистых частиц. Измельченный материал просеивают, а фракции смешивают для получения необходимого гранулометрического состава.

Чешуйчатые материалы (такие, как слюдяная мелочь и чешуйчатая слюда) обычно отмывают гидромониторным способом, отделяют от вмещающей породы, сушат, а затем измельчают в

высокоскоростных молотковых дробилках. Для получения нужных размеров продукт просеивают.

Изучение причин возникновения поглощений и разработка методов борьбы с ними оказались весьма плодотворными с точки зрения снижения затрат на ликвидацию подобных осложнений. Однако поглощения продолжают оставаться серьезной проблемой для ряда районов, и практическим решением ее часто является бурение с продувкой воздухом или пеной. В настоящее время в качестве изолирующего материала чаще всего используют шелуху семян хлопчатника. Это обусловлено тем, что во многих районах поглощающими оказываются нецементированные породы, залегающие на небольших глубинах, а шелуху семян хлопчатника часто можно приобрести на месте практически в неограниченном количестве. Для изоляции зоны поглощения необходимы большие объемы этого материала, так как он имеет низкую механическую прочность, легко ломается и разрушается под воздействием микроорганизмов. Однако шелуха семян хлопчатника — самый дешевый из всех изолирующих материалов.

Долгие годы для ликвидации поглощений широко пользовались слюдой как самостоятельным материалом, так и в смеси с другими. Мелко измельченная слюда часто позволяет ликвидировать просачивание раствора в пласты очень высокой проницаемости и в то же время использовать вибрационное сито для удаления бурового шлама.

Опыт, приобретенный в конкретном районе, часто является основой для выбора определенного материала, после того как проанализированы все обстоятельства, которые сопутствовали поглощению (режим бурения, свойства бурового раствора, глубина и т.д.). Обычно предпочтение отдается смесям широкого фракционного состава. Если ликвидировать поглощение с помощью выбранного материала в концентрациях 40–60 кг/м³ не удается, следует применить более крупные частицы.

ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА

Своим названием эти вещества обязаны месту, где они себя проявляют, — на поверхности фаз. ПАВ представляет собой

органическое соединение, молекулы которого образованы двумя разными группами, которые с точки зрения растворимости проявляют прямо противоположные свойства (одна из них гидрофильна, а другая гидрофобна). Молекула ПАВ имеет повышенную концентрацию атомов у границы раздела фаз, чем в массе жидкости; кроме того, у поверхности раздела фаз молекулы располагаются ориентированно.

Совершенно ясно, что в отношении состава ПАВ, используемые в буровых растворах, можно классифицировать лишь в самых общих чертах. Одни продукты являются смесями разных химических веществ, другие содержат одинаковые молекулы, отличающиеся молекулярной массой и деталями структуры. Химический состав продукта может быть вообще неизвестен — иногда прибегают к таким формулировкам, как «смесь сложных эфиров жирных и смоляных кислот» или «окисленный остаток жирных кислот из животных жиров». Таким образом, ПАВ следует определять по их применению, а не по составу.

По содержанию гидрофильных групп ПАВ можно разделить на анионоактивные, катионоактивные, неионогенные и амфотерные.

К анионным группам относятся карбоксилаты, сульфонаты, сульфаты и фосфаты, к катионным — амины, четвертичные аммонийные и другие азотные группы. Неионным группам способность растворяться придают гидроксильные группы и цепи оксида этилена. Амфотерные ПАВ содержат как основные, так и кислотные группы, а их поведение зависит от pH. Большинство ПАВ для буровых растворов на водной основе является анионоактивными, неионогенными или смесями тех и других.

Гидрофобная или олеофильная часть молекулы ПАВ обычно состоит из углеводородных групп, которые содержатся в таких природных веществах, как животные жиры и талловое масло.

Талловое масло состоит из смоляных и жирных кислот, а также из неомыляющихся веществ, выделяемых в процессе сульфатной варки целлюлозы. Исходными материалами для производства ПАВ являются остатки процесса рафинирования растительного масла и перегонки нефти, а также продукты деструктивной перегонки древесины и коксования угля.

ПАВ добавляют во все типы буровых растворов, причем они выполняют различные функции. Они служат в качестве эмульгаторов, вспенивателей, пеногасителей, смачивающих агентов, моющих средств, смазок и ингибиторов коррозии. Об этом многоцелевом назначении ПАВ уже говорилось в предыдущих главах, во многих публикациях указаны различные источники получения ПАВ, имеющихся в продаже. Бурение является процессом, в котором взаимодействуют самые разные поверхности. Логично ожидать дальнейших успехов в применении ПАВ для проводки ствола и увеличения продуктивности скважин.

Диапазон эффективных концентраций ПАВ исключительно широк. Поскольку концентрация ПАВ выше у поверхности раздела фаз, чем в основной их массе, отмечается намного большее снижение межфазного натяжения по сравнению с ожидаемым на основании общей концентрации ПАВ в растворе. Концентрация ПАВ в буровых растворах может быть очень низкой (например, моющих средств) и превышать 30 кг/м^3 , как это имеет место с этоксиалкилфенолами, используемыми для повышения устойчивости ствола скважины. Содержание активных ингредиентов в промышленных продуктах варьирует в широких пределах; одно и то же соединение может поставляться в различных концентрациях под разными фирменными наименованиями.

ПАВ являются важными компонентами растворов на углеводородной основе, выполняя функции эмульгаторов, стабилизаторов и агентов, обеспечивающих смачивание нефтью. Растворы на углеводородной основе продают в готовом виде или в виде концентратов, причем составные части поставщиками не называются. Поэтому невозможно достоверно рассчитать количества ПАВ, используемых в буровых растворах.

УФЭ8 — продукт конденсации технических угольных фенолов с окисью этилена — неионогенное поверхностно-активное вещество. Это — густая жидкость темно-коричневого цвета плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$, хорошо растворяющаяся в воде. При добавке $0,5\text{--}0,8\%$ ее снижается поверхностное натяжение на границе вода–нефть до $2\text{--}3 \text{ Н/м}$.

Она сохраняет поверхностно-активные свойства и не образует осадка в минерализованных водах.

УФЭ8 предназначена для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть–вода–порода с целью сохранения нефтепроницаемости призабойной зоны пласта при вскрытии продуктивных коллекторов растворами на водной основе. Для поддержания низкого поверхностного натяжения фильтрата раствора расход УФЭ8 составляет $1\text{--}1,5\%$ от объема раствора. При этом также улучшаются и смазочные свойства раствора.

Реагент вводят в раствор в конце желобной системы или во всасывающую линию насосов. Дополнительные обработки ведут при снижении концентрации ПАВ до $0,4\text{--}0,5 \%$. Контроль за содержанием ПАВ в буровом растворе осуществляется путем сравнения величины поверхностного натяжения фильтрата раствора с величиной поверхностного натяжения водных растворов этого ПАВ известной концентрации на границе с керосином.

На буровых УФЭ8 хранится в закрытых емкостях. Водные растворы ее не токсичны и поэтому не требуют особых мер предосторожности при работе с ними.

ОП-10 неионогенное ПАВ — продукт конденсации моно- и диалкилфенолов, алкилированных полибутиленом, с окисью этилена.

Показатели качества ОП-10 регламентируются ГОСТ 8433-81. Это маслообразная вязкая жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета, плотностью при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ от $1,02$ до $1,05 \text{ г/см}^3$, хорошо растворяющаяся в воде. Обладает слабощелочной или слабокислой реакцией, $0,1\%$ -ный водный раствор имеет $\text{pH}=6\text{--}8$, сохраняет поверхностно-активные свойства и не образует осадка в минерализованных водах при температуре до $80\text{--}90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Так же как и УФЭ8, реагент ОП-10 применяется для обработки буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости, кроме того, он используется как добавка, улучшающая эмульгирование нефти в буровых растворах, особенно в утяжеленных. В отличие от некоторых ионогенных ПАВ, например сульфонола, ОП-10 предупреждает флокуляцию флотационных баритовых утяжелителей в нефтеэмульсионных растворах.

Технология применения и контроль за обработкой такие же, как и при использовании УФЭВ. Реагент ОП-10 имеет высокую температуру вспышки, взрывоопасных смесей с воздухом не образует, токсичными свойствами не обладает, при работе с ним не требуется особых мер предосторожности.

Сульфонол НП-1 — ионогенное ПАВ, представляющее собой алкиларилсульфонат — продукт алкилирования бензола додециленом с последующей его ректификацией, сульфированием и нейтрализацией, имеет следующую формулу:



Сульфонол выпускается в виде порошка светло-желтого цвета, упакованного в бумажные мешки, или по ТУ 6-01-862-73 в виде вязкой темной жидкости плотностью 1,16 г/см³, затаренной в деревянные бочки, с содержанием активного вещества 45%. Сульфонол хорошо растворим в воде и нефти, в минерализованных водах дает хлопьевидные осадки, при добавке 0,18% снижает поверхностное натяжение воды на границе с керосином до 2–4 Н/м. Сульфонол в меньшей степени адсорбируется на песчанике, чем ОП-10, максимальная адсорбция его составляет 1,5 против 2,84 мг/л для ОП-10.

Сульфонол применяется для обработки буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их нефтепроницаемости, как эмульгатор нефти в растворах, а также как гидрофобизатор твердой фазы в растворах на нефтяной основе. Добавки 0,01–0,03 % (на активное вещество) сульфонола снижают коэффициент трения скольжения металла о породу. Не рекомендуется использование сульфонола в качестве эмульгатора в нефтеэмульсионных буровых растворах, утяжеленных флотационными баритовыми утяжелителями, так как в этом случае он приводит к гидрофобизации утяжелителя и его флокуляции. В целях лучшего эмульгирования сульфонол предварительно растворяют в нефти (0,3% от объема нефти). Нефтяной раствор эмульгатора вводят в буровой раствор через всасывающую линию насосов. Во избежание вспенивания запрещается добавлять сульфонол непосредственно в циркуляционную систему. В остальном технология применения сульфонола аналогична описанной выше для УФЭВ.

Продукт не токсичен и безопасен в обращении.

БИТУМИНОЗНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Битум — это общий термин, которым называют группу веществ, состоящих из смеси углеводородов (обычно твердых), которые плавятся и растворяются в сероуглероде. К битумам относят асфальт, асфальтиты и минеральные воски. Асфальт представляет собой твердое вещество, цвет которого может изменяться от коричневого до черного; он размягчается при нагреве и вновь затвердевает при охлаждении. Асфальт находят в природной форме, но большая часть асфальта получается в виде остатка при переработке нефти. Асфальтиты — это черные твердые хрупкие вещества (например, гильсонит), являющиеся природными битумами.

Асфальт

Главные составляющие асфальта: асфальтены — кристаллические твердые вещества, смолы — аморфные твердые вещества и нефти, которые могут содержать растворенные воски. Свойства асфальтов определяют такими параметрами, как температура размягчения, пенетрация и растворимость в нефти и сероуглероде.

Пропускание воздуха сквозь горячий асфальт способствует увеличению содержания асфальтенов и уменьшению содержания смол, повышает температуру размягчения и снижает пенетрацию. Получаемый при этом продукт называется окисленным асфальтом и является важнейшим компонентом многих буровых растворов на углеводородной основе. Он придает этим растворам изолирующие свойства и удерживающую способность.

При использовании эмульсии асфальта для регулирования фильтрации во время бурения в хорошо сцементированных породах механические скорости бурения были почти такими же, как и при промывке водой. Эмульсия асфальта не подошла для бурения в обваливающихся или легко диспергируемых сланцах из-за чрезмерного расхода этого материала.

Твердый, гранулированный асфальт используется в буровых растворах на водной основе для стабилизации ствола скважины. Он имеет температуру размягчения около 160 °С. В отличие от эмульгированного асфальта на глинистых сланцах

он не адсорбируется. Его положительное действие объясняют закупориванием микротрещин в глинах.

Асфальт можно сульфировать путем обработки серной кислотой и серным ангидридом. При нейтрализации сульфированного асфальта гидроксидами щелочных металлов или гидроксидом аммония образуются соответствующие соли сульфокислоты. Натриевая соль сульфированного асфальта легко растворяется в воде и стабилизирует эмульсии нефти в воде. Этот продукт термостабилен и имеет температуру размягчения свыше 260 °С. При его концентрации 11 кг/м³ заметно снижаются вращающий момент и трение бурильной колонны о стенку скважины при подъеме. Дальнейшее снижение этих параметров достигается добавлением небольших объемов нефти.

Потребление асфальта в растворах на углеводородной и водной основах в 1978 г. оценивается в 15 тыс. т.

Гильсонит

Природный битум (гильсонит) добывают в северо-восточной части штата Юта гидромониторным способом. Гильсонит встречается в виде почти вертикальных жил. Предположительно он образовался из горючих сланцев, широко распространенных в этом регионе. Добытый гильсонит распределяют по сортам в соответствии с температурой плавления, размером трещин и гранулометрическим составом. Температура размягчения гильсонита варьирует в довольно значительном диапазоне (130–190 °С).

Гильсонит вначале использовали в буровых растворах на водной основе для ликвидации поглощений. Он оказался эффективным средством стабилизации ствола скважины при бурении в крутопадающих, глинистых сланцах.

Раздел 7

Фильтрационные свойства буровых растворов

Для предотвращения притока пластовых флюидов в ствол скважины гидростатическое давление столба бурового раствора должно превышать давление флюидов в порах породы. Поэтому буровой раствор имеет тенденцию вторгаться в проницаемые пласты. Сильных поглощений бурового раствора в пласт обычно не происходит благодаря тому, что его твердая фаза проникает в поры и трещины на стенке ствола скважины, образуя глинистую корку сравнительно низкой проницаемости, через которую может проходить только фильтрат. Буровой раствор приходится обрабатывать с целью обеспечения как можно меньшей проницаемости глинистой корки, чтобы поддержать устойчивость ствола скважины и снизить до минимума внедрение фильтрата бурового раствора в потенциально продуктивные горизонты, что вызывает ухудшение коллекторских свойств. При высокой проницаемости глинистой корки она становится толстой, что уменьшает эффективный диаметр ствола и вызывает различные осложнения, например чрезмерный момент при вращении буровой колонны, затыжки при ее подъеме, а также высокое давление при свабировании и значительные положительные импульсы давления. Толстая корка может вызвать прихват буровой колонны под действием перепада давления, что приводит к дорогостоящим ловильным работам.

При бурении нефтяной скважины проявляются два вида фильтрации: статическая, протекающая при отсутствии циркуляции, когда буровой раствор не мешает росту фильтрационной корки, и динамическая, происходящая в условиях, когда буровой раствор циркулирует, а рост фильтрационной корки ограничен из-за эрозионного действия потока бурового раствора. Скорость динамической фильтрации значительно выше статической, и большая часть фильтрата бурового раствора проникает в пласты, вскрытые скважиной, в динамических условиях. Фильтрационные свойства буровых растворов обычно оцениваются и регулируются на основании испытания на фильтрационные потери по методике АНИ. Оно проводится в статических условиях и поэтому не является надежным средством определения фильтрации в скважине, если не установ-

лена зависимость между статической и динамической фильтрациями, в соответствии с которой интерпретируются результаты этого испытания.

В этой главе рассматриваются основы статической и динамической фильтрации и наилучшие способы их корреляции. В главе не анализируется влияние фильтрационных свойств на различные осложнения при бурении и добыче, поскольку они определяются и другими факторами, такое влияние будет описано в главах, касающихся этих конкретных осложнений.

СТАТИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ

Теория статической фильтрации

Если единичный объем устойчивой суспензии твердого вещества фильтруется через проницаемый фильтр и если объемную долю фильтрата обозначить через x , то объемная доля корки, отложившейся на фильтре и содержащей твердую и жидкую фазы, составит $(1-x)$. Поэтому, если Q_c — объем корки, а Q_w — объем фильтрата, то

$$Q_c / Q_w = (1-x) / x, \quad (1)$$

а толщина корки h , образующейся на единичной поверхности в единицу времени,

$$h = Q_w (1-x) / x. \quad (2)$$

По закону Дарси

$$d_q / d_t = k_p / (\mu h), \quad (3)$$

где k — проницаемость, Д; p — перепад давления, кгс/см²; μ — вязкость фильтрата, сП; h — толщина, см; q — объем фильтрата, см³; t — время, с.

Следовательно,

$$\frac{d_q}{d_t} = \frac{k_p}{\mu Q_w} \cdot \frac{x}{1-x}.$$

После интегрирования получим

$$Q_w^2 = \frac{2k_p}{\mu} \cdot \frac{x}{1-x} \cdot t \quad (4)$$

Из уравнений 1 и 4 имеем

$$Q_w^2 = (2k_p / \mu) \cdot (Q_w / Q_c). \quad (5)$$

Если площадь фильтрационной корки равна A ,

$$Q_w^2 = (2k_p A^2 / \mu) \cdot (Q_w / Q_c) \cdot t. \quad (6)$$

Это фундаментальное уравнение, определяющее фильтрацию при статических условиях.

Зависимость объема фильтрата от времени

Ларсен установил, что при фильтрации бурового раствора через бумагу в условиях постоянных температуры и давления Q_w пропорционален $t_{0,5}$, если пренебречь небольшой ошибкой при значениях, близких к нулю. Отсюда следует, что для данного бурового раствора Q_w/Q_c и k в уравнении 6 от времени не зависят. Хотя этот вывод и не может быть распространен на все буровые растворы, он вполне приемлем для практических целей и может служить основой для объяснения механизма статической фильтрации.

На рисунке 1 показан типичный график зависимости суммарного объема фильтрата от времени в минутах, причем на оси абсцисс отложены значения, соответствующие корню квадратному из указанного времени. Пересечение графика со шкалой ординат определяет ошибку при значениях времени, близких к нулю. Эту ошибку обычно называют мгновенной фильтрацией бурового раствора. Она вызывается главным образом способностью мельчайших частиц бурового раствора проходить через фильтровальную бумагу, прежде чем произойдет закупоривание ее пор. После этого через бумагу проникает только фильтрат, и зависимость становится прямолинейной. Для большинства буровых растворов ошибка при значениях, близких к нулю, мала, и ею часто пренебрегают; однако эта ошибка может быть существенной, если фильтрация происходит в пористые породы.

Эксперименты Ларсена показали, что для определенного давления уравнение 6 можно представить в следующем виде:

$$Q_w - q_0 = A\sqrt{Ct}, \quad (7)$$

где q_0 — ошибка при значениях, близких к нулю;

C — константа,

$$C = 2k_p Q_w / (\mu Q_c). \quad (8)$$

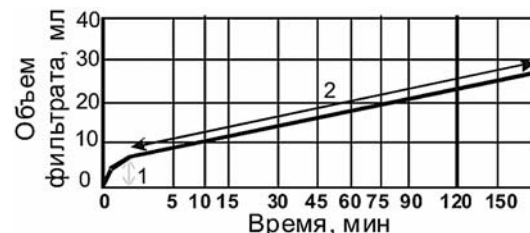


Рис. 1. График изменения объема фильтрата во времени:
1 — постоянная ошибка, или мгновенная фильтрация;
2 — чистый фильтрат

Таким образом, фильтрационные свойства различных буровых растворов можно оценивать по суммарному объему фильтрата за определенное время при стандартных условиях. АНИ рекомендовал следующие условия: продолжительность измерений 30 мин; давление 0,7 МПа; поверхность образующейся корки примерно 45 см².

Объем фильтрата за 30 мин можно оценить по объему Q_w за время t_1 из следующего уравнения:

$$Q_{w30} - q_0 = (Q_{w1} - q_0) \sqrt{t_{30}/t_1}.$$

Например, объем фильтрата за 30 мин иногда определяют по удвоенному значению этого параметра для 7,5 мин, так как: $\sqrt{30}/\sqrt{7,5} = 2$.

Зависимость объема фильтрата от давления

Согласно уравнению 6, Q_w должно быть пропорционально $p_{0,5}$ и зависимость Q_w от p в двойном логарифмическом масштабе должна выражаться прямой линией с тангенсом угла наклона 0,5, если принять, что все прочие параметры неизменны. Это условие в действительности никогда не выполняется, так как образующаяся глинистая корка в какой-то мере сжимаема, поэтому проницаемость ее непостоянна и уменьшается с повышением давления. Следовательно,

$$Q_w \approx p^x,$$

где экспонента x для каждого раствора имеет разное значение, но всегда менее 0,5 (рис. 2).

Значение экспоненты x зависит главным образом от размера и формы частиц, образующих корку. Корка из бентонитовых

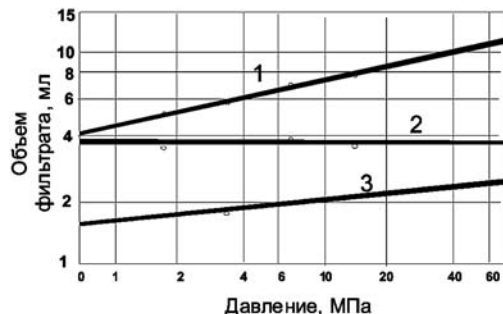


Рис. 2. Влияние давления на объем фильтрата:
 1 — глинистый раствор, угловой коэффициент 0,205;
 2 — бентонитовый раствор, угловой коэффициент 0,0;
 3 — сланцевый раствор, угловой коэффициент 0,084

частиц, например, имеет такую сжимаемость, что $x = 0$, а Q_w постоянна по отношению к p . Причина такого поведения заключается в том, что бентонит почти полностью состоит из мельчайших пластинок монтмориллонита, которые при повышении давления обычно располагаются почти параллельно поверхности проницаемой породы.

В результате проницаемость глинистой корки снижается в значительно большей мере, чем можно ожидать, если бы глинистая корка состояла, например, из жестких сфер. Экспериментально установлено, что при содержании в буровых растворах других глинистых частиц экспонента x изменяется от нуля примерно до 0,2; это означает, что скорость фильтрации сравнительно нечувствительна к изменениям давления.

Аутмэнз вывел уравнение, которое может быть использовано для прогнозирования объема фильтрата в зависимости от давления фильтрации, если сжимаемость глинистой корки известна. На практике обычно проще провести испытание на фильтрацию при конкретном давлении.

Когда используются растворы на углеводородной основе, начинает действовать другой фактор — повышение вязкости фильтрата (обычно дизельного топлива) с ростом абсолютного давления, что способствует снижению фильтрационных потерь в соответствии с уравнением:

$$Q_{w1} = Q_{w2} \sqrt{\mu_1 / \mu_2}, \quad (9)$$

где μ_1 и μ_2 — вязкости при давлениях фильтрации в испытании с целью определения Q_{w1} и Q_{w2} соответственно.

Зависимость объема фильтрата от температуры

Повышение температуры может привести к увеличению объема фильтрата по нескольким причинам. С ростом температуры вязкость фильтрата снижается, в результате его объем увеличивается в соответствии с уравнением 9. В таблице 1 приведены вязкости воды и 6%-ного солевого раствора в определенном диапазоне температур, а на рисунке 3 показана зависимость вязкости воды от температуры. Совершенно ясно, что температура может оказывать существенное влияние на объем фильтрата вследствие изменений его вязкости.

Таблица 1
ВЯЗКОСТИ ВОДЫ И 6%-НОГО РАСТВОРА ХЛОРИДА НАТРИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Температура, °С	Вязкость, мПа·с		Температура, °С	Вязкость, мПа·с	
	воды	солевого раствора		воды	солевого раствора
0	1,792	—	40	0,656	0,733
10	1,308	—	60	0,469	0,531
20,2	1,000	1,100	80	0,356	0,408
30	0,801	0,888	100	0,284	—

Например, при температуре 100 °С объем фильтрата должен быть в 1,88 раза больше, чем при температуре 20 °С.

Изменения в температуре могут повлиять также на объем фильтрата из-за нарушения электрохимического равновесия, которое определяет степень флокуляции и агрегации и, следовательно, проницаемости фильтрационной корки. В результате этого объем фильтрата обычно бывает больше, чем дают расчеты по уравнению 9. Например, изучая шесть различных буровых растворов, Бик установил, что для трех растворов фильтрационные потери при 70 °С на 8–58% превышают оценки по уравнению 9 при изменении вязкости раствора в результате нагрева с 21 до

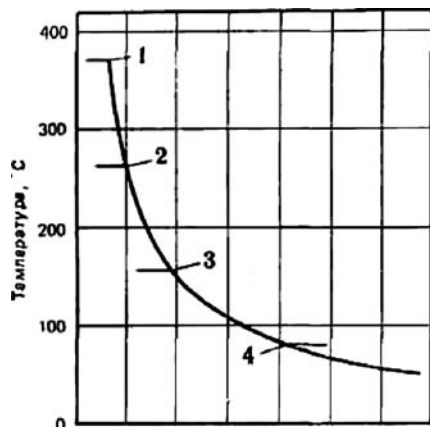


Рис. 3. Вязкость воды при различных температурах:
 1 — критическая температура воды 374 °С;
 2 — успешные лабораторные испытания раствора;
 3 — испытания высококачественного бурового раствора;
 4 — испытания при нормальной выдержке

70 °С. Соответственно возрастала и проницаемость глинистых корок, причем максимальное увеличение было более чем двукратным (с 2,2 до 4,5 nm^2). Фильтрационные потери для трех других буровых растворов отличались от прогнозных на $\pm 5\%$, а проницаемость глинистых корок оставалась практически неизменной. В результате более всесторонних исследований Шремп и Джонсон пришли к заключению, что невозможно надежно прогнозировать фильтрационные потери при высоких температурах на основании данных их измерения при низких температурах. Поэтому каждый буровой раствор необходимо испытывать при интересующих температурах в высокотемпературном фильтре-прессе.

Кроме того, высокие температуры могут вызывать химическое разложение одного или нескольких компонентов бурового раствора. Многие органические понизители фильтрации начинают сильно разрушаться при температурах около 100 °С, причем скорость разложения возрастает с дальнейшим повыше-

нием температуры, если не удастся обеспечить необходимое поддержание фильтрационных свойств.

ФИЛЬТРАЦИОННАЯ КОРКА

Толщина фильтрационной корки

Хотя толщина глинистой корки является определяющим фактором при возникновении осложнений, связанных с уменьшением диаметра ствола, чрезмерным вращающим моментом, затяжками и прихватом из-за перепада давлений, этому вопросу в литературе уделялось очень мало внимания. Считается, что толщина глинистой корки пропорциональна фильтрационным потерям, поэтому необходимо лишь определять эти потери. В действительности хотя толщина глинистой корки и связана с фильтрационными потерями, реальная зависимость специфична для каждого раствора, так как величина Q_w/Q_c в уравнении 6 зависит от содержания твердой фазы в растворе и количества воды, удерживаемой в глинистой корке. Фильтрационные потери снижаются с повышением содержания твердой фазы, а объем глинистой корки возрастает (рис. 4). Если буровик вводит в буровой раствор дополнительный объем глины для снижения

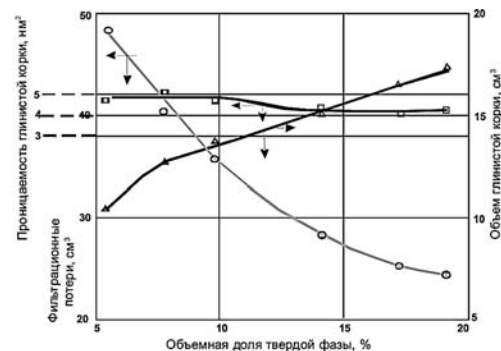


Рис. 4. Изменение объема фильтрации, объема глинистой корки и ее проницаемости в зависимости от объемной доли твердой фазы и суспензии глины альтвармбюхен

фильтрационных потерь, он может полагать, что при этом происходит снижение толщины глинистой корки, хотя на самом деле все бывает наоборот.

Объем воды в глинистых корках, которые образуют различные буровые растворы, зависит от набухаемости глинистых минералов, входящих в состав глин. Бентонит, например, характеризуется сильной набухаемостью, благодаря чему образующаяся корка обладает сравнительно высоким соотношением воды и твердой фазы, поэтому отношение Q_w/Q_c невелико. В таблице 2 приведены данные, позволяющие сопоставить относительные объемы воды в глинистых корках, образуемых тремя растворами, с адсорбированными сухими глинами объемами воды во время испытания на набухаемость. Следует отметить, что содержание воды в глинистых корках лишь немного меньше, чем в набухших глинах, и практически не зависит от объемной доли твердой фазы в суспензии. Понятно, что объемная доля воды в глинистой корке вполне может служить мерой набухаемости глины, из которой готовится раствор.

В меньшей степени толщина глинистой корки зависит от размера и гранулометрического состава частиц. От этих пара-

метров зависят пористость корки и отношение ее суммарного объема к объему зерен. Важность этих эффектов была подтверждена Бо, который измерял пористость фильтрационных корок, образованных смешиванием стеклянных шариков девяти размеров. В результате этих исследований было установлено следующее.

Минимальную пористость получали при равномерной градации частиц по размерам (т.е. для линейной кривой распределения размеров частиц, как показано на рисунке 5), так как самые мелкие частицы плотно закупоривали поры между более крупными частицами.

Смеси с расширенным диапазоном линейного распределения частиц по размерам обеспечивали наименьшую пористость.

Избыток мелких частиц приводил к меньшей пористости, чем избыток крупных частиц.

Можно ожидать, что инертные твердые частицы, которые по форме приближаются к сферическим, в буровых растворах ведут себя примерно так же. Поведение коллоидной фракции больше зависит от формы частиц и электростатических сил.

Толщину фильтрационной корки точно измерить очень трудно, поскольку четко разграничить буровой раствор и наружную поверхность глинистой корки невозможно. Эта проблема возникает в связи с тем, что корка уплотняется под действием гидравлического сопротивления движению фильтрата через ее поры. Гидравлическое сопротивление возрастает с увеличением расстояния от поверхности корки, а локальное поровое

Таблица 2
ОБЪЕМНЫЕ ДОЛИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ (в %) В
ИСПЫТАНИЯХ НА НАБУХАЕМОСТЬ СУХОЙ ГЛИНЫ И
НА ФИЛЬТРАЦИЮ

Тип глины	В набухшей глине	Испытания на фильтрацию		
		В суспензии	В глинистой корке при давлении 0,7 МПа	В глинистой корке при давлении 0,7 МПа
Бентонит	14,4	3,17	16,5	16,7
		4,53	15,0	
		6,80	15,2	
Глина Моявской пустыни	62,0	23,4	64,5	64,5
		30,2	64,8	
		39,6	65,4	
Западно-техасская глина	40,7	24,2	45,1	53

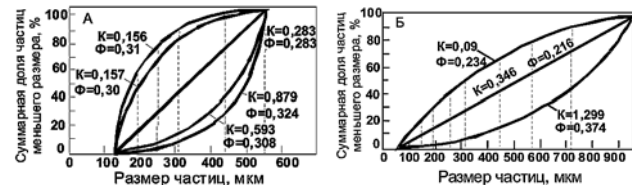


Рис. 5. Проницаемость и пористость фильтрационных корок из стеклянных шариков при их распределении по различным кривым (k — проницаемость, нм^2 ; Φ — пористость, %); А — диапазон размеров шариков 140–550 мкм; Б — диапазон размеров шариков 70–950 мкм

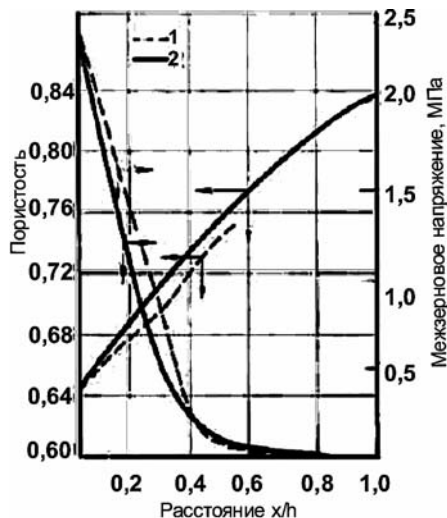


Рис. 6. Распределение пористости и эффективного межзернового напряжения в фильтрационной корке, образованной суспензией мела (давление фильтрации 2,41 МПа):
1 — измеренное;
2 — теоретическое

давление снижается от максимального значения, соответствующего давлению бурового раствора у поверхности корки, до нуля у ее основания. Давление уплотнения (и результирующее межзерновое напряжение) в любой точке равно давлению бурового раствора минус поровое давление; таким образом, оно равно нулю в поверхностном слое и давлению бурового раствора у основания глинистой корки. Распределения межзернового напряжения и пористости как функции расстояния от поверхности фильтра показаны на рисунке 6 для теоретических и экспериментально определенных значений при фильтрации суспензии измельченного карбоната кальция. Следует отметить, что эти распределения не меняются с увеличением толщины корки, а это говорит о том, что средняя пористость корки остается постоянной во времени.

Когда требуется точно определить толщину глинистой корки, образуемой в статических условиях, рекомендуется использовать метод, разработанный Энгельгартом и Шиндewolfом. Этот метод заключается в следующем: в фильтрационную камеру заливается небольшой объем бурового раствора; фильтрация прекращается в тот момент, когда отфильтруется весь раствор, так что в камере остается только фильтрационная корка. Критический момент прекращения фильтрации определяют путем наблюдения за объемом фильтрата через короткие промежутки времени и построения графической зависимости этого объема от корня квадратного продолжительности таких промежутков времени. Фильтрацию прекращают сразу же после того, как график становится нелинейным. Общий объем отфильтрованного бурового раствора рассчитывается по суммарной массе фильтрата и корки, деленной на плотность исходного бурового раствора. Затем по разности объемов отфильтрованного раствора и фильтрата определяют объем корки.

Проницаемость фильтрационной корки

Проницаемость фильтрационной корки является основным параметром, от которого зависит как статическая, так и динамическая фильтрация. Она более точно отражает механизм фильтрации в скважине, чем любой другой параметр. В качестве параметра для оценки фильтрационных свойств буровых растворов с различной объемной долей твердой фазы проницаемость фильтрационной корки обладает существенным преимуществом над объемом фильтрата, поскольку, как следует из рисунка 4, она не зависит от объемной доли твердой фазы (небольшое увеличение проницаемости при низкой объемной доле твердой фазы, показанное на рисунке 4, связано с осаждением крупных частиц). Более того, проницаемость корки позволяет получить полезную информацию об электрохимических условиях, преобладающих в буровом растворе.

Уильямс и Кэннон при оценке проницаемости фильтрационной корки получили значения от 0,2 до 0,6 nm^2 при давлении 0,8 МПа для буровых растворов, используемых в районах северного побережья Мексиканского залива, и 72 nm^2 для

раствора, применявшегося в Западном Техасе. Бик измерил проницаемость корки, образующейся при давлении 3,3 МПа из растворов, применяемых в штате Калифорния, и получил значения от 0,46 до 7,42 нм². Измеряя проницаемость кернов (она изменялась от 0,01 до 14 мкм²), Бик показал, что скорость фильтрации зависит только от проницаемости корки, которая, по крайней мере, на несколько порядков ниже проницаемости горных пород. Гейтс и Боуи определили проницаемость корки для 20 промысловых и 40 лабораторных буровых растворов, она изменялась от 0,31 до 250 нм² при давлении 0,7 МПа.

Упомянутые исследователи измеряли проницаемость корки по ее толщине и скорости фильтрации в конце испытания. Гейтс и Боуи отмечали трудности точного измерения толщины корки. Этим трудностям можно избежать, если для оценки объема корки воспользоваться методом Энгельгарта и Шиндольфа. Затем проницаемость глинистой корки рассчитывается по уравнению 6, приведенному к следующему виду:

$$k = Q_w Q_c \mu / (2 t p A^2). \quad (10)$$

Если Q_w и Q_c выражены в кубических сантиметрах,

t — в секундах,

p — в килограммах на квадратный сантиметр,

A — в квадратных сантиметрах,

μ — в миллипаскалях-секундах,

то уравнение 10 примет вид, характерный для испытаний по методике АНИ.

$$k = 1,99 Q_w Q_c \mu, \quad (11)$$

где k — проницаемость, нм².

Этот метод используется для изучения статической фильтрации в лабораторных условиях. На буровой, где точность определений не имеет решающего значения, толщину фильтрационной корки удобно измерять вручную, после чего расчеты производят по уравнению 6, приведенному к следующему виду:

$$k = Q_w h \mu / (2 t p A^2). \quad (12)$$

Если h выразить в миллиметрах, то

$$k = 8,95 Q_w h \mu, \quad (13)$$

где k — проницаемость, нм².

Влияние размера и формы твердых частиц на проницаемость фильтрационной корки

Крумбейн и Монк исследовали проницаемости фильтров из речного песка; для этого песок разделили на десять фракций, из которых готовили две группы смесей. В одной группе смеси состояли из частиц, средний диаметр которых возрастал, но во всех смесях присутствовали частицы одного и того же диапазона размеров, определяемого по относительной шкале (рис. 7). В другой группе все смеси состояли из частиц, которые имели одинаковый средний диаметр, а диапазон размеров увеличивался от смеси к смеси. Исследования показали, что проницаемость фильтра снижается с уменьшением среднего диаметра частиц и с увеличением диапазона размеров частиц (рис. 8).

При равномерной градации частиц можно ожидать минимальной проницаемости фильтрационной корки. Однако эксперименты Бо, о которых уже говорилось, показали, что минимальные проницаемости достигались при избытке мельчайших частиц, а не при линейном распределении частиц по размерам (см. рис. 5). Поэтому можно предположить, что равномерная градация час-

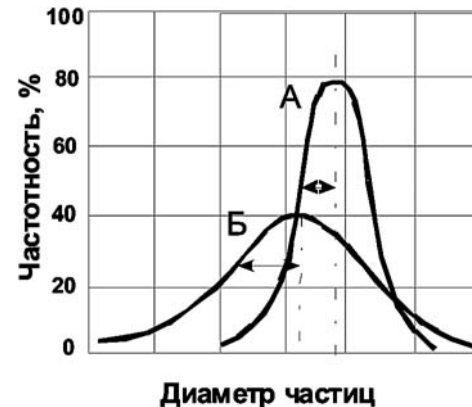


Рис. 7. Примеры узкого (кривая А) и широкого (кривая Б) диапазона размеров частиц в исследованиях Крумбейна и Монка

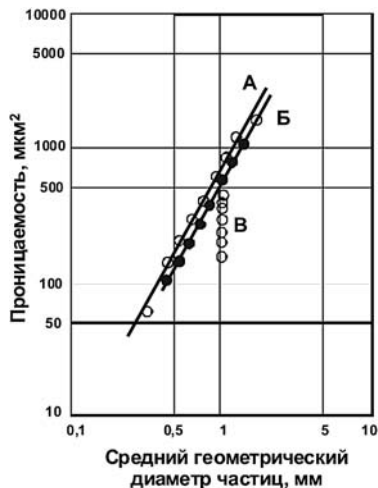


Рис. 8. Зависимость проницаемости фильтра из речного песка от среднего диаметра и диапазона размеров частиц:

А — фракции одного размера;

Б — смеси фракций, имеющие одинаковый диапазон размеров частиц, средний диаметр которых возрастает от смеси к смеси;

В — смеси фракции одного среднего диаметра.

тиц по размерам имеет второстепенное значение. В фильтрационной корке, очевидно, не должно быть значительных пустот, иначе мелкие частицы будут проходить через поры между крупными частицами.

Крумбейн и Монк показали, что проницаемость фильтрационной корки резко снижается с уменьшением размера частиц. Буровые растворы содержат множество коллоидных частиц, размер которых может не превышать 10 нм. Неудивительно поэтому, что проницаемость образуемых ими фильтрационных корок почти полностью определяется содержанием и свойствами коллоидной фракции. Хотя дан-

ные, полученные Гейтсом и Боуи, свидетельствовали лишь об общей корреляции размера частиц и проницаемости (так как ими не была учтена различная степень флокуляции частиц), группа буровых растворов с наиболее крупной коллоидной фракцией (рис. 9, А) образовывала фильтрационные корки проницаемостью от 0,31 до 1,5 нм², в то время как группа растворов, не содержащая коллоидных частиц (рис. 9, Б), образовывала фильтрационные корки настолько высокой проницаемости, что ее невозможно было измерить. На проницаемость корки, конечно, влияет вид коллоидных частиц, а также их число и размер. Так, фильтрационные корки, образуемые из бентонитовых суспензий в пресной воде, имеют исключительно низкие проницаемости вследствие пластинчатой структуры глинистых частиц, благодаря которой они плотно размещаются перпендикулярно к направлению потока. Органические макромолекулы крахмала, например, обязаны своим эффективным действием деформации гидролизованых ядер, а также их малому размеру. Полиэлектролиты, например карбоксиметилцеллюлоза, частично адсорбируются на глинистых частицах, а частично застревают в порах; тем самым они препятствуют движению суспензии в результате физического закупоривания, а также за счет проявления вязкостного эффекта и действия электрического заряда частиц. При использовании битумных буровых растворов регулировать фильтрацию можно только в том случае, если битум находится в коллоидном состоянии. Фильтрация становится неконтролируемой, если содержание ароматической фракции в углеводородной фазе суспензии слишком мало (анилиновая точка выше 65 °С), поскольку происходит коагуляция битума, а также если это содержание слишком высоко (анилиновая точка ниже 32 °С), так как в этом случае битум переходит в истинный раствор.

При использовании других видов буровых растворов на углеводородной основе регулирование фильтрации достигается благодаря образованию тонкодиспергированных эмульсий воды в углеводородной фазе при добавлении эффективных органических эмульгаторов. Мельчайшие, весь-

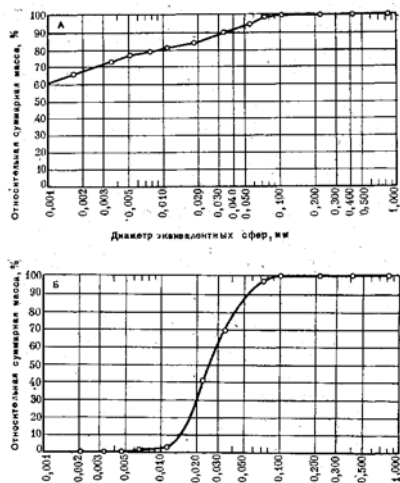


Рис. 9. Распределение частиц по размерам в буровых растворах, обладающих скоростью фильтрации менее $20 \text{ см}^3/\text{ч}$ (А) и более $115 \text{ см}^3/\text{ч}$ (Б)

ма устойчивые капельки воды ведут себя как деформируемые частицы твердой фазы, обеспечивая низкую проницаемость фильтрационных корок.

Влияние флокуляции и агрегации на проницаемость фильтрационной корки

При флокуляции буровых растворов происходит ассоциация твердых частиц с образованием рыхлой решетчатой структуры. Эта структура частично сохраняется в фильтрационных корках, способствуя значительному увеличению проницаемости. Чем выше перепад давления при фильтрации, тем сильнее уплотняется образующаяся структура, благодаря чему снижаются как пористость, так и проницаемость корки. С увеличением степени флокуляции становятся более значительными силы притяжения между частицами, поэтому структура упрочняется и ее

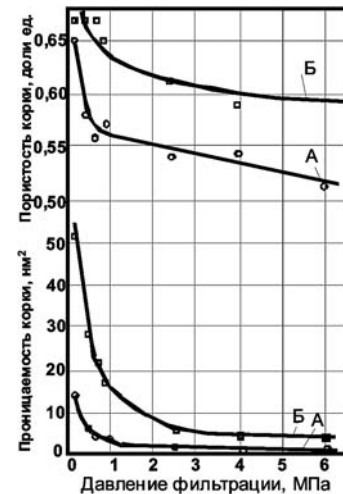


Рис. 10. Зависимость пористости и проницаемости корки от давления фильтрации продолжительностью 60 мин:
 а — суспензия 1 ($0,3004 \text{ г}$ глины альтвармбюен на 1 г суспензии);
 б — суспензия 2 ($0,2836 \text{ г}$ глины альтвармбюен на 1 г суспензии плюс 35 г/л NaCl)

сопротивление давлению повышается (рис. 10). Структура делается еще более прочной, если флокуляция сопровождается агрегацией, поскольку в этом случае структура создается из утолщенных пакетов глинистых пластинок. Например, в фильтрате суспензии 1 (см. рис. 10) содержалось лишь $0,4 \text{ г/л}$ хлорида, достаточного только для того, чтобы вызвать образование слабой хлопьевидной структуры. Суспензия 2 была получена добавлением в суспензию 1 хлорида натрия (35 г/л); этого оказалось достаточно, чтобы вызвать сильную флокуляцию и агрегацию. Следовательно, проницаемость и пористость фильтрационной корки, получаемой из суспензии 2, были значительно выше, чем для корки из суспензии 1, даже при высоких перепадах давления при фильтрации.

И наоборот, пептизация бурового раствора в результате добавления понизителя вязкости вызывает уменьшение

проницаемости фильтрационной корки. Кроме того, большинство понизителей вязкости являются солями натрия, а ион натрия может вытеснить поливалентные катионы из обменных позиций на глинистых частицах, что приводит к диспергированию агрегатов глин и дополнительному снижению проницаемости корки.

Таким образом, преобладающие в буровом растворе электрохимические условия являются решающим фактором, определяющим проницаемость фильтрационной корки. В заключение следует отметить, что проницаемость фильтрационных корок при использовании флокулированных буровых растворов имеет порядок 1 нм^2 , а для растворов, обработанных понизителями вязкости, — $0,1 \text{ нм}^2$.

Процесс закупоривания

Как уже отмечалось при измерении фильтрации бурового раствора в стандартных условиях (через бумажный фильтр), до образования фильтрационной корки наблюдается мгновенная фильтрация. После этого объем фильтрата становится пропорциональным квадратному корню из времени. При бурении скважины мгновенная фильтрация может быть весьма значительной, если порода имеет высокую проницаемость, а буровой раствор не содержит частиц такого размера, который необходим для закупоривания порового пространства породы в результате образования перемычки, на которой отлагается фильтрационная корка. Перемычки способны образовывать только частицы, размер которых находится в определенном соотношении с размером пор. Частицы, которые по размеру больше порового отверстия, не могут войти в поры и уносятся потоком бурового раствора; частицы значительно меньшего размера, чем это отверстие, беспрепятственно проникают в породу. Однако частицы определенного критического размера застревают в сужениях поровых каналов и образуют сводовые перемычки непосредственно у поверхности пористого пласта. После образования такой перемычки начинают удерживаться частицы все меньшего размера вплоть до мельчайших коллоидных частиц, в результате в пласт проникает только фильтрат бурового

раствора. Период мгновенной фильтрации весьма непродолжителен — максимум 1–2 с.

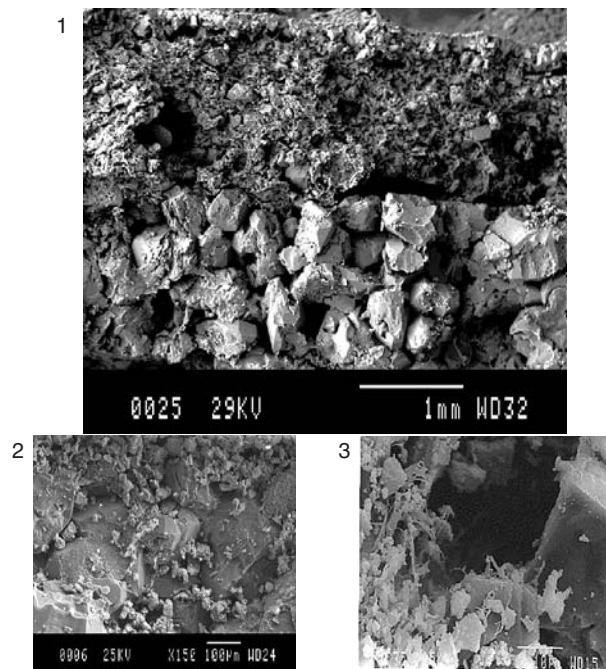


Рис. 11. Проникновение твердой фазы бурового раствора в проницаемую породу:

1 — правильно подобранная фильтрационная корка;
2, 3 — частицы твердой фазы, попавшие в пласт;

В результате проявления описанного процесса на поверхности и внутри проницаемого пласта образуются три зоны, занимаемые частицами бурового раствора (рис. 11): внешняя фильтрационная корка на стенке ствола скважины; внутренняя фильтрационная корка, протяженность которой составляет приблизительно два диаметра зерен; пространство,

Таблица 3

ВЛИЯНИЕ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПОТЕРИ (в см³)

Фильтрационные потери	Фильтровальная бумага «Ватман 50»	Несцементированный песок проницаемостью 0,219–0,299 мкм ²	Сцементированная порода проницаемостью 0,520 мкм ²	Сцементированная порода проницаемостью 0,090 мкм ²
Бентонитовый раствор плотностью 1,04 г/см³				
При мгновенной фильтрации	–	29	5,6	3
В основной период	11,5	24	17,8	12,3
Общие	11,5	53	23,4	15,3
Раствор из местной глины плотностью 1,15 г/см³				
При мгновенной фильтрации	–	6	–	–
В основной период	11,5	11,0	–	–
Общие	11,5	17,0	–	–
Раствор на углеводородной основе плотностью 0,93 г/см³				
При мгновенной фильтрации	0	9,6	–	–
В основной период	0	2,7	–	–
Общие	0	12,3	–	–

занимаемое мельчайшими частицами, протяженностью приблизительно 2,5 мм от поверхности пласта. Результаты экспериментов, о которых сообщали Крюгер и Фогель, позволили сделать предположение, что такие мельчайшие частицы сначала не вызывают заметного снижения проницаемости, но после фильтрации, продолжающейся несколько часов, проницаемость становится очень низкой, вероятно, в результате миграции частиц с последующим блокированием пор.

При отсутствии в растворе частиц, необходимых для образования сводовых перемычек, испытания на фильтрацию по методике АНИ могут дать совершенно ошибочные результаты. Буровой раствор может обладать слабой фильтрацией через фильтровальную бумагу и весьма значительной в проницаемую породу, вскрытую в скважине. Это обстоятельство было подтверждено экспериментально Бисоном и Райтом, результаты их исследований приведены в таблице 3. Следует обратить внимание на то, что расхождение общих потерь при фильтрации через фильтровальную бумагу и в пористую среду было значительнее, когда последней служил несцементированный песок, даже если ее проницаемость была ниже, чем проницаемость сцементированных пород. Необходимо также отметить, что несоответствие потерь в основной период фильтрации через фильтровальную бумагу и пористую среду становится более значительным с увеличением потерь при мгновенной фильтрации. Мгновенная фильтрация, очевидно, приводит к такой закупорке пор в керне, что перепад давления в нем становится довольно высоким, тем самым уменьшается перепад давления на фильтрационной корке и ее уплотнение ослабляется.

Критический размер частиц, необходимый для образования сводовой перемычки, изучал Коберли. Он установил, что частицы, размер которых не превышает одной трети диаметра круглого отверстия сита, способны образовывать сводовую перемычку у такого отверстия.

Абрэмз показал, что частицы, средний диаметр которых составляет около одной трети среднего размера пор в уплотненном песке проницаемостью 5 мкм², могут закупорить этот песок. Поэтому для создания эффективной основы

фильтрационной корки буровой раствор должен содержать основные сводообразующие частицы, размер которых колеблется от несколько меньшего самых крупных пор в пласте до одной трети этого размера. В буровом растворе должны содержаться также частицы меньшего размера (вплоть до коллоидных) для закупоривания мелких пор в пласте и в образовавшейся сводовой перемычке.

Размер основных сводообразующих частиц лучше всего определять методом проб и ошибок в исследованиях на кернах из породы, которую предполагается вскрыть. Когда это невозможно, общие указания о выборе таких частиц можно найти в опубликованных данных, которые связывают размер

сводообразующих частиц с проницаемостью пород. Из этих данных следует, что частицы диаметром менее 2 мкм обеспечивают закупоривание пород проницаемостью, не превышающей 0,1 мкм², частицы диаметром 10 мкм — цементированных пород проницаемостью 0,1–1,0 мкм², а частицы диаметром 74 мкм — песков проницаемостью до 10 мкм². Буровой раствор, содержащий набор частиц размером до 74 мкм, должен образовывать сводовую перемычку и фильтрационную корку на поверхности всех пластов, за исключением отложений с макроканалами, например гравийных слоев, и пластов с открытыми трещинами.

Чем выше концентрация сводообразующих частиц, тем быстрее происходит закупоривание и тем меньше бывает мгновенная фильтрация. В цементированных породах проницаемостью 0,1–1,0 мкм² для предотвращения мгновенной фильтрации на глубину более 25 мм концентрация сводообразующих частиц должна составлять примерно 2,8 кг/м³. В несцементированных песках эта концентрация может достигать 14–28 кг/м³.

Сводообразующие частицы указанных размеров и в необходимых концентрациях обычно присутствуют в любом буровом растворе, на котором пробурили хотя бы несколько метров. Исключение составляет буровой раствор, из которого крупные частицы удаляются в песко- и илоотделителях, во время бурения в несцементированных песках. В растворы, используемые при ремонтных работах в эксплуатационных скважинах, рекомендуется добавлять сводообразующие частицы.

ДИНАМИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ

В условиях динамической фильтрации рост фильтрационной корки ограничен эрозийным действием потока бурового раствора. В момент вскрытия пласта скорость фильтрации очень высока и фильтрационная корка растет быстро. Однако со временем ее рост замедляется. После того как скорость роста корки становится равной скорости ее эрозии, толщина корки остается постоянной. Следовательно, в равновесных динамических условиях скорость фильтрации

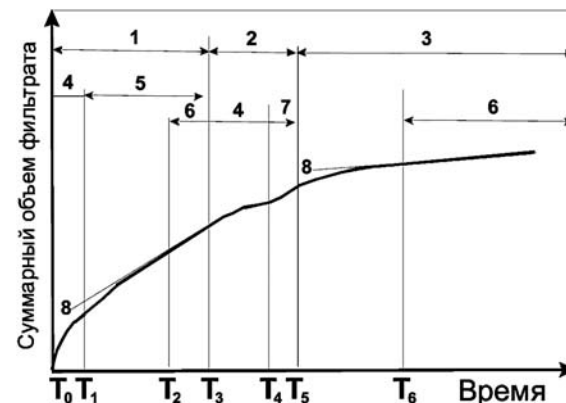


Рис. 12. Сопоставление статической и динамической фильтрации в стволе скважины:

- 1 — толщина корки, образующейся в динамических условиях;
- 2 — толщина корки, образующейся в статических условиях;
- 3 — толщина комбинированной корки постоянна;
- 4 — увеличивается;
- 5 — постоянная;
- 6 — скорость фильтрации постоянна;
- 7 — снижается;
- 8 — асимптота

зависит от толщины и проницаемости корки и подчиняется закону Дарси (уравнение 3), в то время как в статических условиях толщина корки растет неопределенно долго, а скорость фильтрации определяется уравнением 6. Фильтрационные корки, образующиеся в динамических и статических условиях, различаются тем, что, во-первых, отсутствуют мягкие поверхностные слои. Это обусловлено эрозией поверхности фильтрационной корки, определяемой отношением сдвигающего усилия, развиваемого потоком бурового раствора, к сдвиговой прочности верхних слоев корки.

На рисунке 12 показаны различные стадии динамической фильтрации. Во временном интервале T_0 – T_1 скорость фильтрации снижается, а толщина корки возрастает. В интервале

T_1 – T_2 толщина корки остается постоянной, а скорость фильтрации все еще снижается, поскольку, согласно данным Аутманза, фильтрационная корка продолжает уплотняться (вероятно поэтому скорости роста и уплотнения корки равны). Другое объяснение дал Прокоп, предположивший, что проницаемость корки уменьшается из-за сортирующего действия потока бурового раствора, который способствует эрозии корки к повторному отложению частиц на ее поверхности. К моменту T_2 достигаются условия равновесия, поэтому скорость фильтрации и толщина корки становятся постоянными. Скорость фильтрации в этом случае определяется уравнением:

$$Q = k_1(\tau/f)^{-(v+1)} / [\mu\delta(-v+1)], \quad (14)$$

где k_1 — проницаемость корки при давлении 7 кПа;

τ — касательное напряжение, создаваемое потоком бурового раствора;

f — коэффициент внутреннего трения в поверхностном слое фильтрационной корки;

δ — толщина корки, подвергающейся эрозии;

$(-v+1)$ — функция сжимаемости корки.

Прокоп измерил скорость динамической фильтрации на лабораторном стенде, в котором буровой раствор циркулировал по концентричному каналу в искусственном керне цилиндрической

Таблица 4

ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В РАВНОВЕСНЫХ УСЛОВИЯХ

Основной материал бурового раствора*	Фильтрационные потери по методике АНИ за 30 мин, см ³	Толщина фильтрационной корки, мм	Скорость бурового раствора м/мин
Бентонит	19	0,8	38
Кальциевый бентонит и барит	8	2,4	15
Кальциевый бентонит	10	4,7	22
Аттапульгит и бентонит	85	15,1	67
Аттапульгит и бентонит	148	16,6	161

* Все растворы обработаны известью, каустической содой и квебрахо.

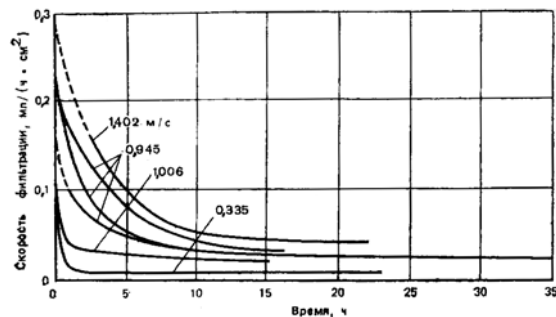


Рис. 13. Динамическая фильтрация бурового раствора на углеводородной основе при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 143-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ — 0 см³; условная вязкость по вискозиметру Марша — 150 с; вязкость по вискозиметру Стормера — 80 мПа·с; плотность — 1,12 г/см³; во всех опытах давление фильтрации — 2,76 МПа (кроме опыта при скорости течения 1,006 м/с, в котором давление фильтрации — 1,38 МПа); частота вращения бурильной колонны — 90 мин⁻¹

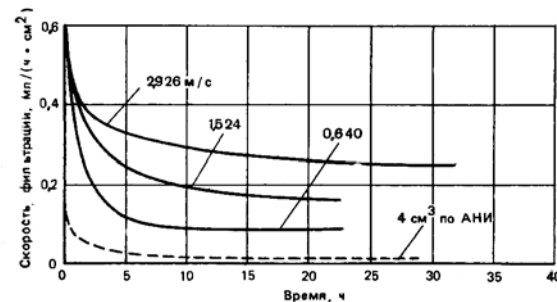


Рис. 14. Динамическая фильтрация эмульсионного бурового раствора при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 140-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ — 4 см³; условная вязкость по вискозиметру Марша — 45 с; вязкость по вискозиметру Стормера — 17 мПа·с; плотность — 1,12 г/см³; давление фильтрации — 2,76 МПа; частота вращения бурильной колонны — 90 мин⁻¹

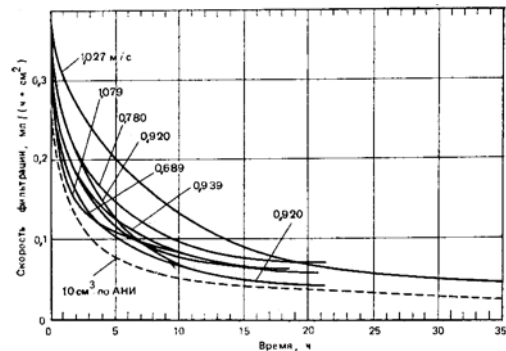


Рис. 15. Динамическая фильтрация бентонитового раствора при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 146-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ — 10 см³; условная вязкость по вискозиметру Марша — 43 с; плотность — 1,17 г/см³; давление фильтрации — 2,76 МПа; частота вращения бурильной колонны — 45 мин⁻¹

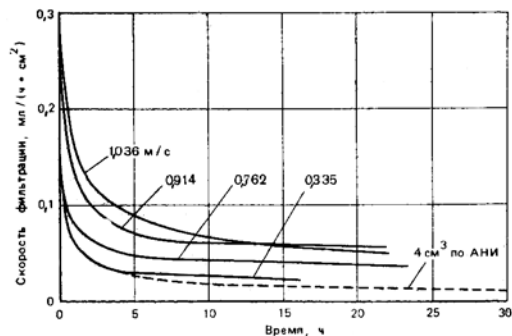


Рис. 16. Динамическая фильтрация известкового раствора, обработанного крахмалом, при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 146-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ — 4 см³; условная вязкость по вискозиметру Марша — 50 с; вязкость по вискозиметру Стормера — 25 МПа·с; плотность — 1,20 г/см³; давление фильтрации — 1,38 МПа; частота вращения бурильной колонны — 90 мин⁻¹

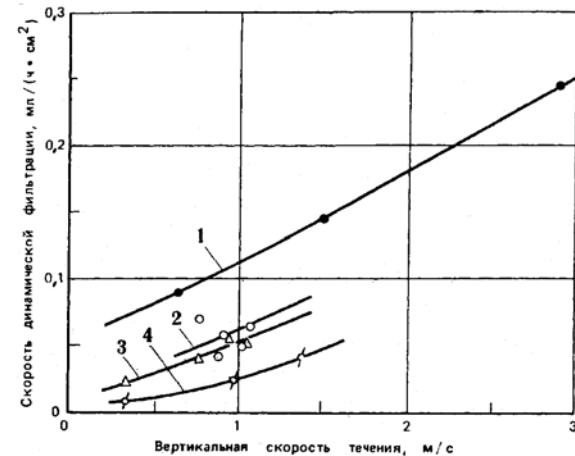


Рис. 17. Зависимость скорости динамической фильтрации в условиях равновесия от скорости потока бурового раствора при температуре 24 °С:

- 1 — эмульсионный буровой раствор на талловом масле, $Q_W = 4 \text{ см}^3$;
- 2 — бентонитовый буровой раствор на водной основе $Q_W = 10 \text{ см}^3$;
- 3 — известковый буровой раствор, обработанный крахмалом, $Q_W = 4 \text{ см}^3$;
- 4 — буровой раствор на углеводородной основе, $Q_W = 0$

формы. В таблице 4 показана толщина фильтрационной корки, полученная на этом стенде в условиях равновесия при испытании ряда растворов, приготовленных в лаборатории. Растворы циркулировали в 51-мм стволе в цементированном песчанике; режим течения турбулентный, давление фильтрации 2,4 МПа.

Фергюсон и Клотц получили данные о скоростях фильтрации в динамических условиях на модели, воспроизводящей геометрию реальной скважины. Стволы бурили в блоках искусственного песчаника долотами диаметром 133 и 136 мм. На рисунках 13–16 показаны изменения скоростей фильтрации в динамических условиях для четырех буровых растворов при различных скоростях циркуляции. На графиках показаны также экстраполированные фильтрационные потери, определенные по методике АНИ. Следует отметить, что скорости фильтрации

в динамических условиях были намного выше, чем в статических. Последние определяли путем экстраполяции результатов испытаний на фильтрационные потери по методике АНИ. Время, необходимое для получения постоянных скоростей динамической фильтрации, изменялось от 2 до 25 ч в зависимости от типа раствора и скорости его течения. На рисунке 17 иллюстрируется повышение скорости фильтрации с увеличением скорости течения раствора. Чтобы показать расхождение в значениях скоростей динамической и статической фильтрации на рисунке 17 приведены значения суммарного объема фильтрата, определенного по методике АНИ для соответствующих растворов.

ФИЛЬТРАЦИЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Фильтрационный цикл при бурении скважины

При бурении скважины фильтрация протекает в динамических условиях, пока буровой раствор циркулирует, и в статических условиях, когда циркуляцию прекращают для наращивания колонны, смены долота и т.д. Таким образом, в статических условиях твердые частицы откладываются поверх корки, образовавшейся в динамических условиях, поэтому скорость фильтрации снижается, а толщина фильтрационной корки увеличивается, как это видно на рисунке 12 (временной промежуток T_3-T_4). Объем фильтрата, проникающего в пласт в этих условиях, можно приблизительно рассчитать по уравнению 6, если предположить, что вся корка образовалась в статических условиях, и на основании испытаний в статических условиях получить значения Q_w и t , соответствующие толщине корки, отложившейся в динамических условиях. Такие расчеты показывают, что количество фильтрата, проникающего в пласт в статических условиях, сравнительно мало даже при продолжительной остановке насосов (рис. 18).

При возобновлении циркуляции мягкие верхние слои корки, отложившиеся при статической фильтрации, смываются, и толщина корки убывает (см. рис. 12, интервал T_4-T_5); но большая часть корки, образовавшейся в статических условиях, сохраняется. В период T_5-T_6 толщина корки снова остается

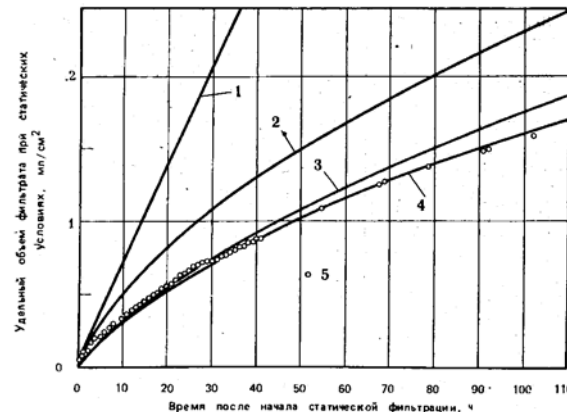


Рис. 18. Статическая фильтрация бентонитового раствора; 1 — скорость динамической фильтрации — $0,068 \text{ см}^3/(\text{см}^2 \times 2 \text{ ч})$; 2 — водоотдача по методике АНИ — $9,1 \text{ см}^3$; 3 — кривая А; 4 — кривая А с поправкой на цилиндрический фильтр; 5 — экспериментальные данные, полученные на модели скважины

постоянной, а скорость фильтрации снижается до нового равновесного значения.

Таким образом, на каждом цикле фильтрации (динамическая плюс статическая) толщина корки возрастает, но абсолютное значение этого прироста мало.

Рост фильтрационной корки ограничивается также в результате механического износа при вращении буровой колонны и абразивного износа при подъеме или спуске колонны, однако количественно оценить эти эффекты не представляется возможным.

Фильтрация ниже долота

На забое скважины за счет действия высокоэрозионных струй бурового раствора, а также вследствие обнажения свежей поверхности породы при каждом ударе зуба долота образуется очень тонкая фильтрационная корка. Когда-то считали, что проникновение фильтрата самое значительное ниже долота, однако ряд

последующих исследований показал, что фильтрацию в породы под долотом существенно ограничивает образующаяся внутренняя глинистая корка. Действительно, даже в том случае, когда в качестве бурового раствора используется вода, фильтрация ограничена (хотя и в меньшей степени), так как поры забиваются частицами выбуренной породы.

Фергюсон и Клотц оценили объем фильтрата, проникающего на различных этапах бурения и заканчивания гипотетической скважины в пласт, вскрываемый на глубине 2100 м, при проектной ее глубине 2250 м. Результаты расчетов (табл. 5) свидетельствуют о том, что около 95% фильтрата внедряется

Таблица 5
ПРОГРАММА БУРЕНИЯ И ПРОНИКНОВЕНИЕ
ФИЛЬТРАТА В ПЛАСТ

Буровые операции	Время, ч	Объем фильтрата мл/см ²	Радиус проникновения фильтрата в пласт, см	Толщина зоны проникновения фильтрата, см
Разбуривание зоны со скоростью 1,524 м/ч	—	—	18,54	8,89
Бурение ниже зоны со скоростью 1,524 м/ч	50	18,6	46,74	37,08
Спускоподъемные операции для смены долота	8	0,54	46,74	37,59
Бурение ниже зоны со скоростью 1,524 м/ч	50	9,53	53,59	43,94
Подъем колонны, каротаж, спуск колонны	12	0,45	54,10	44,45
Подготовка ствола к спуску обсадной колонны				
промывка ствола скважины	2	0,45	54,61	44,96
подъем буровой колонны	4	—	—	—
спуск обсадной колонны, ее цементирование	12	0,45	55,12	45,47
Суммарная фильтрация раствора	138	29,76	55,12	45,47

в пласт при динамических условиях фильтрации (во время бурения) и только 5% — при статических условиях (во время спускоподъемных операций и заканчивания скважины).

Хавенаар вывел следующее уравнение для фильтрации на забое скважины в процессе бурения:

$$Q = (\pi D^2/4)\sqrt{nm}/2, \quad (15)$$

где Q — скорость фильтрации, см³/с;

n — число шарошек в долоте, работающем с частотой вращения m^{с⁻¹};

C — константа, определяемая из уравнения 8 с использованием результатов испытания на фильтрацию по методике АНИ.

В таблице 6 сравниваются скорости фильтрации, рассчитанные по уравнению 15, с экспериментальными данными Фергюсона и Клотца. Значительное расхождение данных для фильтрации раствора на углеводородной основе, вероятно, обусловлено тем, что образующаяся корка легко подвергается эрозии, а в уравнении 15 эрозия корки струями бурового раствора не учитывается.

Исходя из данных, приведенных на рисунке 17, можно было ожидать, что скорость фильтрации ниже долота ничего общего не имеет с фильтрационными потерями, определяемыми по методике АНИ. Отсутствие какой-либо корреляции

Таблица 6
РАСЧЕТНЫЕ И ИЗМЕРЕННЫЕ
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ПУТЕМ СКОРОСТИ
ФИЛЬТРАЦИИ НА ЗАБОЕ

Буровой раствор	V, см ³	C, с/см ²	Скорость бурения, м/ч	Скорость фильтрации на забое Q, см ³ /с	
				расчетная	измеренная
Промысловый	10,1	7,2 · 10 ⁴	3,44	1,6	3,7
Бентонитовый	10,5	6,7 · 10 ⁴	3,54	1,6	3,6
»	10,5	6,7 · 10 ⁴	1,89	1,6	2,5
На углеводородной основе	0,2	1,8 · 10 ⁵	9,75	0,04	0,52
Известковый, обработанный крахмалом	4,1	4,4 · 10 ⁵	5,79	0,73	0,60
»	4,1	4,1 · 10 ⁵	13,11	0,73	0,6–4



Рис. 19. Корреляция динамической фильтрации ниже долота с фильтрационными потерями, определяемыми за 30 мин по методике АНИ:

- 1 — кривая второго порядка;
- 2 — растворы на водной основе;
- 3 — эмульсии (нефти в воде);
- 4 — инвертные эмульсии;
- 5 — растворы на углеводородной основе

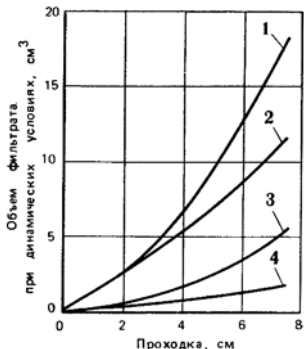


Рис. 20. Влияние проницаемости породы на динамическую фильтрацию ниже долота. Условия испытаний: скорость бурения — 0,46–0,61 м/ч; расход бурового раствора — 0,38 л/с; противодавление — 34,5 кПа; жидкость, насыщающая породу, — дистиллированная вода:

- 1 — песчаник торнедо $k = 1,5\text{--}2,0 \text{ мкм}^2$;
- 2 — песчаник бандера, $k = 0,2\text{--}0,3 \text{ мкм}^2$;
- 3 — песчаник бартлесвилл, $k = 0,04\text{--}0,05 \text{ мкм}^2$;
- 4 — песчаник береа, $k = 0,006\text{--}0,008 \text{ мкм}^2$.

между этими величинами было отчетливо продемонстрировано Хорнером, измерившим скорости динамической фильтрации во время испытаний на микродолотном буровом стенде в условиях, когда почти весь фильтрат поступал из-под долота (рис. 19). Результаты этих исследований показали, что на скорости фильтрации ниже долота (в отличие от скорости фильтрации на стенке скважины) влияет проницаемость пласта (рис. 20). Испытания на микродолотном буровом стенде, проведенные Лохоном, также подтвердили отсутствие какой-либо корреляции с фильтрационными потерями, измеряемыми по методике АНИ.

Оценка скоростей фильтрации в скважине

Отсутствие корреляции между фильтрационными потерями и скоростью динамической фильтрации, показанной на рисунке 17, вызывает сомнения в пригодности испытаний по методике АНИ для оценки скоростей фильтрации в скважине. Эти сомнения подкрепляются экспериментальными работами Крюгера. Крюгер добавлял во все возрастающих количествах различные реагенты, широко применяемые для снижения фильтрации к пробам стандартного глинистого раствора и измерял изменения в скоростях динамической фильтрации в условиях равновесия, которые сопоставлял с фильтрационными потерями, измеренными по методике АНИ. В ходе динамических исследований буровой раствор циркулировал вдоль поверхности кернов песчаника, смонтированных в цилиндрической камере с концентричной втулкой.

Давление фильтрации составляло 3,5 МПа, температура — 77 °С, а скорость течения раствора — 33 м/мин. Исследования показали, что каждому реагенту соответствовала своя собственная зависимость между скоростью динамической фильтрации и фильтрационными потерями по методике АНИ (рис. 21). Более того, фильтрационные потери, определяемые по методике АНИ, непрерывно снижались по мере увеличения концентрации крахмала, КМЦ и полиакрилата, а скорости динамической фильтрации снижались до минимума, а затем повышались. И наоборот, фильтрационные потери по методике АНИ снижались незначительно с

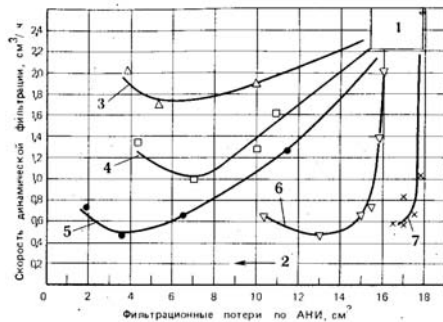


Рис. 21. Корреляция скорости динамической фильтрации в керны песчаника диаметром 25 мм с фильтрационными потерями за 30 мин при температуре 24 °С по методике АНИ. Исходный бентонитовый буровой раствор обрабатывается различными реагентами; равновесная фильтрационная корка образуется в динамических условиях;

- 1 — исходный буровой раствор;
- 2 — увеличение концентрации добавок.
Добавки:
- 3 — полиакрилат;
- 4 — КМЦ;
- 5 — крахмал;
- 6 — феррохромлигносульфонат;
- 7 — квебрахо

повышением концентрации лигносульфоната и квебрахо, а скорости динамической фильтрации были почти такими же низкими, как получаемые при использовании крахмала, и значительно ниже тех, которые обеспечивались при использовании КМЦ и полиакрилата. Примерно такие же зависимости были получены, когда скорости динамической фильтрации измеряли после отложения корки в статических условиях (рис. 22), а также когда скорости динамической фильтрации сравнивали с фильтрационными потерями по методике АНИ при температуре 77 °С и давлении 3,5 МПа (рис. 23). Крюгер установил также, что введение в раствор дизельного топлива с одновременным его эмульгированием заметно снижало фильтрационные потери по методике АНИ, но резко повышало скорость динамической фильтрации.

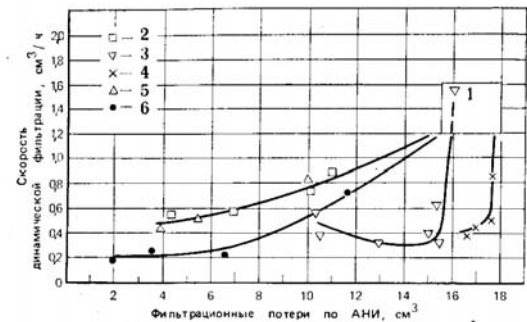


Рис. 22. Корреляция скорости динамической фильтрации в керны песчаника диаметром 25 мм с фильтрационными потерями за 30 мин при температуре 24 °С по методике АНИ. Исходный бентонитовый буровой раствор обрабатывается различными добавками; фильтрационная корка отлагается в статических условиях на уже образовавшуюся корку в динамических условиях:

- 1 — исходный буровой раствор;
- 2 — КМЦ;
- 3 — феррохромлигносульфонат;
- 4 — квебрахо;
- 5 — полиакрилат;
- 6 — крахмал

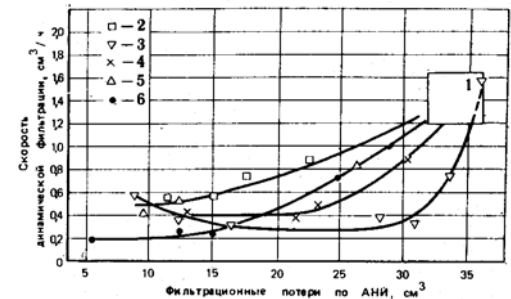


Рис. 23. Корреляция скорости динамической фильтрации в керны песчаника диаметром 25 мм с фильтрационными потерями за 30 мин по методике АНИ при давлении 3,5 МПа и температуре 77 °С. Бентонитовый буровой раствор обрабатывается различными добавками; фильтрационная корка отлагается в статических условиях на уже образовавшуюся корку в динамических условиях:
1–6 — см. рис. 22

При оценке рассмотренных результатов следует иметь в виду, что реагенты добавляли только к одному исходному глинистому раствору. Проведенные исследования не следует рассматривать как оценку эффективности этих реагентов.

Почти полное отсутствие корреляции между фильтрационными потерями по методике АНИ и скоростями динамической фильтрации, возможно, вызвано двумя причинами.

1. Различиями в эродированности фильтрационных корок. Во всех испытаниях растворов на углеводородной основе наблюдали сравнительно высокие скорости динамической фильтрации; причем фильтрационные корки, получаемые из таких растворов, были рыхлыми, т.е. коэффициент f в уравнении 14 должен быть низким. Тем не менее, при испытании буровых растворов, содержащих лигносульфонаты и квебрахо, наблюдали сравнительно низкие скорости динамической фильтрации. Как уже отмечалось в главе 4, эти добавки активно адсорбируются на глинистых частицах.

2. Различиями в соотношении объема фильтрата и фильтрационной корки, которое влияет на фильтрационные потери по методике АНИ (см. уравнение 6) и не влияет на скорость динамической фильтрации. Единственными связанными с буровым раствором переменными параметрами, от которых зависит скорость динамической фильтрации, являются проницаемость и толщина фильтрационной корки, причем при заданной проницаемости на толщину корки в состоянии равновесия влияет только эрозия корки. Например, если концентрация глинистых частиц в суспензии повышается, фильтрационные потери по методике АНИ снижаются, а скорость динамической фильтрации остается неизменной.

Аутмэнз предположил, что причиной плохой корреляции может быть также вязкость, которая влияет на касательное напряжение (τ в уравнении 14), создаваемое потоком бурового раствора на поверхности корки. Однако ни Прокоп, ни Хорнер не обнаружили какой-либо заметной связи между вязкостью и скоростью динамической фильтрации.

Совершенно ясно, что нельзя полагаться на оценки фильтрационных потерь по методике АНИ, как основу для определения скоростей динамической фильтрации в стволе скважины.

Реагент, рекомендуемый на основании результатов испытаний по методике АНИ, может привести к более высоким скоростям динамической фильтрации в стволе, чем другой реагент, вызывающий высокие фильтрационные потери в исследованиях по методике АНИ. И что еще хуже, реагент, который снижает потери согласно исследованиям по методике АНИ, может увеличить скорость фильтрации в скважине.

Несмотря на недостатки, статические исследования по методике АНИ (и аналогичные им) являются единственным практическим методом контроля фильтрации на буровой. Их результаты следует интерпретировать с учетом корреляций, получаемых в лаборатории, между фильтрационными потерями по методике АНИ и скоростью динамической фильтрации; тем не менее, в лабораторных условиях необходимо испытывать местные буровые растворы и реагенты. Значительную помощь в интерпретации этих данных может оказать определение проницаемости корки, которую можно легко рассчитать по фильтрационным потерям (оцениваемым по методике АНИ), толщине корки и уравнению 13. При измерении толщины корки необходимо удалить мягкие поверхностные слои, так как в корке, образующейся при динамической фильтрации, они отсутствуют. Естественно, в скважине нельзя точно определить толщину корки, но можно было бы получить некоторые сравнительные данные, если бы удалось разработать какую-то стандартную методику измерений. Одним из способов получения подобных данных могли бы стать измерения толщины корки специальным прибором, масса поршня которого должна быть такой, чтобы он внедрялся в слои только определенной консистенции. Необходимую степень внедрения можно было бы установить в лаборатории путем сопоставления толщин корок, образованных в статических и динамических условиях. Оценки проницаемостей корок носили бы лишь качественный характер, но они могут стать более надежной основой для определения скоростей динамической фильтрации в стволе скважины, чем фильтрационные потери, определяемые по методике АНИ. Необходимо все же помнить, что толщина корки, образующейся в статических условиях, является наилучшим кри-

терием при решении таких проблем, как сужение ствола скважины, прихват под воздействием перепада давления и т.д. Большинство таких осложнений происходит в то время, когда буровой раствор не циркулирует; в этом случае следует измерять суммарную толщину корки, включая мягкие поверхностные слои.

Раздел 8

Устойчивость ствола скважины

Поддержание устойчивости стенок скважины является одной из основных задач, которые приходится решать при бурении нефтяных скважин. Если вести бурение в необсаженном стволе невозможно, то спускают обсадную колонну; причем совершенно ясно, что число обсадных колонн, которое может быть спущено в скважину, ограничено.

Неустойчивость ствола скважины может проявляться по-разному: мягкие пластичные породы выдавливаются в ствол скважины; твердые хрупкие породы разрушаются под действием нагрузок, а глинистые сланцы осыпаются и обваливаются (последнее происходит наиболее часто). Все это приводит к увеличению поперечного размера ствола, образованию пробок из обвалившейся породы и заполнению отдельных интервалов ствола породой во время спускоподъемных операций. Эти осложнения сильно влияют на продолжительность и стоимость бурения, они могут вызвать прихват буровой колонны и необходимость зарезания в скважине нового бокового ствола.

В этой главе будут рассмотрены два основных аспекта устойчивости ствола скважины. Во-первых, механическая устойчивость, зависящая от усилий и давлений, действующих на стенки ствола, и способность пород сопротивляться этим нагрузкам и, во-вторых, неустойчивость, являющаяся следствием физико-химических взаимодействий бурового раствора с глинистым сланцем, вскрытым в скважине. Разрушение ствола под действием растягивающих нагрузок, т.е. искусственной трещинообразования, рассматривается в главе, посвященной поглощениям.

МЕХАНИКА УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Геологические и геофизические особенности осадочных бассейнов

Осадочные бассейны, в которых обнаружено подавляющее большинство коллекторов нефти, образованы в результате отложения речных осадков. Пески осаждаются близ морского побережья, илы — на более удаленных от берега участках дна, а глины — в глубоководных морских районах. Первоначально

осадки мягки и характеризуются значительным содержанием воды. По мере накопления осадков из нижних слоев за счет их уплотнения вода выжимается. На небольших глубинах уплотнение оказывает прямо противоположное действие — керны и буровой шлам, поступающие на поверхность, могут довольно легко диспергироваться на отдельные зерна. Такие осадки называют нелитифицированными. На больших глубинах осадки постепенно становятся литифицированными в результате уплотнения и диагенеза. (Под диагенезом понимаются минералогические и химические изменения, которые происходят вследствие воздействия подземных температур и давлений, а также электрохимического воздействия окружающей среды). В конце концов, зерна цементируются друг с другом благодаря заполнению пустот минералами из силикатных и известковистых пластовых вод с образованием песчаников, отвердевших глинистых сланцев и аргиллитов. Если в результате этих процессов осадки окажутся полностью литифицированными, образовавшиеся горные породы невозможно диспергировать никаким другим способом, кроме прямого механического воздействия, например размывания.

Породы, состоящие главным образом из песков и илов, называют песчанистыми, а породы, в которые преимущественно входят глины и смеси глин и илов, называют глинистыми.

Быстрое отложение осадков характерно для геосинклинальных условий, т.е. районов, где происходит медленное погружение земной поверхности (в настоящее время это отмечается в районе северного побережья Мексиканского залива). В результате проявления в земной коре тектонических сил поверхность может циклически подниматься и опускаться. Поэтому одни старые осадочные бассейны могут оказаться над уровнем моря, а другие перекрываться или переслаиваться осадками иных типов, такими как карбонаты, сульфаты и каменная соль, которые отлагаются в результате испарения насыщенных растворов в лагунах и внутренних водоемах.

Градиент горного давления

Осадочная порода, находящаяся на определенной глубине, должна выдерживать вес формаций, залегающих над ней.

Общее напряжение S , создаваемое перекрывающими породами (твердые вещества и вода), называется геостатическим (либо литостатическим) или горным давлением и определяется по уравнению

$$S = \rho_b g H, \quad (1)$$

где ρ_b — объемная плотность осадочных пород;
 g — ускорение свободного падения;
 H — глубина.

Значение ρ_b обычно принимается $2,3 \text{ г/см}^3$, поэтому градиент геостатического давления $S/H = 22,6 \text{ кПа/м}$. Однако в осадочных бассейнах, образовавшихся сравнительно недавно, объемная плотность пород у поверхности мала и увеличивается с глубиной. На рисунке 1 показана зависимость среднего градиента горного давления от глубины для северного побережья Мексиканского залива.

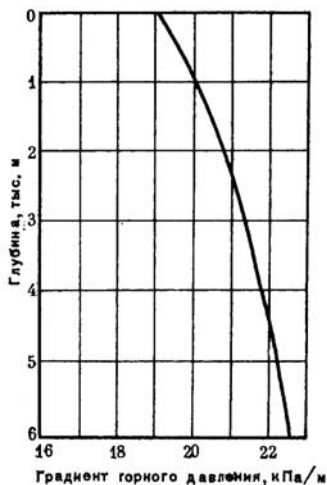


Рис. 1. Распределение градиента горного давления с глубиной для всех нормально уплотненных горных пород в районе Мексиканского залива

Градиенты пластового давления

После того как осадочная порода уплотнится в достаточной мере, чтобы образовался контакт между ее зернами, горное давление воспринимается независимо твердым скелетом и флюидом, находящимся в порах, поэтому:

$$S = \sigma + \rho_f, \quad (2)$$

где σ — межзерновое напряжение;

ρ_f — давление, создаваемое столбом флюида, находящегося в порах (обычно его называют пластовым или поровым).

Поскольку ρ_f возрастает с глубиной и плотностью флюида,

$$\rho_f = \rho_f g H, \quad (3)$$

где ρ_f — плотность флюида в поровом пространстве.

В среднеконтинентальном районе США поры заняты пресной водой, поэтому $\rho_f / H = 9,8 \text{ кПа/м}$. В районе северного побережья Мексиканского залива минерализация поровой воды составляет около 80 мг/л , так что $\rho_f / H = 10,5 \text{ кПа/м}$. В Уиллистонском бассейне (шт. Северная Дакота) минерализация поровой воды достигает 366 мг/л и $\rho_f / H = 11,6 \text{ кПа/м}$.

Аномальные градиенты пластового давления

Когда жидкости, выжимаемые из осадков при их уплотнении, не могут свободно мигрировать к поверхности, возникают аномально высокие давления. Такие условия обычно характерны для толстых глинистых свит, так как глины при уплотнении приобретают очень низкую проницаемость. Например, бентонит имеет проницаемость около $2 \times 10^{-3} \text{ м}^2$ при давлении уплотнения 60 МПа , которое соответствует глубине залегания 2600 м . Проницаемости глинистых сланцев имеют примерно такие же значения. Проницаемость песчаников изменяется от $0,001$ до 1 мкм^2 .

Когда глинистая порода находится в контакте с песчаным пластом, который служит путем миграции флюида к поверхности, первоначально вода свободно выжимается из глины по мере ее уплотнения. Однако по соседству с этим песчаным пластом образуется пропласток уплотненной глины низкой проницаемости, ограничивающий отток воды из остальной части глинистой формации. Таким образом,

глин скорость удаления воды отстает от скорости уплотнения, поэтому поровое давление оказывается выше уровня, который можно считать нормальным для данной глубины залегания осадочных пород. Эти породы называют глинистыми сланцами с аномально высоким давлением. Любая песчаная зона, которая присутствует в толще глин в виде отдельного пропластка или прилегает к ней, также находится под аномально высоким давлением, если эта зона изолирована от поверхности за счет выклинивания или сброса (рис. 2).

Повышенные пластовые давления в ходе геологического развития постепенно снижаются до нормального уровня; однако чем толще свита глинистых сланцев, тем медленнее это происходит.

Аномально высокие давления могут иметь любые значения вплоть до величины, определяемой суммарным весом

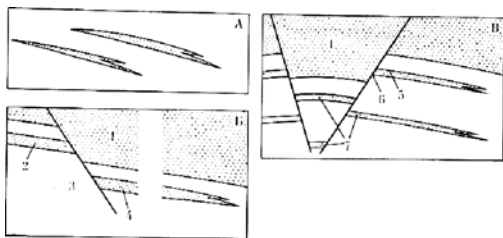


Рис. 2. Типы запечатывания коллекторов с аномально высоким давлением:

А — линзовидные коллекторы;

Б — крупный коллектор, вверх по восстанию изолированный сбросом, а вниз по падению запечатанный в результате региональных фациальных изменений;

В — относительное положение ловушек, экранированных сбросами, в приподнятом и опущенном блоках;

1 — основная серия песков с нормальным гидростатическим давлением;

2 — пласт с нормальным давлением;

3 — основная серия глинистых сланцев;

4 — пласт повышенного давления;

5 — пласт с нормальным давлением;

6 — потери давления в основную серию песков;

7 — песчаные пласты с аномально высоким давлением

перекрывающих горных пород, соответственно необходимо увеличивать и плотность используемого бурового раствора. Таким образом, для контроля пластовых флюидов (нефти, газа или воды) в зонах аномально высокого давления могут понадобиться буровые растворы плотностью, превышающей 2,3 г/см³.

Типичные для северного побережья Мексиканского залива кривые изменения горного и пластовых давлений показаны на рисунке 3.

В связи с повышенным содержанием воды в глинистых сланцах с аномально высоким давлением график зависимости объемной плотности пород от глубины позволяет выявить зоны с аномально высоким пластовым давлением и абсолютное значение этого давления (рис. 4).

Аномально высокие давления могут встретиться на сравнительно малых глубинах, например на месторождении Фортиз в Северном море на глубине 1200 м. Однако пласты с чрезвычайно высокими давлениями встречаются только на больших глубинах, и образование зон с аномально высоким давлением обычно связано с диагенезом монтмориллонита в иллит. Иллит содержит значительно меньше гидратной воды, чем монтмориллонит, поэтому диагенез сопровождается выделением воды из кристаллов глины, за счет чего и происходит повышение пластового давления. Нет никаких сомнений, что аномально высокие пластовые давления в районе северного побережья Мексиканского залива на глубинах около 3000 м обусловлены диагенезом. Известно, что превращение монтмориллонита в иллит происходит под давлением при температуре приблизительно 90 °С, если этому способствует электрохимическая среда. В районе северного побережья Мексиканского залива на глубинах более 3000 м имеются все необходимые условия. В сосуде высокого давления была проведена серия экспериментов по искусственному диагенезу осадочных пород, полученных из скважин в районе северного побережья Мексиканского залива.

Эти породы нагревали вместе с морской водой. Полученные данные хорошо совпали с промысловыми данными. Установлено, что монтмориллонит является глинистым минералом, доминирующим в кернах, отбираемых на глубинах до 3000 м, однако

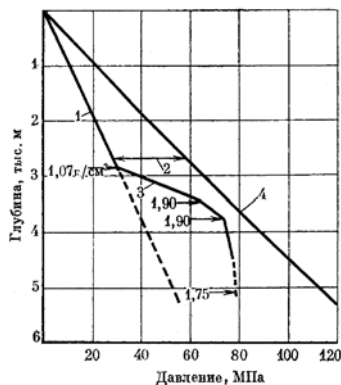


Рис. 3. Изменения горного и пластовых давлений с глубиной в типичной скважине в районе северного побережья Мексиканского залива. Цифры у кривой пластового давления соответствуют эквивалентным плотностям бурового раствора: 1 — нормальное гидростатическое давление P_f ; 2 — вертикальное эффективное напряжение $S-P_f$; 3 — аномально высокое давление; 4 — горное давление

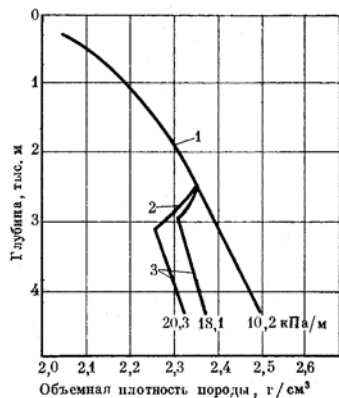


Рис. 4. Изменение средней объемной плотности осадочных пород с глубиной на шельфе Луизианы: 1 — нормальное пластовое давление; 2 — переходная зона; 3 — аномально высокое пластовое давление

на больших глубинах его содержание начинает убывать и на глубине 4300 м присутствует в основном только иллит.

Поведение горных пород под напряжением

Поведение горных пород под напряжением можно изучать в камере, позволяющей создавать трехмерные нагрузки на керн (рис. 5). Цилиндрический образец помещается в эластичный кожух, осевая нагрузка создается поршнем, давление обжима развивается жидкостью, окружающей кожух. В образце может быть создано необходимое поровое давление.

В ходе исследования при неизменных давлении обжима и поровом давлении повышается осевая нагрузка и измеряется результирующая осевая деформация.

Исследования показали, что деформация горной породы зависит от нагрузки на ее скелет и не зависит от порового давления. Таким образом, эффективное или межзерновое напряжение равно развиваемому напряжению за вычетом порового давления.

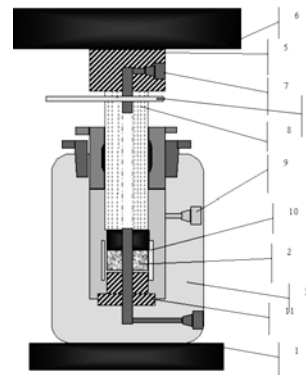


Рис. 5. Испытательная камера для создания на образец горной породы трехмерных нагрузок: 1 — нижняя плита универсального испытательного стенда; 2 — керн; 3 — масло; 4 — рычаг дефлектометра; 5 — опорная плита; 6 — верхняя плита универсального испытательного стенда; 7 — подача флюида для создания порового давления; 8 — поршень; 9 — создание давления обжима; 10 — пластмассовый кожух; 11 — нижний упор

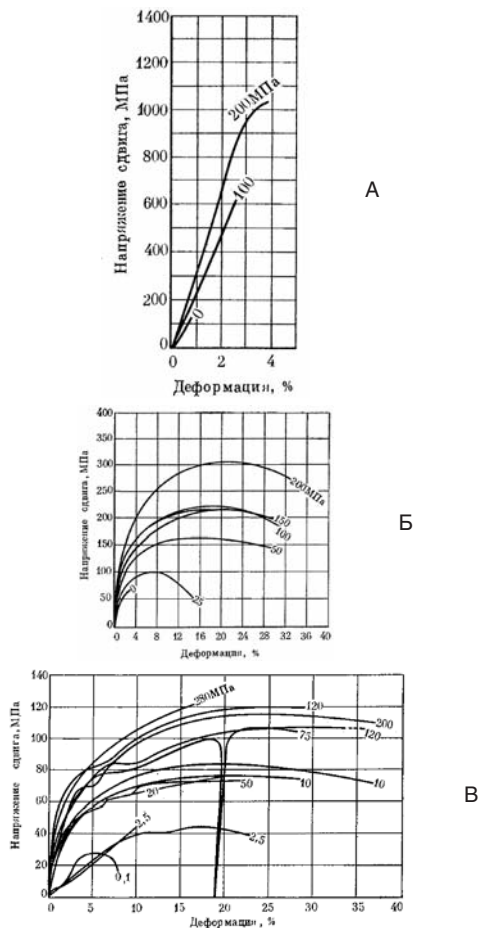


Рис. 6. Зависимости деформации от напряжения сдвига для песчаника оил-крик (А), глинистого сланца гринривер (Б) и каменной соли хокли (В), полученные при исследованиях в испытательной камере (цифры у кривых характеризуют давление обжима, при котором происходит разрыв породы)

Разница между продольным и поперечным межзерновыми напряжениями определяет напряжение сдвига в образце.

На рисунке 6 показаны зависимости между напряжением сдвига и деформацией для трех типов пород. Эта зависимость остается линейной (что указывает на упругую деформацию), пока не достигается предел упругости. Напряжение сдвига в этой точке называется предельным напряжением сдвига. За этой точкой могут проявляться два вида деформации:

1) хрупкое разрушение — горная порода разрушается внезапно. Этот вид разрушения характерен для твердых (отвердевших) пород, таких как песчаник (см. рис. 6, А);

2) пластическая деформация — быстрое развитие деформации при небольшом увеличении напряжения (или его снижении), пока образец, в конце концов, не разрушится. Этот вид разрушения наблюдается в пластичных горных породах, таких как каменная соль и глинистые сланцы (см. рис. 6, Б и В).

Следует обратить внимание на различия между пределом прочности, предельной (критической) деформацией и разрушением. Предел прочности определяют как максимальное напряжение на кривой «напряжение–деформация». Разрушение происходит, когда достигается критическая деформация и порода раскалывается. При хрупком разрушении предел прочности и критическая деформация достигаются практически при одном и том же напряжении. Для хрупких и пластичных горных пород предел прочности и пластичность возрастают с увеличением давления обжима. Поэтому прочность и пластичность горных пород в подземных условиях возрастают с глубиной.

Поле напряжений горных пород

Как уже отмечалось, находящаяся на некоторой глубине горная порода должна выдерживать вес перекрывающих пород, т.е. твердого скелета пород и пластовых флюидов. Из уравнения 2 видно, что эффективный градиент напряжений, возникающий под действием этой нагрузки,

$$\sigma/H = (S - \rho_i)/H. \quad (4)$$

За исключением горных районов и массивов, прилегающих к соляным куполам, градиент геостатического давления действует в вертикальном направлении. Поскольку горные породы по

своей природе вязкоупруги, вертикальные напряжения порождают горизонтальные составляющие. По мнению Итона, горизонтальные составляющие напряжения равномерно распределены и могут быть определены с помощью коэффициента Пуассона, который равен отношению относительной поперечной деформации к относительной продольной деформации. Однако это положение в своей основе несет допущение о том, что осадочные породы находятся в замкнутом жестком объеме, поэтому никакого бокового перемещения не происходит. На самом деле эти боковые перемещения все-таки происходят, что подтверждается обширными сбросами, наблюдаемыми в земной коре.

Хабберт и Уиллис показали, что горизонтальные напряжения видоизменяются под действием тектонических сил, которые действуют на протяжении всей геологической истории. Они сводят действительные напряжения в горных породах к трем неравным основным составляющим, которые действуют под прямыми углами друг к другу. В таком случае:

σ_1 — наибольшее основное напряжение независимо от его направления;

σ_2 — промежуточное по амплитуде основное напряжение;

σ_3 — наименьшее основное напряжение.

Три возможные схемы действия этих напряжений показаны на рисунке 7. Когда разность между σ_1 и σ_2 превышает прочность горной породы, происходит сброс и напряжение снимается, но затем постепенно возрастает вновь.

Условия возникновения сброса могут быть выявлены путем построения диаграммы Мора на основании результатов испытания образцов горных пород в камере при трехмерных нагрузках.

Рассмотрим рисунок 8, на котором значения продольного и поперечного напряжения (σ_1 и σ_3 соответственно) при максимальном напряжении сдвига на кривой «деформация–напряжение» отложены на оси абсцисс, а через отрезок, соответствующий их разности, проведена окружность с центром на этой оси. Эта процедура повторяется для нескольких значений давления обжима. Площадь, ограниченная касательными к полученным окружностям, определяет условие устойчивости. Точка пересечения линии разрушения с осью ординат даст значение прочности сцепления с горной породы, а наклон φ

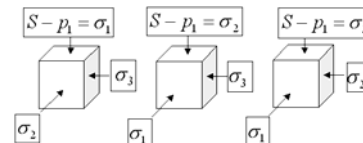


Рис. 7. Возможные схемы проявления главных напряжений в земной коре

этой линии определяет угол внутреннего трения, который является мерой пластичности.

С учетом геометрических соотношений на диаграмме Мора можно показать, что наименьшее главное напряжение при сбросе определяется выражением:

$$\sigma_3 = \sigma_1(1 - \sin\varphi)/(1 + \sin\varphi) - (2c \cos\varphi)/(1 + \sin\varphi). \quad (5)$$

Хабберт и Уиллис показали, что для несцементированного песка $c = 0$, а $\varphi = 30^\circ$ (рис. 9); в этом случае уравнение 5 принимает вид $\sigma_3 = \sigma_1/3$. Эта зависимость справедлива для песчаников и ангидрита. На основании этих исследований был сделан вывод о том, что в таких районах, как северное побережье Мексиканского залива, где тектонические силы ослаблены и преобладают

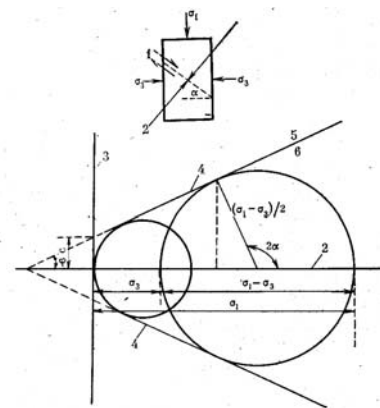


Рис. 8. Диаграмма Мора для пластического разрушения: 1 — напряжение сдвига; 2 — нормальное напряжение; 3 — дифференциальное напряжение; 4 — линия разрушения; 5 — зона неустойчивости; 6 — зона устойчивости



Рис. 9. Диаграмма Мора для несцементированного песка. Прочность сцепления равна нулю. Сброс происходит, когда $\sigma_3 = \sigma/3$
1 — зона неустойчивости; 2 — зона устойчивости

сбросы растяжения (рис. 10, а), σ_3 , по-видимому, должно быть горизонтальным, а его значение должно колебаться от $1/3\sigma_1$ до $1/2\sigma_1$ в зависимости от истории развития напряжений.

В районах, где действуют активные тектонические силы сжатия, о чем свидетельствует существование надвигов (рис. 10, б), σ_1 , по-видимому, должно быть горизонтальным, а σ_3 — вертикальным. В этом случае горизонтальное напряжение может втрое превышать вертикальное, в результате поверхность Земли будет подниматься.

Следует помнить, что зависимость между σ_1 и σ_3 , предложенная Хаббертом и Уиллисом, справедлива только для приведен-

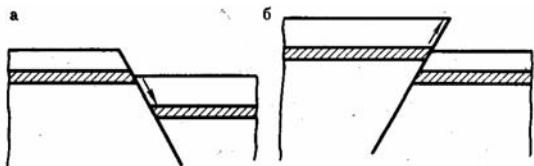


Рис. 10. Проявление тектонических сил в земной коре: а — нормальный сброс, растягивающие тектонические силы $\sigma_1 = S - p_f$, $\sigma_2 > 1/3(S - p_f)$; б — надвиг, сжимающие тектонические силы $\sigma_2 = S - p_f$, $(S - p_f) < \sigma_1 < 3(S - p_f)$



Рис. 11. Диаграмма Мора для нелитифицированной глины. Угол внутреннего трения φ равен нулю в сильно пластичном материале. Разрушение происходит, когда $\sigma_1 - \sigma_3$ в 2 раза больше прочности сцепления c : 1 — зона неустойчивости; 2 — зона устойчивости

ных значений c и φ . Для горных пород с существенно изменяющимися этими параметрами соотношение между σ_1 и σ_3 может быть выведено из уравнения 5. Например, для нелитифицированных глин $\varphi = 0$ (рис. 11) и уравнение 5 принимает вид:

$$\sigma_3 = \sigma_1 - 2c. \quad (6)$$

Напряжения вокруг ствола скважины

При бурении горизонтальные напряжения в горных породах у ствола скважины снимаются, в результате ствол скважины сужается до тех пор, пока напряжение на его стенке не станет равным перепаду давления на глинистой корке или нулю, если глинистая корка отсутствует. Если возникающая при этом деформация не превышает значения при пределе упругости горной породы, уменьшение диаметра ствола будет пренебрежимо малым. Но если эта деформация превысит значение при пределе упругости, начнется пластическое течение вследствие высоких всесторонних напряжений, преобладающих на значительных глубинах. Поэтому вокруг ствола скважины образуется кольцевая зона, в которой порода подвергается пластической деформации (рис. 12). Радиус ствола скважины уменьшается, а наружный радиус зоны пластических деформаций увеличивается до тех пор, пока радиальное напряжение у стенки скважины не станет равным перепаду давления на глинистой корке или нулю в зависимости от флюида, находящегося в стволе.

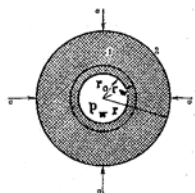


Рис. 12. Пластическая деформация ствола скважины:

r_w — начальный радиус ствола; r_0 — радиус ствола после деформации; r — наружный радиус зоны пластических деформаций; p_w — давление флюида в стволе скважины; 1 — зона пластических деформаций; 2 — зона упругих деформаций

Если при этом не превышает уровень критической деформации, ствол сохраняет устойчивость. Внутренний и наружный радиусы зоны пластических деформаций при сохранении устойчивости ствола зависят от пластичности горных пород, определяемой углом φ внутреннего трения; прочности сцепления с горной породой и распределения напряжений в зоне пластических, упругих деформаций. Поскольку эти напряжения в обеих зонах возрастают с глубиной скважины, ширина зоны пластических деформаций,

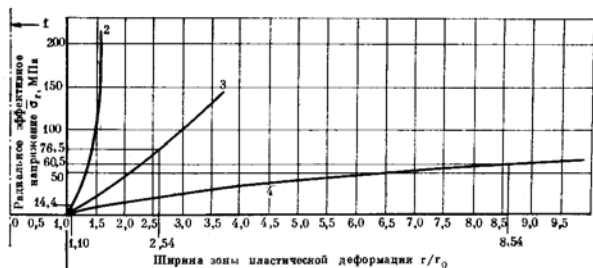


Рис. 13. Определение ширины зоны пластических деформаций, обеспечивающей устойчивость ствола скважины в различных породах.

Параметры φ и c определялись по диаграммам Мора с использованием данных, приведенных на рисунке 6:

- 1 — ось скважины;
- 2 — песчаник оил-крик, $c \approx 24,2$ МПа, $\varphi = 45^\circ$, $\bar{\sigma}_0 = 165,5$ МПа;
- 3 — глинистый сланец гриндвер, $c = 17,2$ МПа, $\varphi = 20^\circ$, $\bar{\sigma}_0 = 165,5$ МПа;
- 4 — каменная соль хокли, $c = 10,3$ МПа, $\varphi = 5^\circ$, $\bar{\sigma}_0 = 69,0$ МПа

необходимая для поддержания устойчивости ствола, также возрастает с глубиной. Наружный радиус зоны пластических деформаций, при котором обеспечивается устойчивость ствола при конкретных (до проходки данного интервала) напряжениях, для трех типов пород показан на рисунке 13. Если уровень критической деформации горной породы будет превышен до того, как ширина зоны пластических деформаций достигнет необходимого размера, ствол скважины начнет обрушаться.

Механическая устойчивость ствола скважины анализировалась с помощью математических методов многими авторами, но здесь рассматривается только один из простых случаев, чтобы проиллюстрировать используемый подход. На рисунке 14 показано распределение напряжений вокруг ствола скважины при следующих условиях: горизонтальные межзерновые напряжения в неразбуренном массиве σ_0 равны, глинистая корка отсутствует,

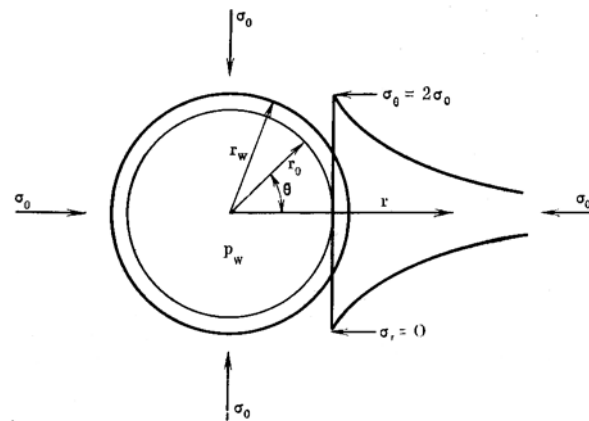


Рис. 14. Напряжение породы вокруг ствола скважины при отсутствии глинистой корки: r_w — номинальный радиус ствола; r_0 — радиус ствола после деформации; σ_0 — горизонтальное эффективное напряжение до покрытия породы долотом при $\sigma_2 = \sigma_1$; σ_0 — центробежное растягивающее напряжение на стенке скважины; σ_r — горизонтальное напряжение в породе на расстоянии r от оси скважины

Таблица 1

**ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ
ДО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА ДОЛОТОМ И
ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГЛУБИНЫ, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ
ПРЕДЕЛУ УПРУГОСТИ ПОРОД НА СТЕНКЕ
СКВАЖИНЫ**

Горная порода	σ_0 , соответствующее пределу упругости, МПа	Эквивалентные глубины в м, когда горизонтальное напряжение равно	
		одной трети вертикального	трем вертикальным
Песчаник ойл-крик	117,2	28600	3200
Глинистые сланцы гринривер	49	12200	1340
Каменная соль хокли	5,6	13900	150

Примечание:

- предполагается, что градиент порового давления составляет 10,4 кПа/м;
- горизонтальные эффективные напряжения распределены равномерно;
- глинистая корка, движение флюидов и влияние температур отсутствуют;
- ствол скважины заполнен воздухом.

Таблица 2

**ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ
ДО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА ДОЛОТОМ И
ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГЛУБИНЫ, НА КОТОРЫХ
ПРОИСХОДИТ РАЗРУШЕНИЕ СТенок СКВАЖИНЫ**

Горная порода	Критическая деформация при нулевом поперечном давлении, %	σ_3 , МПа	Эквивалентные глубины в м, когда горизонтальное напряжение равно	
			одной трети вертикального	трем вертикальным
Песчаник ойл-крик	0,7	165,5	40525	4510
Глинистые сланцы гринривер	8,3	165,5	40525	4510
Каменная соль хокли	16,1	41,4	10055	1127

Примечание:

- предполагается, что градиент порового давления составляет 10,4 кПа/м;
- горизонтальные эффективные напряжения распределены равномерно;
- глинистая корка, движение флюидов и влияние температур отсутствуют;
- ствол скважины заполнен воздухом.

течения флюидов из ствола в пласт (и наоборот) нет, давление в стволе скважины равно нулю.

Горизонтальная составляющая горного давления σ_r снижает от σ_0 в удаленных от ствола частях массива до нуля на стенке скважины. Под действием давления в стволе скважины на стенке развивается центробежное растягивающее напряжение σ_θ , которое максимально непосредственно на стенке скважины и снижается до σ_0 в удаленных от скважины частях массива, т.е. оба напряжения влияют на устойчивость ствола. С точки зрения устойчивости ствола скважины, σ_θ является наибольшим основным напряжением, а σ_r — наименьшим. Устойчивость ствола, таким образом, зависит от разности этих напряжений и их распределения в горной породе вблизи скважины.

Бромз на основе теории Мора о пластическом течении и применении его при описанных выше условиях разработал метод определения напряжений, при которых ствол теряет устойчивость и начинается пластическая деформация. В таблице 1 приведены значения горизонтальных напряжений пород до их разбуривания и соответствующие глубины, на которых породы, отраженные на рисунке 6, теряют устойчивость. Используя метод конечных элементов, Десаи и Риз для глинистых сланцев гринривер получили почти такие значения. В таблице 2 приведены напряжения, при которых может возникать критическая деформация, за которой следует разрушение ствола скважины. Следует иметь в виду, что данные, приведенные в обеих таблицах, были получены на основе довольно нереалистичных допущений, поэтому на практике критические глубины могут значительно отличаться от указанных.

Влияние градиента гидродинамического давления на устойчивость ствола скважины

До сих пор влиянием флюида, поступающего из скважины в пласт (и наоборот), на поле напряжений вокруг ствола скважины пренебрегали. Однако теоретически и практически было доказано, что создаваемый этим флюидом градиент гидродинамического давления может значительно влиять на устойчивость ствола.

Объемная скорость и направление течения в порах пласта определяются перепадом давления Δp , или разностью давления,

создаваемого столбом бурового раствора P_w , и пластовым давлением, т.е. $\Delta p = p_w - p_f$.

В момент вскрытия пласта Δp действует на стенке скважины, но с течением времени градиент давления распространяется и на поровое пространство пласта. По достижении условий равновесия поровое давление p_f на любом радиальном расстоянии от оси скважины определяется с помощью хорошо известного уравнения радиального течения:

$$p_f = \frac{\mu q}{2\pi k} \ln \left\{ \frac{r}{r_w} \right\}, \quad (7)$$

где μ — вязкость жидкости;

q — расход на единицу толщины пласта;

k — проницаемость пласта;

r_w — радиус ствола скважины.

На стенке скважины $\Delta p = -p_f$, если бурение производится с продувкой воздухом. В породах высокой проницаемости приток жидкости будет весьма значительным и бурение с продувкой воздухом придется прекратить. В породах низкой проницаемости расход поступающей в скважину жидкости может находиться в допустимых пределах.

Распределение порового давления p_f для двух интервалов времени показано на рисунке 15, А. Под влиянием градиента гидродинамического давления в скважине градиент центробежного растягивающего напряжения на стенке скважины должен увеличиваться, следовательно, будет происходить нарушение устойчивости ствола. В скважинах, которые бурят с продувкой забоя воздухом, такие градиенты давления не приводят к серьезным последствиям, так как расход жидкости, поступающей из пласта, невелик. Однако если эти градиенты создаются в добывающих скважинах и при высоких расходах жидкости, поступающей в ствол, то они становятся важным фактором, влияющим на устойчивость ствола скважины.

При бурении скважин с промывкой буровым раствором плотность его обычно поддерживается на достаточно высоком уровне, чтобы p_w превосходило p_f на некоторое значение, обеспечивающее безопасность работ, в результате жидкости из ствола внедряется в пласт. Если на стенке скважины

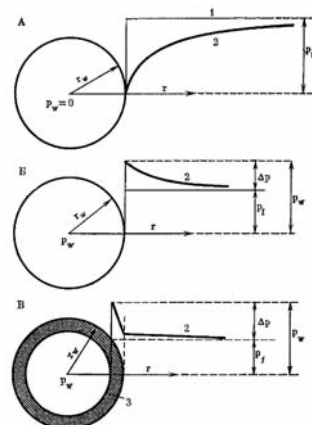


Рис. 15. Распределение поровых давлений при течении флюида из ствола скважины в пласт (или наоборот) при бурении с продувкой воздухом и промывкой чистой водой и буровым раствором:

А — ствол заполнен воздухом;

Б — ствол заполнен чистой водой, глинистая корка отсутствует;

В — ствол заполнен буровым раствором, глинистая корка имеется;

1 — p_f в момент вскрытия пласта;

2 — p_f в момент установившихся условий;

3 — глинистая корка

не образуется глинистой корки, как это происходит при бурении с промывкой соевыми растворами, градиент гидродинамического давления уменьшается с увеличением расстояния r (см. рис. 15, Б); следовательно, центробежное растягивающее напряжение снижается, а устойчивость ствола увеличивается. Стабилизирующее действие положительного перепада давления, создаваемого буровым раствором, намного сильнее, если в стволе скважины находится буровой раствор с регулируемыми фильтрационными свойствами, так как проницаемость глинистой корки примерно в 3 раза меньше проницаемости любой породы (кроме глинистого сланца). В результате почти весь перепад давления Δp приходится на глинистую корку (см. рис. 15, В). В этом случае Δp действует как поперечное давление, упрочняющее горную породу.

Из сказанного следует, что сжимающие напряжения на стенке скважины могут быть уменьшены, а устойчивость ствола повышена путем увеличения плотности бурового раствора. Необходимо следить за тем, чтобы в результате увеличения плотности бурового раствора не произошло разрушение ствола скважины под действием растягивающих нагрузок с последующим поглощением бурового раствора (см. раздел главы об искусственном образовании трещин). Гнирк разработал математическую модель, с помощью которой можно составить программу для ЭВМ по расчету плотности бурового раствора, необходимой для предотвращения пластического течения.

Возникновение пластического течения в промысловых условиях

Данные, приведенные в таблице 1, свидетельствуют о том, что вряд ли можно ожидать возникновения напряжений пластического течения в цементированных песках и глинистых сланцах на больших глубинах, однако в каменной соли такое течение вполне возможно. Это положение полностью подтверждается промысловым опытом.

При разбуривании соленосных пластов на небольших глубинах особых затруднений не возникает, если не считать зон вблизи соляных куполов, где проявляются аномалии в поле напряжений земной коры. Даже в том случае, когда превышаетя предел текучести, скорость деформации невелика и удается поддерживать номинальный диаметр ствола с помощью расширителя. Расширение не оказывает значительного влияния на прочность ствола скважины, так как увеличение диаметра ствола мало по сравнению с шириной зоны пластических деформаций. В связи с высокой пластичностью соли медленная деформация (ползучесть) продолжается до тех пор, пока соленосные отложения не будут обсажены.

Значительно большие трудности возникают при разбуривании глубоко залегающих соленосных отложений. Как видно из рисунка 6, предел прочности соли сравнительно мало возрастает с повышением давления обжима (или горного давления). Прочность соли заметно снижается, а пластичность повышается с увеличением температуры. На глубинах, превышающих

3000 м, влияние горного давления вполне компенсируется температурным эффектом, поэтому в действительности прочность соленосных отложений снижается с увеличением глубины. Вследствие высокой пластичности соль может полностью передавать вес вышележащих горных пород, поэтому для предотвращения ее пластического течения требуются буровые растворы плотностью, превышающей $2,3 \text{ г/см}^3$ (рис. 16).

Соляные пласты можно разбуривать с промывкой насыщенными солевыми растворами или растворами на углеводородной основе. В первом случае возникают значительные трудности, так как насыщенный на поверхности солевой раствор при высоких температурах, преобладающих на больших глубинах, может стать недонасыщенным. Небольшая недонасыщенность полезна, поскольку обеспечивается возможность растворения некоторого количества соли на стенке скважины, тем самым оказывается противодействие ползучести. Однако если минерализация воды слишком мала, происходит значительное растворение соли, что приводит к сильному расширению ствола. Еще одна сложность обусловлена высоким содер-

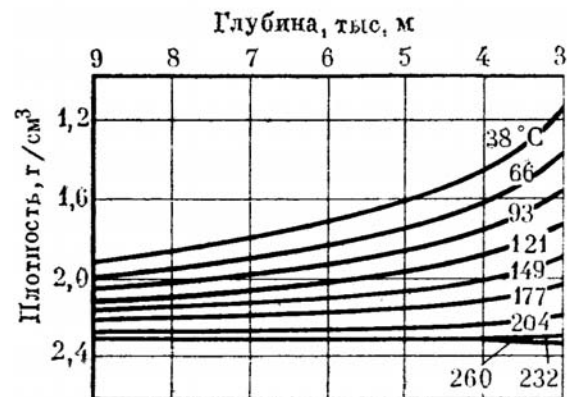


Рис. 16. Плотность бурового раствора, необходимая для предотвращения пластического течения соленосных отложений, при допустимой скорости ползучести 0,1% в час

жанием в некоторых соляных пластах хлоридов калия, кальция и магния, которые растворяются в насыщенных растворах хлорида натрия. Эти соли присутствуют, например, в соляных пластах свиты цехштейн, которая встречается при бурении скважин в Северном море. Там эта проблема решена путем использования насыщенных солевых растворов, получаемых из скважин, законченных на свиту цехштейн.

Растворы на углеводородной основе, внутренней фазой которых является насыщенный солевой раствор, не растворяют соли при проходке соленосных отложений и, следовательно, исключают возможность расширения ствола скважины.

Тем не менее, они повышают опасность прихвата буровой колонны; правда, трубы обычно можно легко освободить путем промывки с закачкой 3 м³ пресной воды. При применении растворов на углеводородной основе иногда возникают трудности, связанные с флокуляцией барита и других компонентов бурового раствора, из-за плохой смачиваемости их поверхности углеводородной фазой (нефтью, дизельным топливом). В этих случаях применяют специальные гидрофобизирующие ПАВ и загущающие агенты.

Пластическое течение может также возникнуть во время бурения на небольших глубинах в нелитифицированных глинистых породах, встречающихся в районе северного побережья Мексиканского залива и в Северном море. Доминирующим глинистым минералом в этих отложениях является натриевый монтмориллонит, такие породы содержат большое количество воды. По консистенции они напоминают замазку, поэтому обычно их называют вязкими глинами (гумбо).

Угол внутреннего трения нелитифицированных глинистых сланцев равен нулю, и из диаграммы Мора следует, что они претерпевают пластическую деформацию, как только напряжение сдвига превысит их прочность сцепления (см. рис. 11). Пластическое течение такого типа иллюстрируется рисунком 17. Показанный образец был получен путем уплотнения бурового шлама, отобранного при разбуривании пород миоценового возраста, до объемной плотности 2,0 г/см³. Этот образец подвергся деформации в модели ствола скважины, показанной на рисунке 18, и начал течь при изотропном напряжении 11,7 МПа. Пластическое



Рис. 17. Пластическое течение в молекулярном стволе скважины. Объемная плотность породы 2,0 кг/м³, ствол заполнен воздухом, напряжение при разрушении 11,7 МПа

течение может происходить и в вязких глинах, даже если напряжение в них не превышает предела текучести. В этом случае впитывание воды из бурового раствора на пресной воде вызывает набухание глин и деформацию стенок скважины.

При бурении скважины пластическая деформация вязких глин приводит к образованию больших объемов шлама и обваливанию породы, в результате иногда происходит полное забивание сетки вибрационного сита. В некоторых случаях при подъеме в кольцевом пространстве за буровой колонной эти глины агломерируют, образуя шламовые пробки, способные перекрыть затрубное пространство.

Для предупреждения прихватов колонны часто приходится прибегать к расширению ствола. Тенденция бурового шлама и обвалившейся породы набухать и диспергироваться значительно затрудняет регулирование реологических свойств раствора.

Вязкие глины можно проходить с очень высокой скоростью, однако скорости бурения ограничивают из-за соображений очистки ствола. Максимально допустимая скорость зависит от расхода бурового раствора. Время, в течение которого интер-

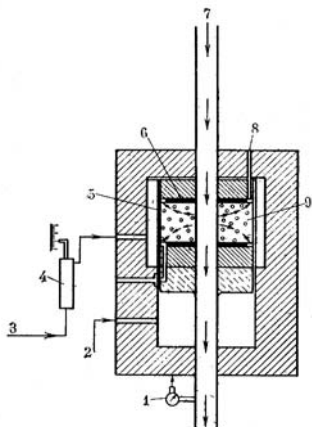


Рис. 18. Модель ствола скважины:

- 1 — микрометр;
- 2 — подача к гидравлическому поршню для создания вертикального напряжения;
- 3 — масло;
- 4 — расходомер;
- 5 — давление жидкости на резиновый кожух, обеспечивающее давление обжима;
- 6 — уплотнение;
- 7 — испытываемая жидкость под давлением;
- 8 — сброс порового флюида;
- 9 — образец глинистого сланца

вал таких глин может оставаться необсаженным, весьма непродолжительно даже при использовании для промывки ингибированных буровых растворов.

Пластическое течение может возникать в глинистых сланцах с аномально высоким пластовым давлением. По определению, глинистые сланцы с аномально высоким пластовым давлением имеют повышенное содержание воды. Например, на рисунке 4 видно, что объемная плотность глинистого сланца на глубине 3000 м при градиенте порового давления 20,3 кПа/м такая же, как и у сланца с нормальным поровым давлением, находящегося на глубине 1520 м. Глинистый сланец с аномально высоким

пластовым давлением должен выдерживать давление 3000-метровой толщи пород, поэтому подвержен пластической деформации в ствол скважины. Обычно деформацию предотвращают путем повышения плотности бурового раствора для предупреждения притока в ствол пластовых флюидов из переслаивающихся с глинистыми сланцами песчаных пропластков. Благодаря повышению плотности бурового раствора предотвращается также течение глинистого сланца в ствол. Однако в отсутствие песчаных пропластков аномально высокое давление может остаться невыявленным и плотность бурового раствора повышена не будет, в результате глинистый сланец начнет выдавливаться в ствол скважины. Джилл и Грэгг утверждают, что в скважинах, которые бурят на Северном море, превышение пластового давления над давлением столба бурового раствора примерно на 1 МПа может привести к пластическому течению глинистых сланцев.

Хрупкое разрушение пород в стволах скважин при бурении с продувкой забоя воздухом.

В работе Хабберта и Уиллиса было показано, что в районах активного горообразования горизонтальные усилия могут в 3 раза превышать вертикальную нагрузку от перекрывающих пород. Из таблицы 1 следует, что в таких экстремальных условиях пластическое течение в ствол скважины, заполненный воздухом, может происходить на глубине 3200 м из песчаника, а на глубине 1340 м из глинистого сланца.

Неустойчивое состояние ствола может, конечно, иметь место на глубинах более 3000 м и в районах с активным горообразованием, например в предгорьях Скалистых гор в западной части Канады. Однако в этих районах обычно происходит скорее увеличение диаметра ствола, нежели его сокращение; обрушивающаяся порода состоит из угловатых обломков глинистого сланца, не имеющих никаких признаков пластической деформации. Это отклонение от теории является следствием допущения о том, что высокие горизонтальные составляющие горного давления, преобладающие на глубине, приводят к пластической деформации. Однако в скважине, которую бурят с продувкой забоя воздухом, развиваемое в затрубном пространстве давление составляет приблизительно 0,7 МПа, т.е. внутреннее давление на стенку скважины незначительно.

Из рисунка 14 следует, что горизонтальная составляющая горного давления возрастает в радиальном направлении от нуля на стенке скважины до горизонтального эффективного напряжения в породе на большом расстоянии от ствола скважины. В этих условиях можно ожидать, что, когда центробежные растягивающие напряжения превышают предел текучести, вокруг ствола скважины образуется зона хрупкого разрушения, за которой находится зона пластических деформаций. Такое поведение пород было подтверждено экспериментально на модели ствола скважины (см. рис. 18). Образцы литифицированного глинистого сланца (природного и искусственного) с воздухом в заранее высверленном канале подвергались действию трехмерных нагрузок. Когда напряжение превышало предел текучести, начиналось растрескивание глинистого сланца вокруг канала (рис. 19). Когда после окончания эксперимента образец разрезали, вокруг зоны растрескивания были обнаружены концентричные кольца сдвига, свидетельствующие о пластической деформации.

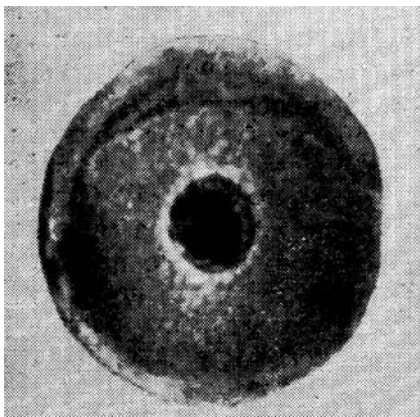


Рис. 19. Растрескивание образца глинистого сланца в исследованиях на модели ствола скважины. Глинистый сланец атока, объемная плотность породы — $2,52 \text{ г/см}^3$, максимальное созданное напряжение — $30,3 \text{ МПа}$, предел текучести глинистого сланца — $19,3 \text{ МПа}$, ствол заполнен воздухом

В одном эксперименте в образце создали напряжение, значительно превысившее предел текучести, после чего в нем просверлили канал. Скорость радиальной деформации снижалась во времени (рис. 20). Другие эксперименты показали, что ползучесть проявляется неопределенно долго.

В лабораторных исследованиях растрескивание не приводило к увеличению диаметра канала в образце, однако в скважинах, которые бурили с продувкой забоя воздухом, обычно отмечали увеличение диаметра ствола.

Есть две причины таких различий в поведении глинистого сланца. Во-первых, при бурении скважины растрескавшийся слой непрерывно удаляется из-за эксцентричного вращения буровой колонны и эрозионного действия высокоскоростного потока воздуха, несущего твердые частицы. В результате непрерывно обнажаются все новые и новые поверхности, подвергающиеся хрупкому разрушению. Во-вторых, главные горизонтальные напряжения в земной коре не равны, следовательно, центробежные растягивающие напряжения распределяются вокруг ствола скважины неравномерно. Наибольшее главное напряжение перпендикулярно к простиранию пологих надвигов, которые характерны для районов активного горообразования. Хабберт и

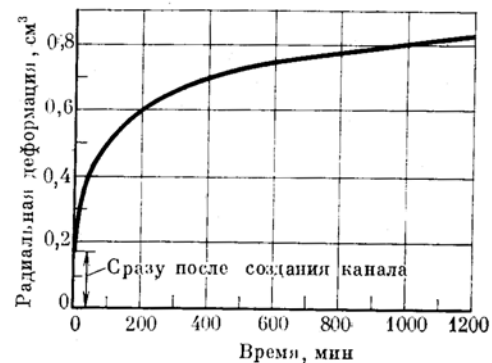


Рис. 20. Замедление деформации образца диаметром 51 мм после создания в нем канала диаметром 13 мм

Уиллис показали, что распределение центробежных растягивающих напряжений должно определяться отношением наибольшего главного горизонтального напряжения к наименьшему. В экстремальном случае, когда это отношение составляет 3:1, центробежные растягивающие напряжения изменяются от нуля до значения, в 8 раз превышающего наименьшее главное горизонтальное напряжение (рис. 21). Высокие концентрации центробежных растягивающих напряжений возникают также в связи с овальностью поперечного сечения ствола, резкими его перегибами, присутствием желобов на стенках скважины, анизотропностью горных пород, обусловленной негоризонтальным напластованием и существованием ориентированных трещин.

Растрескивание вначале происходит в точках максимальной концентрации напряжения; в результате развивается овальность поперечного сечения ствола, которая, в свою очередь, усиливает концентрацию напряжений. Растрескивание, таким образом, становится самоподдерживающимся процессом, вызывающим увеличение диаметра ствола, а при экстремальных условиях обваливание стенок скважины, что подтвердили исследования на модели ствола скважины (рис. 22).

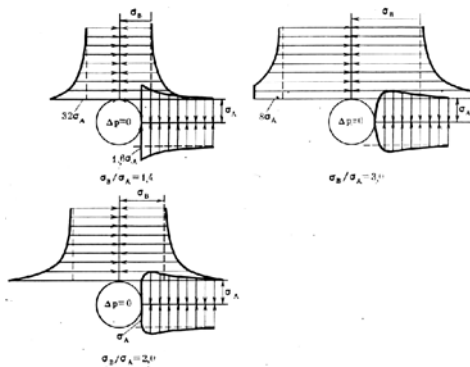


Рис. 21. Напряжения у ствола скважины для различных значений отношения σ_v/σ_h



Рис. 22. Обваливание глинистого сланца митчелл в ствол скважины при постоянном напряжении. Концентрации напряжений возникали из-за существовавших до вскрытия пород ориентированных трещин

Хрупкое разрушение, ведущее к расширению ствола скважины, проявляется при бурении с продувкой забоя воздухом не только в районах активного горообразования, но и в районах с нормальным полем напряжений горных пород. Однако во втором случае деформация оказывается ниже из-за меньших различий в напряжениях, а скорость деформации со временем снижается. Кавернометрия, проводившаяся через последовательные промежутки времени, показала, что скорость расширения ствола скважины максимальна при вскрытии неустойчивых глинистых сланцев, после чего она снижается.

Предотвращать расширение ствола скважины лучше всего путем правильного выбора режимов бурения, обеспечивающих получение прямолинейного ствола без резких перегибов и желобов. Если начинается сильное обваливание стенок скважины, единственным надежным способом его прекращения является переход на бурение с промывкой буровым раствором, в результате чего повысится давление в стволе и улучшится вынос шлама из скважины.

Определить влияние высоких напряжений в земной коре на неустойчивость стволов скважин, которые бурят с промывкой,

трудно, так как влияние этих напряжений комбинируется с гидратационными и поверхностными эффектами.

Породы, не обладающие прочностью сцепления

Из рисунка 9 следует, что диаграмма Мора проходит через начало координат, когда горная порода (например, несцементированный песок) не имеет прочности сцепления. Поэтому при бурении с продувкой забоя воздухом или с промывкой чистой водой, когда на стенке скважины не создается достаточно внутреннего давления, песок обваливается в ствол. Однако при бурении с промывкой буровым раствором, обладающим хорошими фильтрационными свойствами, перепад давления на глинистой корке обеспечивает определенную прочность сцепления песка, поэтому в нем можно получить ствол номинального диаметра. Объемная доля закупоривающей твердой фазы в буровом растворе должна быть достаточной, чтобы быстро могла образоваться глинистая корка. В противном случае ствол будет размываться на значительной длине благодаря турбулентному режиму течения раствора у долота.

С аналогичной, но более сложной ситуацией часто сталкиваются при бурении в зонах активного сбросообразования. В этом случае в результате размалывающего действия сброса сцементированная порода превращается в рыхлые обломки. Иногда эти зоны состоят из хорошо отполированных обломков глинистого сланца, который в этом случае называется сланцем с поверхностными скольжения. Как и песок, обломочные породы обваливаются в ствол скважины из-за отсутствия прочности сцепления, но предотвратить такое явление намного сложнее, даже если использовать буровой раствор с хорошими фильтрационными свойствами или специальными закупоривающими материалами. Причина этого может заключаться в том, что в зоне сбросов существуют повышенные напряжения, а возможно, и в том, что проницаемость трещин слишком мала для быстрого образования глинистой корки.

Обваливание всегда значительнее в крутопадающих пластах. Частично это обуславливается гравитационными эффектами, а частично тем, что крутое падение пластов связано с высокой тектонической активностью.

НЕУСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ВЫЗВАННАЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА С ПЛАСТАМИ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ

Адсорбция и десорбция глинистых частиц и глинистых сланцев

Различные формы неустойчивости ствола, возникающей в результате взаимодействия между буровым раствором и глинистыми формациями, обязательно связаны с явлениями гидратации. Как уже отмечалось, возможны два механизма адсорбции воды на глинистых частицах: адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоских поверхностях кристаллических решеток частиц (которая обычно называется кристаллическим набуханием или поверхностной гидратацией) и осмотическое набухание, происходящее вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц. Кристаллическое набухание характерно для всех глин; при этом вода прочно удерживается глинистыми частицами, но объем увеличивается сравнительно мало. Межслоевое осмотическое набухание присуще только определенным глинам смектитовой группы (особенно натриевому монтмориллониту); оно вызывает значительное увеличение объема, но вода удерживается глиной слабо.

Если сухая глина находится в замкнутом объеме, но к ней имеет доступ свободная вода, в глине возникает давление набухания. Давление набухания развивается также тогда, когда между глиной и свободной водой устанавливается равновесие и глина подвергается уплотнению с вытеснением воды. Давление набухания при любом заданном содержании воды связано с давлением паров в глине при том же содержании воды следующим уравнением:

$$p_0 = - \frac{RT}{V} \ln \frac{p}{p_0}, \quad (8)$$

где p_0 — давление набухания, кгс/см²;

T — абсолютная температура, К;

V — парциальный молярный объем воды, л/моль;

R — газовая постоянная (л·кгс/см²)/(моль·К);

p/p_0 — относительное давление паров воды, находящейся в равновесии с водой в глинистом сланце (это давление примерно равно активности воды в сланце).

Таким образом, потенциальное давление набухания уплотненного глинистого сланца, содержание воды в котором известно, можно заранее определить по изотермам адсорбции или десорбции этого сланца (рис. 23). Изотермы определяются путем создания равновесия образцов сланца с парами воды в атмосфере с известной влажностью при постоянной температуре. На рисунке 24 видно, что давление набухания слоя кристаллизационной воды, прилегающего к поверхности глины, очень высокое, но быстро убывает в последующих слоях.

Зависимость между давлениями набухания и уплотнения можно изучать экспериментально в специальной камере, показанной на рисунке 25. На рисунке 26 приведена зависимость массовой доли воды, удерживаемой сухой глиной в состоянии равновесия, для образцов натриевого и кальциевого бентонита, отобранных из обнажений этих глин. Образцы для испытания были вырезаны перпендикулярно к плоскостям напластования. Поскольку для натриевого монтмориллонита присуще

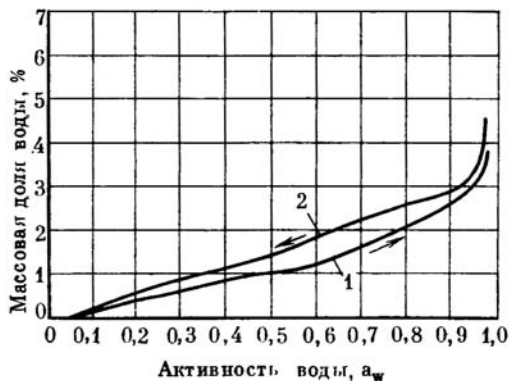


Рис. 23. Изотермы адсорбции и десорбции для глинистого сланца вулфкеми при температуре 24 °С: 1 — адсорбция; 2 — десорбция

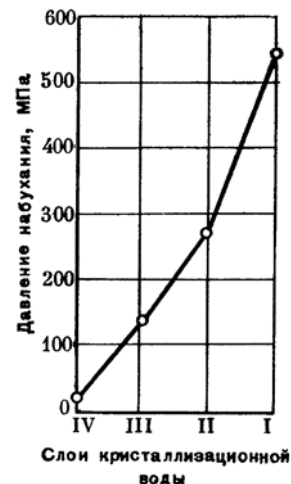


Рис. 24. Аппроксимация давления набухания слоев кристаллизационной воды в монтмориллоните

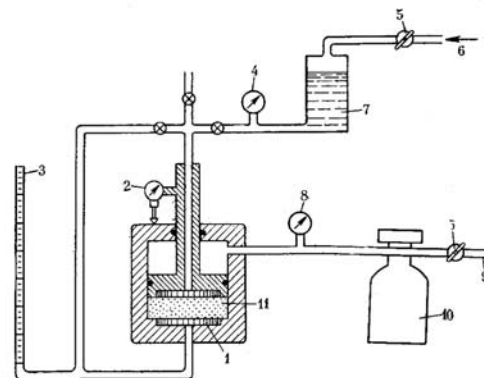


Рис. 25. Камера уплотнения: 1 — пористые пластины; 2 — микрометр; 3 — измерительная пипетка; 4 — давление воды; 5 — регулятор; 6 — азот под высоким давлением; 7 — резервуар с водой; 8 — сжимающее давление; 9 — воздух под небольшим давлением; 10 — гидропоршневой насос; 11 — образец

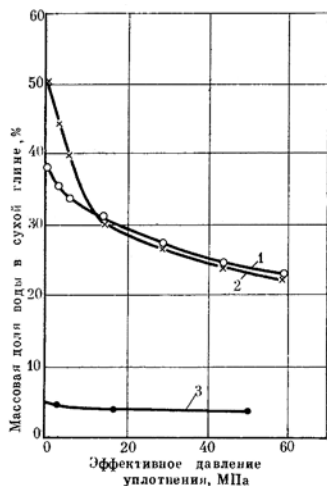


Рис. 26. Зависимость доли воды, удерживаемой глиной, от давления уплотнения. Нагрузка создается гидроцилиндром (см. рис. 25). Вода выдавливается при нулевом поровом давлении: 1 — кальциевый бентонит; 2 — натриевый бентонит (проницаемость $2 \cdot 10^{-3}$ нм²); 3 — калифорнийский глинистый сланец вентура (проницаемость $3 \cdot 10^{-3}$ нм²).

осмотическое набухание, а для кальциевого монтмориллонита нет, кривые на рисунке 26 свидетельствуют о том, что высокое содержание воды в натривой глине при давлениях уплотнения менее 14 МПа обусловлено осмотическим набуханием. При более высоких нагрузках в обеих глинах происходит десорбция кристаллизационной воды.

Если бы образец, испытываемый в камере уплотнения, состоял из чистого монтмориллонита и все кристаллы глины осаждались так, что их базальные поверхности оказывались параллельными плоскостям напластования, давления набухания и уплотнения при достижении условий равновесия оказались бы равными. Фактические давления набухания были ниже давлений уплотнения, что подтверждает рисунок 27, на котором объемные плотности, полученные аналитическим путем на основании изотерм адсорбции, сравниваются с объемными

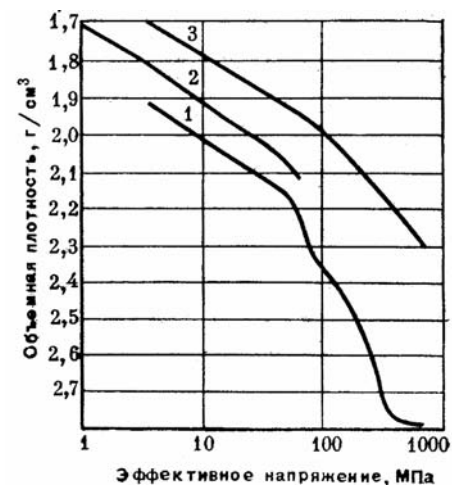


Рис. 27. Зависимость объемной плотности от эффективного напряжения по данным о десорбции и уплотнении (плотность зерен бентонита принята равной $2,8$ г/см³): 1 — по изотерме десорбции; 2 — по кривой уплотнения на рисунке 26; 3 — по данным Чилингара и Найта об уплотнении

плотностями, рассчитанными по данным об уплотнении. На рисунке 27 приведена также кривая, построенная Чилингаром и Найтом на основе данных об уплотнении образца промышленного бентонита, который предварительно был приведен в равновесие с дистиллированной водой. В обоих экспериментах при уплотнении кристаллы глины, очевидно, в какой-то мере ориентировались беспорядочно, а уплотненные образцы содержали поровую и гидратационную воду.

Гидратация пород на стенке скважины

В тех случаях, когда глинистые отложения уплотняются под действием веса вышележащих осадочных пород, адсорбированная глинистыми минералами вода выжимается вместе с поровой водой. Количество остающейся воды зависит от глубины погружения типа и объемной доли глинистых минералов, прису-

тствия обменных катионов на них и геологического возраста формации. На рисунке 28 приведены средние объемные плотности пород различных возрастов. При вскрытии глинистого сланца горизонтальные напряжения в породе на стенке скважины снимаются, и обезвоженный сланец начинает адсорбировать воду из бурового раствора. Если развивающееся при этом давление набухания вызывает увеличение центробежного растягивающего напряжения до уровня, превышающего предел текучести, ствол скважины дестабилизируется. Как уже описывалось ранее, эта дестабилизация проявляется в виде пластического течения, когда осадочные породы, состоящие преимущественно из натриевого монтмориллонита, вступают в контакт с буровыми растворами на пресной воде. Однако в интервалах поливалентных глин, контактирующих с солевыми растворами и ингибированными буровыми растворами, происходит разрушение стенок скважины посредством осыпания довольно твердых



Рис. 28. Влияние возраста и глубины залегания на плотность глинистого сланца (принятая плотность зерен — 2,7 г/см³): 1 — плиоцен—нижний олигоцен; 2 — скорректированная кривая для палеозоя; 3 — современный—миоцен; 4 — плиоцен—нижний миоцен

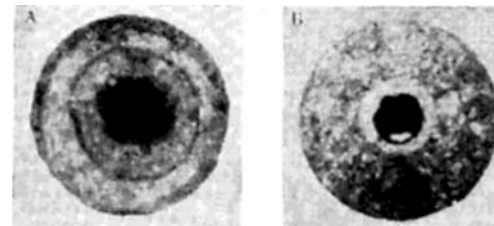


Рис. 29. Обваливание монтмориллонитового сланца в исследованиях на модели ствола скважины. Реконструированные образцы миоценового сланца, объемная плотность — 2,22 г/см³, созданное напряжение — 7 МПа, скорость потока — 46 м/мин: А — в стволе скважины находится насыщенный раствор хлорида натрия; Б — в стволе скважины находится насыщенный раствор хлорида натрия с добавкой 2%-ного гидролизованного крахмала

обломков, в результате чего диаметр ствола увеличивается. При использовании чистых рассолов увеличение диаметра ствола принимает характер кавернообразования (рис. 29, А), поскольку, как показано на рисунке 15, Б, чистая жидкость не создает достаточного давления на стенку скважины и поэтому перепад давления на элементе глинистого сланца в стенке скважины очень мал. Обваливание ствола намного слабее, если буровой раствор содержит реагент, регулирующий фильтрацию (см. рис. 29, Б), так как образующиеся трещины закупориваются глинистой коркой. Однако осыпание при этом полностью не устраняется в связи с тем, что внутреннее давление на стенку скважины ограничивается разностью ($p_w - p_f$). При бурении скважины в результате механического износа и эрозии жидкостью ослабленного сланца происходит значительно более сильное кавернообразование, чем показано на рисунке 29, Б.

Хрупкие сланцы

Кавернообразование и увеличение диаметра ствола часто имеют место в литифицированных глинистых сланцах древних геологических формаций, которые не содержат монтмориллонита. Раньше считали, что кавернообразование в этих так называемых хрупких сланцах не связано с набуханием, так как обваливающаяся порода твердая и в ней явных признаков на-

бухания нет. Однако Ченеверт показал, что в этих сланцах могут развиваться чрезвычайно высокие давления набухания, если они изолированы со всех сторон и находятся в контакте с водой. В бурящейся скважине давление набухания способствует увеличению центробежного растягивающего напряжения на стенке скважины. Когда это напряжение превышает предел текучести глинистого сланца, происходит гидратационное обвалование. По наблюдениям Ченеверта, давление набухания растет со временем и в конце концов вызывает взрывоподобное увеличение диаметра ствола. В промысловых условиях часто отмечали аналогичную картину — обвал происходил лишь через несколько дней после вскрытия глинистого сланца долотом.

Во многих сланцах имеются следы старых трещин или невидимые микротрещинки. Время и высокие всесторонние давления частично ликвидировали эти трещины, поэтому образец, доставленный на поверхность, кажется абсолютно сплошным.

При контакте с водой, однако, последняя проникает в породу вдоль следов трещин, возникающее при этом давление набухания разрушает адгезионную связь, и сланец распадается (рис. 30, 31). Аналогичный процесс, несомненно, протекает в скважине, способствуя дестабилизации ее ствола.

Предотвращение гидратации пород на стенке скважины

Поскольку гидратация пород на стенке скважины во многих случаях является главной причиной неустойчивости ствола или одним из способствующих ей факторов, должны быть предприняты всевозможные меры для предотвращения явления гидратации.

Первой попыткой предупредить гидратацию было внедрение силикатных буровых растворов, которые состояли из силиката натрия и насыщенного раствора хлорида натрия. Эти растворы оказались настолько эффективными в отношении регулирования гидратации и диспергирования, что при разбуривании вязких глин на поверхности получали шлам с еще видимыми следами зубьев долота. К сожалению, поддерживать необходимые

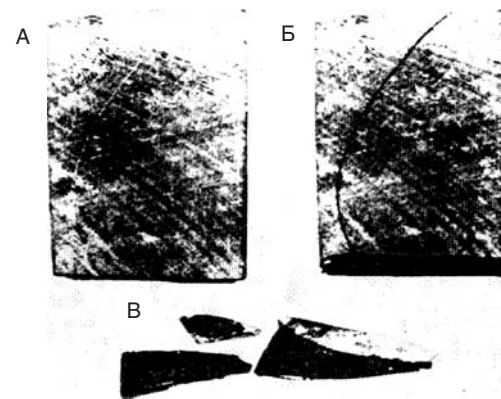


Рис. 30. Дестабилизация образца глинистого сланца при гидратации глины вдоль скрытой трещины: А — образец сланца, вырезанный из керна; Б — конец образца опущен в воду; Б' — образец развалился

реологические свойства силикатных буровых растворов было настолько трудно, что применения эти растворы не нашли.

В дальнейшем для предотвращения гидратации глинистых сланцев наиболее успешно применялись растворы на

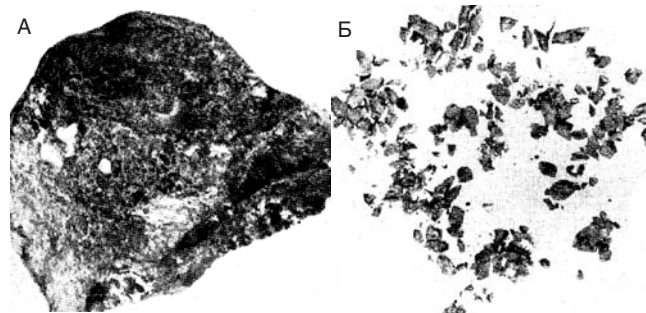


Рис. 31. Дестабилизация образца сланца при проникновении воды в микротрещины. Образец (А), кажущийся сплошным, поднят в шламометаллоуловителе из скважины, которую бурили с продувкой воздухом. Вскоре после контакта с водой образец разрушился (Б), причем влажными были только наружные поверхности осколков

углеводородной основе с концентрированными солевыми растворами в качестве внутренней фазы. Согласно первоначальной гипотезе Мондшайна и Керчевилля, если соленость водной фазы равна солености воды в порах глинистого сланца, гидратацию можно предотвратить. Позднее Мондшайн усовершенствовал этот метод, внося поправку на давление набухания, которое он приблизительно определил по эффективному напряжению в глинистом сланце на рассматриваемой глубине. Тем не менее, Ченеверт показал, что решающим фактором является активность воды в сланце (измеряемая давлением насыщенных паров воды), так как именно она определяет потенциальное давление набухания, как это следует из уравнения 8. Таким образом, если активность воды во внутренней фазе бурового раствора равна активности воды в естественном глинистом сланце, то набухания не будет. Это условие может быть выполнено после оценки содержания воды в глинистом сланце на основании данных плотностного каротажа или с меньшей точностью по рисунку 28. Затем активность воды в глинистом сланце можно определить по изотерме адсорбции для данного образца при соответствующем содержании воды (см. рис. 23). После этого активность водной фазы бурового раствора регулируется путем добавления хлорида натрия или кальция. Промысловые исследования показали, что обычно вообще нет никакой необходимости вносить поправку на изменение активности воды при различных температурах в лабораторных и скважинных условиях.

Метод Ченеверта весьма эффективен для предотвращения неустойчивости ствола из-за гидратации глинистых сланцев в скважине. Однако выяснилось, что вовсе не обязательно, чтобы активность бурового раствора соответствовала и ни в коем случае не была ниже активности воды в глинистом сланце. Как промышленная практика, так и эксперименты на модели скважины показали, что устойчивость ствола не нарушается, если вода из глинистого сланца переходит в буровой раствор из-за избытка солей в последнем. Сохранение устойчивости ствола в этом случае объясняется тем, что буровой раствор, непрерывной фазой которого являются углеводороды, создает очень высокое давление на стенку скважины, так как углеводороды не могут проникать в поры глинистого сланца, если

только давление столба бурового раствора не превышает порового капиллярного давления, которое для чрезвычайно мелкозернистых пород (например, глинистого сланца) достигает нескольких десятков мегапаскалей. Поэтому давление на стенку скважины определяется весом всего столба бурового раствора или его значительной части. В отличие от раствора на водной основе это давление не может быть выше $(p_w - p_f)$.

Хотя буровые растворы на углеводородной основе с регулируемой активностью водной фазы лучше всего предотвращают гидратацию глинистых сланцев, стоимость их высока и они экологически небезопасны. Кроме того, вследствие сравнительно высокой пластической вязкости и низкого предельного динамического напряжения сдвига способность таких растворов очищать ствол скважины хуже, чем у растворов на водной основе. Это является очень существенным недостатком буровых растворов на углеводородной основе, если в стволе происходит значительное увеличение номинального диаметра. Поэтому во многих районах для разбуривания чувствительных к действию воды глинистых сланцев применяют буровые растворы на водной основе. При правильном подборе их рецептуры можно поддерживать удовлетворительную устойчивость ствола, а в случае чрезмерного увеличения диаметра скважины соотношение предельного динамического напряжения сдвига и пластической вязкости растворов на водной основе можно легко регулировать, чтобы улучшить очистку ствола.

Одним из недостатков буровых растворов на водной основе является их способность диспергировать глинистые частицы и буровой шлам, что ведет к размыву стенки скважины и накоплению выбуренной породы в буровом растворе. Хотя диспергирование тесно связано с набуханием, эти явления не идентичны. Например, в твердых литифицированных глинистых сланцах развиваются высокие давления набухания, но эти породы могут слабо диспергироваться. Оценка глинистых сланцев и буровых растворов с точки зрения явления диспергирования можно производить с помощью простого эксперимента, который описан ниже в данной главе.

Как уже отмечалось, набухание и диспергирование глинистых сланцев уже давно предупреждается путем использования

буровых растворов, содержащих известь или гипс, а также понизителей вязкости, таких как таннаты и хромлигносульфонаты, для регулирования коагуляционного эффекта, вызываемого ионами кальция. Можно также обрабатывать буровой раствор только хромлигносульфонатом, но в значительно больших концентрациях.

Хотя такие буровые растворы вызывают значительно меньшее набухание и диспергирование, чем растворы, содержащие преимущественно ионы натрия, часто приходится проводить их обработки с целью поддержания необходимых свойств. Однако гидроксид натрия, который требуется для растворения понизителя вязкости, частично нейтрализует ингибирующий эффект иона кальция. Кроме того, сравнительно высокое содержание в этих растворах твердой фазы приводит к снижению механической скорости бурения.

Указанные недостатки рассмотренных растворов способствовали все более широкому применению буровых растворов с низким содержанием твердой фазы или недиспергирующих растворов. В этих растворах, чтобы не допустить набухания и диспергирования глинистых минералов, используются полимеры и растворимые соли, а для предотвращения накопления выбуренной твердой фазы в растворе их подвергают интенсивной очистке в различных механических сепараторах. В эти растворы никаких понизителей вязкости обычно не добавляют, а pH поддерживают на таком низком уровне, который необходим для предотвращения коррозии. К числу наиболее широко используемых полимеров относятся производные целлюлозы, производные крахмала, сополимеры полиакриламида и акрилатов, а также ксантановая смола. В качестве жидкой фазы в этих системах применяют растворы хлорида калия, натрия или кальция, морскую воду или пресную воду, обработанную несколькими килограммами диаммонийфосфата на 1 м³.

Механизм стабилизации глинистых сланцев полимерами достоверно не известен. Широко используемые полимеры являются анионогенными полиэлектролитами, поэтому они должны адсорбироваться на положительно заряженных ребрах кристаллических решеток глинистых частиц. Полимерные цепочки, по-видимому, адсорбируются многими точками по

своей длине, связывая частицы шлама друг с другом и образуя своеобразные капсулы.

Об относительных достоинствах различных используемых полимеров точных данных нет. Результаты лабораторных исследований различных экспериментаторов коррелировать очень трудно, так как методы испытаний не были идентичны, к тому же в опытах использовались разные глинистые сланцы. Молекулярная структура полимера, несомненно, является решающим фактором.

Например, в ряде исследований на модели скважины, которая показана на рисунке 18, Кларку удалось успешно стабилизировать глинистые сланцы с помощью гидролизованного на 30% сополимера полиакриламида и акрилата. При гидролизе того же полимера только на 5% результаты оказались весьма посредственными. Плохие результаты были получены также при использовании натрийполиакрилата (табл. 3). Объяснение, по-видимому, следует искать в том, что 30%-ный гидролиз полимера является оптимальным и в этом случае расстояние между функциональными группами вдоль цепочки молекулы полимера соответствует базовому расстоянию между пластинками кристаллов в глине.

Лабораторные исследования показали, что одного защитного действия полимеров недостаточно для предотвращения набухания и для уменьшения отталкивающих сил между поверхностями глинистых частиц, в водной фазе должны присутствовать растворимые соли. Из таблицы 4, например, следует, что набухание глинистого сланца мидуэй уменьшается на 21% при добавлении к пресной воде ксантановой смолы и на 79% при использовании того же полимера в растворах хлорида калия.

Лабораторные и промышленные исследования свидетельствуют о том, что соли калия более эффективны для подавления набухания и диспергирования, чем соли натрия в эквивалентных количествах (см. табл. 4). Причина этого заключается в том, что малый размер иона калия позволяет ему проникать в отверстия силикатного слоя на поверхности глинистых пластинок, которые благодаря этому плотно слипаются друг с другом под действием сил притяжения. Было показано, что максимальное базовое расстояние для монтмориллонита, в котором в положении обмена находятся K⁺ или NH₄⁺, составляет 1,5 нм. Когда в положении

обмена находится Na⁺, базовое расстояние равно 1,9 нм, в этом случае монтмориллонит взвешен в концентрированном растворе хлорида натрия; при концентрациях хлорида натрия менее 3% решетка начинает диспергироваться на отдельные группы.

Концентрация хлорида калия, необходимая для предотвращения набухания, зависит от природы сланца и глинистых минералов, из которых он состоит. Например, для защиты лити-

Таблица 3
ОЦЕНКА ПОЛИМЕРОВ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЗАЩИТЫ
ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ*

Полимерный материал	Концентрация полимера, г/л	Соль	Концентрация соли, г/л	Длительность испытания**, мин	Эрозия образца, %
Полиакриламид, гидролизованный на 30%, молекулярная масса >3·10 ⁶	0	KCl	30	5	20,7
	0,18	KCl	30	>1403	<1,0
	1,43	KCl	30	>1420	<1,0
	1,43	NaCl	30	>8640	<1,8
Полиакриламид, гидролизованный на 5%, молекулярная масса ≈	1,43	KCl	30	104	12,2
Полиакриламид, гидролизованный на 1%, молекулярная масса ≈12·10 ⁶	1,43	KCl	30	50	—
Натрийполиакрилат	11,41***	NaCl	30	172	—
	14,26	KCl	30	110	8,6
Модифицированный крахмал	49,93	KCl	30	>1370	<1,0
	1,43	KCl	30	38	9,1
Ксантановая смола	1,43	KCl	30	21	10,7
Полиэтиленоксид	1,43	KCl	30	55	11,6
Сополимер дивинилового эфира и винилпирролидона	3,17	KCl	30	6	16,7

* Условия испытания: глинистый сланец атока; напряжение 24,1 МПа; скорость течения 24 м/мин.

** Время, в течение которого образец не разрушался.

*** Испытания проводились на другом образце сланца атока; напряжение 17,2 МПа.

Таблица 4
ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛЕЙ НА ЛИНЕЙНОЕ
НАБУХАНИЕ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ*

Глинистый сланец	Глинистые минералы, содержащиеся в сланце	Солевой раствор	Относительное** набухание, %
Анауак	40% монтмориллонита 5,5% иллита	3% KCl 3% NaCl	19 8
Мидуэй	35% иллита 15% иллита и хлорита 15% хлорита	Пресная вода	21
		3% KCl	64
		5% KCl	69
		Насыщенный CaCl	79 36
Вулфкэм	15% хлорита 15% иллита	3% NaCl 3% KCl	57 21

* Линейное набухание измерялось с помощью тензодатчика. Все солевые растворы содержали ксантановую смолу в концентрации 2,8 г/л.

** По сравнению с набуханием в пресной воде.

фицированных иллитовых сланцев вполне достаточна концентрация хлорида калия 3% или менее (см. табл. 3 и 4), но на молодые отложения монтмориллонитовых сланцев он оказывает очень слабое действие. Опыт бурения в Северном море показал, что для разбуривания вязких глин содержание в растворе хлорида калия приходилось увеличивать до 20%.

Давно установленное представление о том, что для поддержания устойчивости ствола скважины необходимы очень низкие фильтрационные потери (измеряемые по методике АНИ), делало сложную проблему слишком упрощенной. Во-первых, фильтрационные потери, определяемые по методике АНИ, совершенно не соответствуют значению этого параметра в стволе скважины. Во-вторых, сами по себе скорости фильтрации в стволе скважины оказывают слабое влияние на устойчивость ствола. Развиваемое буровым раствором давление на стенку скважины, которое помогает стабилизировать ствол, создается в результате образования глинистой корки на поверхности проницаемого пласта (а также в трещинах, существовавших в пласте до его вскрытия или образовавшихся в результате снятия напряжений). Для этого совсем не нужны низкие фильтрационные потери, которые в ряде

случаев просто вредны. Кларк обнаружил, что буровой раствор, содержащий полиакриламид и хлорид калия, обеспечивал более слабую защиту глинистых сланцев, когда определяемые по методике АНИ фильтрационные потери снижали до 8 см^3 путем добавления полианионной целлюлозы. В промысловых условиях этот раствор успешно применяли при фильтрационных потерях более 30 см^3 . Аналогично Симпсон установил, что низко коллоидный раствор на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы и относительно высокими фильтрационными потерями так же эффективно обеспечивает устойчивость ствола скважины, как и обычный раствор на углеводородной основе с очень низкими фильтрационными потерями.

Выбор типа бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола скважины

В этой главе авторы стремились показать, что неустойчивость ствола скважины является серьезным осложнением, характер которого зависит от условий в разбуриваемой формации. Поэтому тип бурового раствора, обеспечивающий максимальную устойчивость ствола, для каждой площади свой. Ни один раствор не может быть одинаково эффективен на всех площадях. Многие исследователи пытались положить в основу выбора бурового раствора классификацию глинистых сланцев по признаку минерального состава и структуры. При таком подходе трудность состояла в том, что свойства глинистых сланцев определяются слишком большим числом переменных факторов, чтобы их можно было подразделить на отдельные простые категории. Кроме того, на устойчивость ствола влияют и другие факторы, такие как тектонические напряжения, поровые давления, характер залегания глинистой толщи и степень ее уплотненности. Так, глинистый сланец атока в юго-восточной части штата Оклахома известен своей неустойчивостью вблизи пологого надвига Чоктоу, между тем как в нескольких километрах к северу от этого надвига, где этот же сланец не подвергся тектоническим перемещениям, осложнения при его разбуривании случаются сравнительно редко.

Первым шагом при выборе композиции бурового раствора, призванной свести к минимуму осложнения в стволе скважины, является сбор максимально возможного объема информации о

геологии, истории развития напряжений в породах и о распространении сбросов в регионе. По каротажным диаграммам, снятым в ближайших скважинах, следует определить градиенты температур и поровых давлений, а также содержание воды в глинистых сланцах в пластовых условиях. Должны быть отобраны и исследованы в лаборатории образцы глинистых сланцев, вызывающих осложнения.

Лучше всего исследования проводить с использованием хорошо сохраненного кернового материала, но, если такие керны отсутствуют, приходится обращаться к буровому шламу. Использование бурового шлама нежелательно, поскольку он подвергается гидратации и вступает в катионообменные реакции с буровым раствором при движении вверх по стволу скважины. Пылевидный шлам из скважин, которые бурят с продувкой забоя воздухом, получают незагрязненным, но гидратационные изменения в шламе все-таки не исключены.

Должны проводиться следующие лабораторные исследования.

1. Анализ глинистых минералов при помощи рентгеновского дифрактометра, измерение катионообменной способности и выявление катионов, вступающих в реакции. В тех случаях, когда оборудование для этих исследований отсутствует, следует проводить испытание метиленовой синью. Это испытание позволяет приблизительно определить объемную долю монтмориллонита в глинистом сланце.

2. Построение изотерм адсорбции по методу Ченеверта. Эти исследования проводятся следующим образом. Высушенные частицы выбуренного глинистого сланца помещают в эксикаторы с насыщенными растворами разных солей с давлениями паров, изменяющимися в широких пределах (табл. 5). После выдержки в течение 1 суток устанавливается 90%-ное равновесие; частицы шлама извлекают из эксикатора и взвешивают, рассчитывают содержание воды и строят зависимость содержания воды от относительной влажности. Активность воды в глинистом сланце при пластовых условиях определяется абсциссой точки изотермы с ординатой, равной содержанию воды в сланце при пластовых условиях. Этот параметр характеризует потенциальное давление набухания глинистого сланца, который впитывает воду из бурового раствора. Чем ниже активность воды в пластовых условиях,

Таблица 5

АКТИВНОСТЬ ВОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ НАСЫЩЕННЫХ СОЛЕВЫХ РАСТВОРАХ

Номер эксикатора	Соль	P/P ₀
1	ZnCl	0,100
2	CaCl ₂	0,295
3	Ca(NO ₃) ₂	0,505
4	NaCl	0,755
5	(NH ₄) ₂ SO ₄	0,800
6	Na ₂ C ₄ H ₄ O ₅ · 2H ₂ O	0,920
7	KH ₂ PO ₄	0,960
8	K ₂ Cr ₂ O ₇	0,908

тем выше максимально возможное давление набухания. Содержание соли в буровом растворе на углеводородной основе, необходимое для уравнивания активности глинистого сланца, можно рассчитать по графикам, аналогичным тем, которые приведены на рисунках 32 и 33.

Следует отметить, что достоверное значение содержания воды в естественном глинистом сланце нельзя рассчитать по плотности частиц бурового шлама, но его можно получить с использованием образца, вырезанного из центральной части хорошо сохранившегося керна, или по данным плотностного каротажа.

Вместо уравнивания шлама в эксикаторах, содержащих насыщенные растворы различных солей, иногда для этого удобно использовать растворы хлорида натрия с возрастающей концентрацией соли, а также растворы хлорида кальция с возрастающей концентрацией. Если после этого построить зависимость равновесного содержания воды от ее солёности, минерализацию бурового раствора, необходимую для достижения сбалансированного давления набухания глинистого сланца, можно непосредственно определить по абсциссе точки кривой этой зависимости с ординатой, равной содержанию воды в сланце при пластовых условиях (рис. 34).

3. Оценка диспергирующей способности. Эти исследования проводятся для того, чтобы определить долю твердой фазы, которая сохраняется в конкретном растворе. Для исследований может быть выбран любой набор стандартных условий, который

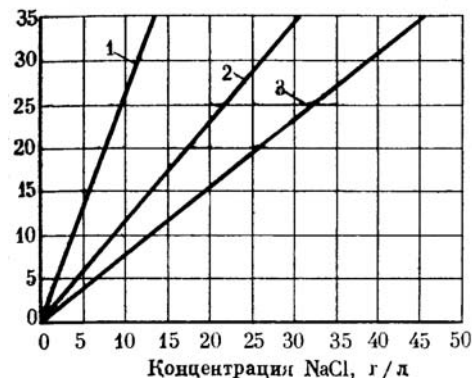


Рис. 32. Расход NaCl в буровых растворах на углеводородной основе со сбалансированной активностью внутренней водной фазы: 1 — 0,1% NaCl ($A_w=0,93$); 2 — 0,2% NaCl ($A_w=0,84$); 3 — 0,27% NaCl — насыщенный раствор ($A_w=0,75$)

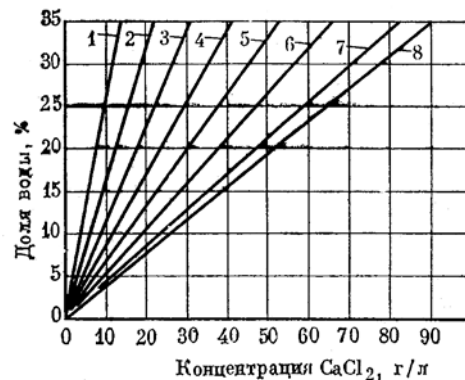


Рис. 33. Расход CaCl₂ в буровых растворах на углеводородной основе со сбалансированной активностью внутренней водной фазы: 1 — 0,1% CaCl₂ ($A_w=0,94$); 2 — 0,15% CaCl₂ ($A_w=0,90$); 3 — 0,2% CaCl₂ ($A_w=0,83$); 4 — 0,25% CaCl₂ ($A_w=0,74$); 5 — 0,3% CaCl₂ ($A_w=0,63$); 6 — 0,35% CaCl₂ ($A_w=0,52$); 7 — 0,4% CaCl₂ ($A_w=0,39$); 8 — 0,426% CaCl₂ — насыщенный раствор при температуре 20 °C ($A_w=0,32$)

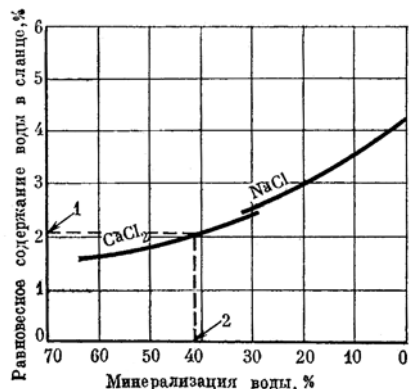


Рис. 34. Определение необходимой минерализации буровых растворов со сбалансированной активностью водной фазы на основании зависимости равновесного содержания воды в глинистом сланце от минерализации воды в исследуемом в эксикаторе сланце: 1 — содержание воды в глинистом сланце в пластовых условиях; 2 — необходимая минерализация воды в буровом растворе

подходит для местных глинистых сланцев и соответствует условиям в скважине. Обычно пробу бурового шлама фракции 2,00–4,76 мм (или осколки керна) сушат, взвешивают и перемещивают с исследуемым буровым раствором в течение 12 ч при температуре 77 °С. После этого буровой раствор пропускают через сито с размером ячеек 0,177 мм, оставшиеся на сите частицы бурового шлама промывают, сушат и взвешивают.

Как информация о геологических условиях, так и результаты лабораторных исследований в одинаковой мере важны для выбора типа бурового раствора, который лучше всего обеспечит устойчивость ствола скважины. Трудно дать какие-либо конкретные рекомендации по данному вопросу, так как на выбор влияют многие переменные факторы. Можно привести следующие факторы, которые обязательно должны учитываться при выборе типа бурового раствора.

1. Полностью защитить сильно набухающие монтмориллоновые сланцы можно только с помощью буровых растворов на углеводородной основе, имеющих сбалансированную активность

водной фазы. Однако на небольших глубинах по экономическим соображениям часто целесообразно допустить некоторую неустойчивость ствола и применить полимерный хлоркалийевый буровой раствор.

2. Когда требуется использовать буровой раствор высокой плотности (для контроля аномально высоких пластовых давлений либо для противодействия высоким напряжениям в горных породах в зонах повышенной надвиговой активности), необходим буровой раствор, допускающий значительное содержание твердой фазы, например известковый, гипсовый с хромлигносульфонатом или гуматно-калийевый буровой растворы. На больших глубинах при высоких забойных температурах следует использовать растворы на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

3. В цементированных глинистых сланцах, которые подверглись значительным тектоническим воздействиям, о чем свидетельствуют большие углы падения пластов и сбросы, почти наверняка будет происходить расширение ствола в результате потери устойчивости, независимо от типа используемого бурового раствора. В этих случаях рекомендуется использовать буровой раствор, который может быть легко очищен, например полиакриламидный хлоркалийевый раствор с предварительно гидратированным бентонитом или хлоркалийевый раствор с ксантановой смолой, имеющей поперечные связи между молекулами.

4. При вскрытии глинистых сланцев, имеющих проникаемые пропластки, необходимых фильтрационных свойств полимерных буровых растворов можно добиться добавлением крахмала или производных целлюлозы.

5. Когда проведение геофизических исследований в скважине или экологические требования обязывают применять буровые растворы на пресной воде, рекомендуется использовать полимерный диаммонийфосфатный раствор.

Лабораторные исследования поведения буровых растворов целесообразно проводить, когда нужно выбрать наилучший из нескольких или определить оптимальную композицию для конкретного раствора. Такие исследования должны выполняться при моделируемых скважинных условиях. В процессе таких исследований образцы глинистого сланца нельзя просто

погружать в испытуемый раствор, так как получаемые результаты могут ввести в заблуждение. Ничем не ограниченный глинистый сланец может разрушиться без возникновения в нем заметного давления набухания, в то время как сланец, вскрытый в скважине, не будет разрушаться до тех пор, пока давление набухания не станет достаточным, чтобы центробежное растягивающее напряжение превысило предел текучести.

Исследования рабочих свойств могут проводиться на буровом стенде с микродолотом или на модели скважины, такой как показана на рисунке 18.

Образцы вырезаются из кернов или реконструируются в уплотнительной камере (например, такой как показана на рисунке 25) из водного раствора порошкообразного глинистого сланца. Природные образцы позволяют более точно воспроизвести условия в скважине, но, так как не существует двух абсолютно одинаковых природных образцов, каждый эксперимент должен повторяться на нескольких таких образцах, а результаты усредняться. Реконструированные образцы обеспечивают значительно лучшую воспроизводимость результатов, но при этом можно делать только качественную оценку, поскольку условия, которые возникли в горной породе за несколько миллионов лет, не могут быть точно воспроизведены в лаборатории всего за несколько дней.

Время, необходимое для уплотнения, резко возрастает с увеличением высоты образца, так как вначале уплотнение происходит по базальным поверхностям, что значительно ограничивает отток воды от центра образца. Однородный образец высотой 50 мм с равномерно распределенным давлением уплотнения может быть изготовлен за один день. Результаты исследований поведения выбранных буровых растворов на модели скважины могут быть использованы для оценки их влияния на характер разрушения (пластическое течение или хрупкое разрушение с образованием твердых обломков); гидратацию стенки центрального канала в образце, которая может быть определена путем отбора пробы из гидратированной зоны у стенки канала и сравнения содержания воды в ней с содержанием воды в первоначальном образце; диаметр канала, который можно определить по объему нефти, необходимому

для его заполнения. Если канал расширится настолько, что образец разрушится, время до разрушения может быть использовано в качестве одного из параметров.

На недавно открытых площадях, для которых нет достаточного объема необходимой информации (например, данных о литологии, градиентах пластового давления и давления разрыва пород), а получение образцов глинистых сланцев может быть затруднено, очень трудно составлять программы использования буровых растворов. В первых скважинах на таких площадях необходимо интенсивно отбирать образцы (предпочтительно при бурении с отбором керна) и исследовать их в лаборатории, а результаты этих исследований коррелировать с промысловыми данными. Накопленная информация поможет сэкономить много времени и средств при бурении последующих скважин, а также уменьшить объем требуемых лабораторных исследований.

Вряд ли необходимо говорить о том, что ни один из буровых растворов не поможет сохранить устойчивость ствола, если не обеспечить поддержания заданных свойств раствора. Именно поэтому так важно проводить частые проверки свойств бурового раствора и на их основе — его исправительные обработки. При бурении с использованием полимерных буровых растворов очень важно, чтобы концентрация полимера поддерживалась на требуемом уровне. Снижение концентрации полимера вследствие адсорбции на частицах бурового шлама происходит очень быстро, особенно при высоких скоростях бурения. По мере снижения концентрации полимера увеличивается скорость диспергирования шлама, что еще больше увеличивает скорость адсорбции полимера. Адсорбция полимера продолжается до тех пор, пока концентрация полимера не приблизится к нулю, что ведет к серьезной дестабилизации ствола скважины.

Для поддержания устойчивости ствола важно обеспечить правильный режим бурения. Опыт показывает, что при сохранении вертикальности ствола и исключении его резких искривлений в глинистых сланцах, вызывающих осложнения, происходит значительно менее интенсивное увеличение диаметра скважины. Для снижения до минимума пульсаций давления во

время спускоподъемных операций скорость движения бурильной колонны должна поддерживаться на низком уровне. Высокие скорости раствора в затрубном пространстве вызывают увеличение диаметра ствола при разбурировании галечников и обваливающихся сильнонапряженных пород, а также усиливают расширение ствола в результате взаимодействия глинистых сланцев с буровым раствором. Эрозия становится значительно более интенсивной при турбулентном течении раствора. Скорость раствора в затрубном пространстве может быть снижена путем уменьшения подачи буровых насосов или посредством установки насадок долота меньшего диаметра при неизменном давлении на насосах. Может понадобиться и регулирование реологических свойств бурового раствора с целью повышения его несущей способности или перехода от турбулентного режима течения к ламинарному.

Раздел 9

Поглощения

Циркулирующий в скважине буровой раствор может уходить в трещины, образующиеся вследствие чрезмерных давлений бурового раствора, в ранее существовавшие открытые трещины или в большие полости, обладающие структурной прочностью (такие, как крупные каверны или каналы, образовавшиеся в результате выщелачивания). Ниже рассматриваются условия, способствующие возникновению всех этих причин поглощения.

ТРЕЩИНЫ, ОБРАЗУЮЩИЕСЯ ПРИ БУРЕНИИ

Механизм образования трещин при бурении скважины аналогичен гидравлическому разрыву во время ее заканчивания; единственное различие между ними заключается в том, что второй совершается преднамеренно и желателен, а первый — непреднамерен и в высшей степени нежелателен. Трещина возникает во всех случаях, когда разность между давлением бурового раствора и пластовым давлением ($P_{p-ра} - P_{пл}$) превышает прочность пласта на растяжение плюс напряжение сжатия в окружающем скважину массиве горных пород. Поскольку прочность пород на растяжение обычно мала по сравнению с напряжениями сжатия, ее обычно (хотя и не всегда обоснованно) исключают из расчетов. Образующаяся трещина распространяется перпендикулярно к направлению действия наименьшего главного напряжения. За исключением районов с активным горообразованием наименьшее главное напряжение горизонтально, поэтому образующаяся при бурении трещина вертикальная. Наименьшее главное напряжение σ_3 равно вызываемому горным давлением эффективному напряжению ($S - P_{пл}$), умноженному на коэффициент k_1 , численное значение которого зависит от тектонической истории данного геологического района. Поэтому трещина будет возникать, когда:

$$P_w - P_{пл} > k_1(S - P_{пл}), \quad (1)$$

где P_w — гидродинамическое давление бурового раствора в скважине.

Следует отличать давление, которое требуется для инициирования трещины, и давление, необходимое для ее

распространения. На стенке скважины возникает концентрация центробежных растягивающих напряжений. Они зависят от соотношения двух главных горизонтальных напряжений σ_2 и σ_3 , которые могут распределяться вокруг ствола скважины неравномерно. Для инициирования трещины ($P_w - P_{пл}$) должно быть больше минимального значения центробежного растягивающего напряжения, а для того, чтобы она распространилась за пределы зоны проявления этих напряжений, ($P_w - P_{пл}$) должно превышать σ_3 . Минимальное центробежное растягивающее напряжение может изменяться от нуля до $2\sigma_3$, поэтому давление начала образования трещины может быть выше или ниже давления ее распространения (рис. 1).

Плотность бурового раствора при бурении скважины должна поддерживаться достаточно высокой, чтобы не допустить притока пластовых флюидов в ствол, но не настолько, чтобы вызвать образование трещин. При разбуривании пластов с

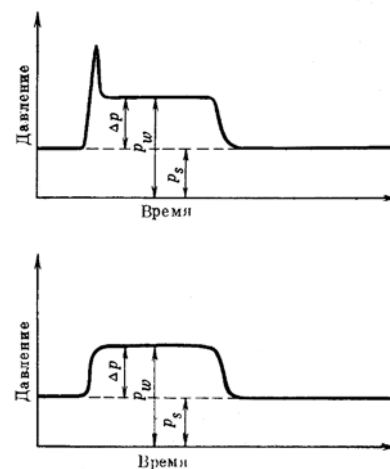


Рис. 1. Идеализированные диаграммы поведения давления при гидравлическом разрыве пласта для различных условий в скважине

нормальным давлением, когда диапазон регулирования перепада давлений достаточно велик, никаких проблем не возникает. Однако в зонах аномально высокого давления разность между давлением разрыва породы и пластовым давлением становится весьма небольшой. В этом случае большое значение для построения правильного графика использования буровых растворов и проектирования конструкции скважины, сводящих к минимуму опасность осложнений, приобретает возможность надежного прогнозирования пластового давления и давления разрыва породы.

Пластовое давление можно определить по диаграммам электрического каротажа или по диаграммам акустического каротажа в соседних скважинах. Объемная плотность глинистых сланцев прямо связана с удельным сопротивлением и со временем распространения упругой волны. Таким образом, кривая удельного сопротивления глинистых сланцев или времени пробега позволяет выявить аномалии в объемной плотности (рис. 2), которая связана с пластовым давлением.

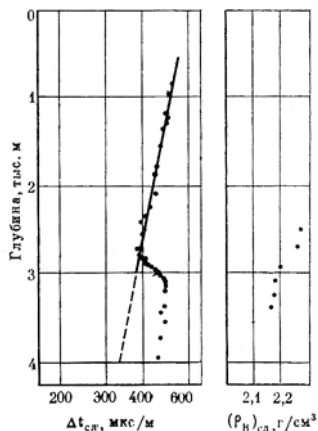


Рис. 2. Зависимость времени пробега упругой волны и объемной плотности глинистых сланцев от глубины залегания (на глубине примерно 2800 м показана верхняя граница зоны аномально высокого давления)

Для каждого геологического района эта связь определяется эмпирически путем измерения давлений пластового флюида в линзах песчаника. На рисунке 3 показана зависимость градиента давления флюида от времени распространения акустической волны в глинистых сланцах. После установления этой зависимости ее можно использовать для прогнозирования пластовых давлений в последующих скважинах.

Менее точный, но более удобный метод основан на построении зависимости скорости проходки от глубины. Скорость проходки связана с параметром $(P_{p-ра} - P_{пл})$. Нормализованная скорость механического бурения выражается следующим уравнением:

$$R/N = a(W/D)^d, \quad (2)$$

где a и d — константы.

Зависимость экспоненты d от $(P_{p-ра} - P_{пл})$ для конкретного района устанавливается при помощи прямых измерений (рис. 4). Давление гидроразрыва пород на любой глубине можно прогнозировать с помощью уравнения 2, в котором

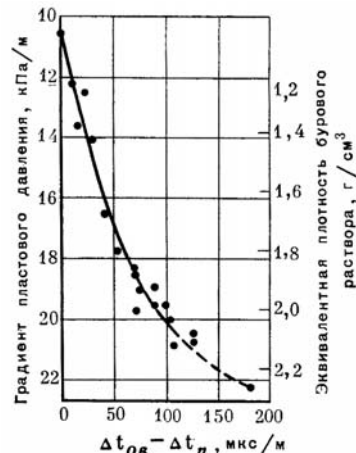


Рис. 3. Корреляционная зависимость между временем распространения акустической волны в глинистых сланцах и градиентом пластового давления

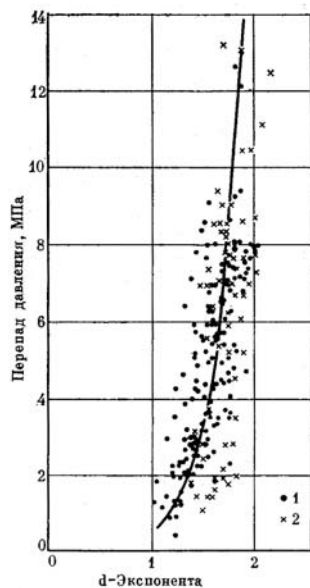


Рис. 4. Зависимость между d -экспонентой и перепадом давления на основании данных по отработке долот: 1 — данные для зон с нормальными давлениями; 2 — данные для зон с аномально высокими давлениями

это давление подставляют вместо $P_{пл}$, если известно значение k_1 для данного региона. Методы эмпирического определения k_1 описаны Итоном, а также Метьюзом и Келли. Хотя логические обоснования этими авторами различны, оба метода основаны главным образом на степени уплотнения глинистых сланцев, определяемой по данным электрического или акустического каротажа, и корреляционной зависимости степени уплотнения с наблюдаемыми градиентами разрыва пород.

До сих пор рассматривали разрыв пласта в условиях, когда значительные объемы скважинного флюида не проникают в породу, как это происходит в присутствии глинистой корки. В

Таблица 1
СРЕДНЯЯ ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Горная порода	Предел прочности при сжатии, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сдвиге, МПа	Коэффициент Пуассона
Песчаник	89,6	3,1	9,0	0,27
Мрамор	62,1	2,1	9,3	0,27
Известняк	75,8	1,4	8,3	0,23
Гранит	137,9	4,5	13,8	0,21

Примечание: приведенные значения прочности являются средними. Прочность одной и той же породы меняется в широком диапазоне, например предел прочности при сжатии для известняка может колебаться от 27,6 до 137,9 МПа.

отсутствие глинистой корки, в результате притока жидкости из пласта в скважину концентрация напряжений на стенке ствола уменьшается, поэтому снижается и давление разрыва породы. Однако лабораторные исследования показали, что влияние проникающей жидкости зависит от типа горной породы и уровня напряжений. Было установлено, что проникновение жидкости снижает давление разрыва пород низкой пористости (таких, как глинистые сланцы) при уровне напряжений выше 7–14 МПа, а пород высокой проницаемости при уровне напряжений 35–70 МПа.

Трещина после возникновения продолжает распространяться, и поглощение бурового раствора продолжается до тех пор, пока давление у окончания трещины не станет ниже регионального давления разрыва пород за счет трения или фильтрационных потерь по длине трещины либо вследствие прекращения работы насосов.

ЕСТЕСТВЕННЫЕ ОТКРЫТЫЕ ТРЕЩИНЫ

Естественные открытые трещины в горной породе могут существовать только в том случае, если одно из главных напряжений растягивающее. Прежде считали, что условия абсолютного растяжения не могут существовать в поле сжатия, преобладающего под землей. Однако на основании комбинированной (Гриффита и Мора) диаграммы разрушения

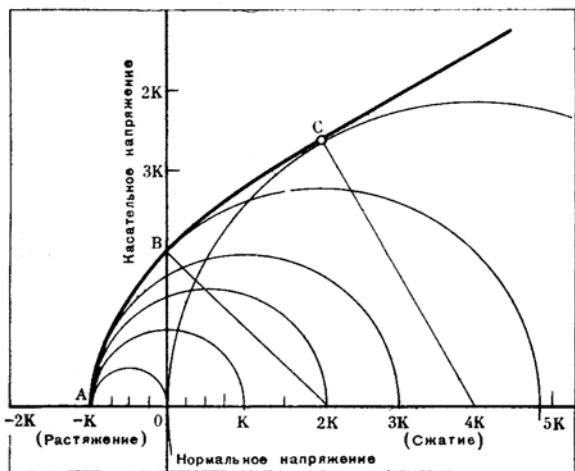


Рис. 5. Диаграмма сложного разрушения, на которой показано семейство окружностей напряжений Мора с общей точкой А

(рис. 5) Секор показал, что трещины растяжения могут образовываться до глубины, на которой $\sigma_1 = 3K$ (где K — прочность на растяжение, МПа), и оставаться открытыми до глубины, на которой $\sigma_1 = 8K$.

Эффективные напряжения снижаются с увеличением пластического давления. Следовательно, максимально допустимая глубина для открытых трещин в зонах аномально высоких давлений больше, чем в зонах нормальных давлений. На рисунке 6 показано влияние положительного приращения $P_{пл}$, а рисунок 7 позволяет определить максимальные глубины, на которых могут встретиться открытые трещины.

При бурении скважины давление бурового раствора $P_{р-ра}$ обычно превышает $P_{пл}$, поэтому, если вскрывается пласт с открытой трещиной, обязательно происходит поглощение бурового раствора, пока $P_{р-ра}$ не становится меньше $P_{пл}$ в результате проявления тех же механизмов, которые ограничивают распространение искусственно создаваемых трещин.

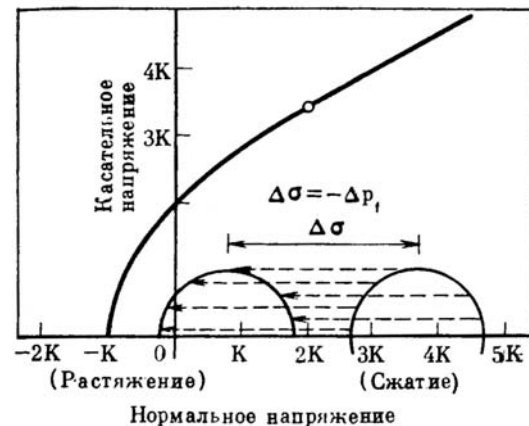


Рис. 6. Диаграмма разрушения, показывающая влияние положительного приращения давления жидкости на положение окружности напряжений Мора при неизменных суммарных главных напряжениях

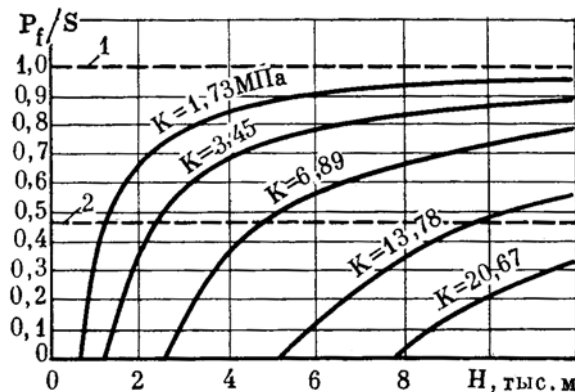


Рис. 7. График для случая вертикального σ_1 , характеризующий максимальные глубины, на которых в породах различной прочности на растяжение могут образоваться открытые трещины (объемная плотность породы — $2,3 \text{ г/см}^3$): 1 — горное давление; 2 — гидростатическое давление

ПОЛОСТИ, ОБЛАДАЮЩИЕ СТРУКТУРНОЙ ПРОЧНОСТЬЮ

В отсутствие растягивающих напряжений пустоты в горной породе могут существовать только в том случае, если они обладают достаточной структурной прочностью, чтобы выдерживать сжимающие усилия в земной коре. Примерами таких полостей являются:

1) каналы растворения, образованные водой, просачивающейся сквозь карбонатные породы в течение миллионов лет. Размер этих каналов может изменяться в широком диапазоне (от размера булавочной головки до размера больших каверн). Известняки часто содержат пустоты (небольшие полости), соединенные между собой каналами растворения. Структурная прочность таких пустот снижается с увеличением их размера, поэтому крупные каверны обнаруживаются только на небольших глубинах;

2) свободное пространство в грубозернистых пластах, например в галечнике;

3) естественные трещины, которые под действием сил сжатия сомкнулись, но частично сохранили проницаемость из-за расклинивающего действия неровностей, роста кристаллов на их стенках или присутствия обломков породы. Такие трещины могут иметь ширину от нескольких микрометров до нескольких миллиметров. Некоторые обычно непроницаемые породы обладают заметной трещинной проницаемостью благодаря множеству микротрещин.

Буровой раствор может поглощаться любым отверстием, пока $P_{p-ра} > P_{пл}$, если только буровой раствор не содержит частиц, достаточно больших, чтобы закупорить это отверстие. Отверстия в поле сжатия отличаются от раскрытых трещин растяжения тем, что они не увеличиваются в размере, пока P_w не превысит $P_{разрыва}$.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Для ликвидации поглощений использовали самые разные материалы, которые можно подразделить на следующие категории.

1. Волокнистые материалы, такие как измельченные стебли сахарного тростника, волокна хлопка, свиная щетина, измельченные автомобильные покрышки, древесные волокна, опилки, бумажная масса, обладающие сравнительно небольшой жесткостью и способные проникать под давлением в крупные отверстия. Если в пласт закачивается значительный объем бурового раствора, содержащего много волокнистого материала, последний может создать достаточное сопротивление трения и обеспечить изоляцию. Однако, когда пустоты в пласте слишком малы для проникновения в них волокон, на стенке скважины образуется очень толстая фильтрационная корка, которая удаляется в процессе очистки ствола.

2. Чешуйчатые материалы, такие как кусочки целлофановой пленки, чешуйки слюды, пластмассовые пластинки и древесная щепа. Предполагается, что эти материалы плотно прижимаются к поверхности пласта и таким образом перекрывают пустоты. Если этот материал обладает достаточной прочностью, чтобы выдержать давление бурового раствора, образуется плотная фильтрационная корка. В противном случае такой материал залавливается в пустоты и его уплотняющее действие такое же, как и волокнистых материалов.

3. Зернистые материалы, такие как измельченная скорлупа орехов или раздробленные карбонаты, которые обладают достаточной прочностью и жесткостью. Эти материалы, застревая непосредственно в каналах, герметизируют их аналогично сводообразующей твердой фазе в породах нормальной пористости, эти материалы должны содержать определенное число частиц, имеющих размер примерно равный диаметру отверстий, а также набор частиц меньших размеров.

Эксперименты, проведенные Говардом и Скоттом, показали, что чем выше концентрация таких частиц в буровом растворе, тем больше размер закупориваемых отверстий (рис. 8), и чем прочнее зернистый материал, например скорлупа орехов, тем большие (по сравнению с волокнистыми или чешуйчатыми материалами) отверстия он перекрывает. Однако зернистый материал малой прочности (например, вспученный перлит) таким преимуществом не обладает (табл. 2).



Рис. 8. Зависимость наибольшего размера закупориваемой трещины от концентрации материала для борьбы с поглощениями (МБП): 1 — типичный волокнистый материал; 2 — типичный пластинчатый материал; 3 — типичный зернистый материал.

4. Растворы, прочность которых растет со временем, например гидравлический цемент, смеси дизельного топлива и бентонитового раствора, а также буровые растворы с высокими фильтрационными потерями. Чистый цемент обычно используют только для исправительного цементирования у башмака обсадной колонны. При использовании тампонажного раствора в необсаженном стволе прочность цементного камня может снизиться из-за загрязнения буровым раствором. Кроме того, при разбуривании цементной пробки существует опасность ухода ствола в сторону.

Во время приготовления растворов бентонита в дизельном топливе (БДТ) в нем можно легко растворить большие количества (860 кг/м³) бентонита. Когда раствор БДТ смешивают с водой или буровым раствором, происходит гидратация бентонита и образуется плотная пластичная масса, прочность которой на сдвиг зависит от соотношения объемов бурового раствора и БДТ. Посредством добавления к дизельному топливу вместе с бентонитом цемента можно получить раствор (БЦДТ), при схватывании которого получается твердая масса.

На стенде, на котором растворы прокачивали между подпружиненными дисками, воспроизводящими искусственно созданную

Таблица 2
РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЗАКУПОРИВАЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ

Закупоривающий материал	Вид материала	Размер частиц, мм	Концентрация, кг/м³	Наибольший размер закупориваемых трещин, мм
Скорлупа орехов	Зернистый	0,15–2,00 (50 %)	57	5,1
	«»	2,00–4,76 (50 %)		
Пластмасса	«»	2,00–4,76 (50 %)	57	5,1
Известняки	«»	2,00–4,76 (50 %)	114	3,1
Сера	«»	2,00–4,76 (50 %)	342	3,1
Скорлупа орехов	«»	0,15–0,59 (50 %)	57	3,1
	«»	1,19–2,00 (50 %)		
Вспученный перлит	«»	0,15–2,00 (50 %)	171	2,7
	«»	2,00–4,76 (50 %)		
Целлофан	Пластинчатый	19,05 (чешуйки)	23	2,7
Опилки	Волокнистый	6,35	28	2,7
Сено луговое	«»	12,7	28	2,7
Кора	«»	9,53	28	1,9
Шелуха семян хлопка	Зернистый	Мелкоизмельченная	28	1,6
Сено луговое	Волокнистый	9,53	34	1,3
Целлофан	Пластинчатый	12,7 (чешуйки)	23	1,3
Измельченная древесина	Волокнистый	6,35	23	0,9
Опилки	«»	1,59	57	0,4

трещину, Мессенджер изучал влияние состава растворов БДТ и БЦДТ, а также влияние объема добавляемого к ним бурового раствора на интенсивность поглощения. Прочность растворов на сдвиг рассчитывали по усилию, создаваемому пружинами. Мессенджер рекомендовал соотношения бурового раствора и раствора БДТ от 1:1 до 2:1, так как растворы, которые никогда не затвердевают, образуют «дышащее уплотнение».

Такое уплотнение при возникновении импульса давления во время последующих буровых работ деформируется, не теряя герметичности. Растворы, которые не развивают прочности на сдвиг, превышающей 35 кПа, можно готовить на поверхности

и закачивать в скважину по бурильной колонне. Они подходят для изоляции небольших трещин. Растворы, которые развивают прочность на сдвиг достаточно высокую для перекрытия больших трещин, должны затворяться в стволе скважины непосредственно у зоны поглощения путем нагнетания раствора БДТ по бурильной колонне, а бурового раствора по кольцевому пространству.

Для перекрытия трещин или каналов в проницаемых породах подходят растворы с высокими фильтрационными потерями. При быстрой фильтрации образуется фильтрационная корка, которая, в конце концов, полностью заполнит трещину или небольшую полость. Один из таких растворов состоит из аттапульгита, скорлупы орехов, хлопковых волокон и при необходимости барита. Фильтрационные потери для этой смеси на стандартном фильтре-прессе АНИ составляют примерно 30 см³, но могут быть увеличены посредством добавления извести. Другая смесь состоит из аттапульгита, диатомовой земли, зернистых и волокнистых материалов для борьбы с поглощениями (МБП). После флокулирования в результате добавления хлорида натрия в концентрации 28 кг/м³ эта смесь имеет фильтрационные потери, составляющие несколько сотен кубических сантиметров.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ

Когда случается поглощение, необходимо прежде всего определить его причину и место, а также характеристики пород на установленной глубине. Значительный объем информации часто может дать анализ ситуации. Например, если поглощение происходит при возобновлении бурения в зоне с нормальным пластовым давлением без изменения плотности бурового раствора, наиболее вероятной его причиной является полость, которую только что вскрыло долото. Если поглощение возникает во время спуска в скважину колонны, вполне можно допустить, что переходный импульс давления вызвал образование трещины.

Если глубина, на которой происходит поглощение, не очевидна, для ее определения следует провести скважинные исследования. Получаемые данные крайне необходимы для

правильного размещения МБП. Кроме того, полезную информацию о литологии пласта на глубине осложнения может предоставить местный геолог. Одним из методов исследования является закачивание охлажденного бурового раствора с последующим проведением термокаротажа. Резкое изменение в характере температурной кривой указывает на изменение поглощения. В другом методе в скважину спускают датчик, с помощью которого контролируется перемещение бурового раствора по стволу скважины. Нисходящий поток бурового раствора на диафрагме создает перепад давления, под действием которого датчик передает сигнал на поверхность по кабелю, на котором подвешен прибор. Полезную информацию можно также получить в ходе наблюдения за уровнем жидкости в скважине после остановки насосов, особенно в том случае, если для данной площади известны пластовые давления и градиенты разрыва пород. Уровень жидкости можно определить с помощью эхолота или менее точно путем подсчета числа ходов насоса, необходимого для заполнения скважины.

Диагностика стоит денег и требует затрат времени, но обычно она себя оправдывает, так как позволяет немедленно применить наилучшее средство борьбы с поглощением и исключает дорогостоящий, а иногда и опасный метод проб и ошибок. Ниже описаны симптомы и рекомендуемые способы борьбы с различными видами поглощений.

ПОГЛОЩЕНИЯ СТРУКТУРНЫМИ ПОЛОСТЯМИ

При уходе бурового раствора в каверны, пласты с высокой пористостью, расклиненные трещины и в другие пустоты уровень бурового раствора в кольцевом пространстве снижается до тех пор, пока гидростатическое давление не становится равным пластовому. Представление о размере пустот можно получить путем измерения скорости, с которой снижается уровень раствора. Эта скорость может быть очень высокой, когда поглощающими являются кавернозные известняки, или настолько низкой (при уходе раствора в небольшие отверстия), что при

промывке часть раствора может возвращаться на поверхность. Интенсивность поглощения зависит также от глубины: обычно чем больше глубина, тем мельче должны быть отверстия.

Поглощающие крупные каверны встречаются на небольших глубинах, при их вскрытии обычно долото «проваливается» на несколько метров. Ликвидировать поглощения такими кавернами очень трудно; можно закачать в них большие объемы растворов МБП без заметного повышения давления на насосах. Иногда обращались к необычным средствам, например, сбрасывали в скважину мешки с цементом (без растаривания). Но чаще проблема решалась уменьшением давления столба бурового раствора ниже уровня пластового давления и дальнейшим бурением с применением азрированного бурового раствора или «пены» до глубины установки «башмака» промежуточной обсадной колонны. Этот метод ненадежен, так как при чрезмерном снижении плотности раствора может возникнуть приток пластовых флюидов в ствол скважины, который можно прекратить только созданием противодавления. Иногда применяется еще один способ — бурение с применением воды без выхода ее на дневную поверхность, чтобы восходящий поток воды и шлама достигал в зону поглощения. Поглощения породами с полостями меньших размеров, но слишком больших, чтобы их можно было закупорить зернистым материалом, можно ликвидировать закачиванием вязких растворов МБП или схватывающихся растворов, которые со временем развивают высокую прочность на сдвиг. Высокие давления нагнетания в этих случаях нежелательны, так как при этом повышается опасность образования трещин.

Поглощения кавернозными известняками, пластами гравия и расклиненными трещинами лучше всего ликвидировать путем использования буровых растворов с зернистыми МБП до полного разбуривания таких пород. Требуемый размер и концентрацию материала для борьбы с поглощениями можно определить лишь экспериментальным путем. Исследования лучше всего начинать с малых концентраций (например, 15 кг/м³) мелкозернистых фракций и добавлять во все возрастающих концентрациях более крупные фракции, если в этом есть необходимость. При бурении в непродуктивных пластах измельченную скорлупу орехов следует предпочесть раздробленным карбона-

там, так как она менее абразивная и примерно в 2,5 раза легче. Поэтому для обеспечения одинакового объема закупоривающих частиц такого материала по массе требуется в 2,5 раза меньше, а для удержания его во взвешенном состоянии нужен буровой раствор с низким предельным статическим напряжением сдвига. Однако при разбуривании потенциально продуктивных пластов необходимо использовать карбонаты, так как благодаря растворимости в кислотах удаётся предотвратить их отрицательное воздействие на продуктивность пласта.

ПОГЛОЩЕНИЕ ПРИ ПОНИЖЕННЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЯХ

Когда поглощение происходит в процессе бурения в условиях полного заполнения ствола скважины после остановки насосов, это означает, что осложнение вызвано незначительным повышением забойного давления из-за гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве. Иными словами, $P_{\text{гидродинамическое}} > P_{\text{разрыва}}$ а $P_{\text{р-ра}}$ нет. Когда насосы останавливаются, трещина смыкается, и твердая фаза бурового раствора перекрывает отверстие. Аналогично, когда $P_{\text{р-ра}}$ близко к $P_{\text{разрыва}}$ может произойти временное поглощение из-за импульсов давления при спуске колонны или вследствие возникновения пиковых забойных давлений при возобновлении промывки после спускоподъемных операций.

Временные поглощения такого рода лучше всего устранять регулированием свойств бурового раствора и режима промывки, а не применением материалов для борьбы с поглощениями. Рекомендуются следующие мероприятия:

- поддержание наименьшей плотности бурового раствора, обеспечивающей безопасное ведение буровых работ;
- создание наименьшего расхода бурового раствора, при котором достигается нормальная очистка ствола скважины;
- регулирование реологических свойств с целью обеспечения максимальной очистки ствола при минимальном перепаде давления в кольцевом пространстве;
- предотвращение образования сальников на долоте и утяжеленных бурильных трубах;

— медленный спуск колонны и постепенное расширение ствола при включенных насосах;

— многократное возобновление промывки во время спуска колонны в скважину и медленное восстановление циркуляции после окончания спуска с обязательным приподниманием колонны;

— уменьшение предельного статического напряжения сдвига.

Если поглощение бурового раствора происходит даже при оптимальных рабочих условиях, необходимо применить какой-либо материал для борьбы с поглощениями. Наиболее простым и эффективным методом ликвидации поглощения, по-видимому, является непрерывная циркуляция измельченной скорлупы орехов в процессе бурения. Говард и Скотт показали, что этот материал закупоривает образующиеся трещины и предупреждает их распространение. Альтернативным методом является продавливание в затрубное пространство мягких пластических масс раствора БДТ, которые при деформации под действием переходных давлений сохраняют герметичность. Однако для перекрытия новых трещин по мере их появления могут потребоваться дополнительные порции раствора БДТ.

ПОГЛОЩЕНИЯ, ВЫЗЫВАЕМЫЕ ГИДРОСТАТИЧЕСКИМ ДАВЛЕНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА, ПРЕВЫШАЮЩИМ ДАВЛЕНИЕ РАЗРЫВА ПОРОДЫ

В этом случае $P_{p-ра}$ превышает $P_{разрыва}$ и уровень жидкости в скважине после остановки насосов снижается, пока гидростатическое давление столба не станет равным $P_{разрыва}$. С такими поглощениями обычно сталкиваются тогда, когда для предотвращения выброса из скважины повышают плотность бурового раствора. При этом градиент давления бурового раствора может превысить градиент давления разрыва пород в каком-либо верхнем интервале ствола. Обычно трещина образуется непосредственно под башмаком обсадной колонны, где разность между $P_{p-ра}$ и $P_{разрыва}$ наибольшая (рис. 9). В отсутствие возможности спустить дополнительную обсадную колонну единствен-

ный способ устранения поглощения заключается в закачивании в трещину МБП до тех пор, пока давление нагнетания не превысит максимальное переходное давление, которое ожидается при возобновлении буровых работ. Сообщалось, что конечные давления нагнетания в этом случае достигали 7 МПа. Высокие давления нагнетания способствуют упрочнению ствола скважины в результате расширения трещины, благодаря чему центробежные растягивающие напряжения на стенке скважины повышаются (рис. 10). Следует обратить внимание на то, что давление нагнетания вызывает образование и изоляцию новых трещин ниже первоначальной. О появлении таких трещин свидетельствуют колебания давления нагнетания.

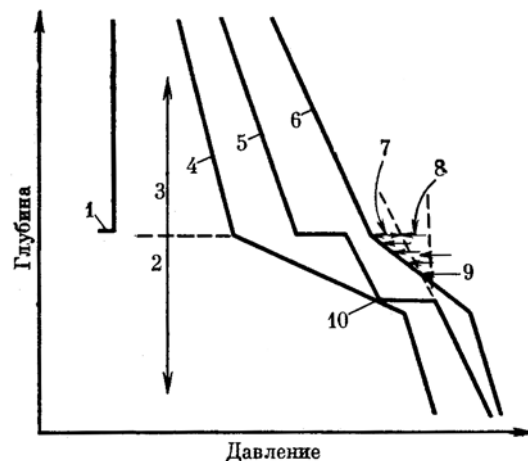


Рис. 9. Диаграмма, иллюстрирующая образование трещин при повышении плотности бурового раствора для предотвращения выброса: 1 — башмак обсадной колонны; 2 — аномально высокое давление; 3 — нормальное давление; 4 — пластовое давление $P_{пл}$; 5 — давление бурового раствора $P_{D-ра}$; 6 — давление разрыва пород $P_{разрыва}$; 7 — начальная трещина в точке максимального перепада давления; 8 — давление нагнетания; 9 — последующие трещины, образующиеся при нагнетании; 10 — выброс

Под высоким давлением в трещины можно задавить волокнистые материалы, смеси волокнистых и зернистых материалов, растворы бентонита и цемента в дизельном топливе, а также растворы с высокими фильтрационными потерями. К этим материалам, прежде всего, предъявляется требование — создавать изоляцию с достаточной прочностью на сдвиг. Кроме того, они не должны поступать обратно в скважину после снятия давления нагнетания.

Как уже говорилось, открытые трещины возникают, когда одно из главных напряжений есть напряжение растяжения. Поскольку в настоящее время нет средств измерения напряжений в горных породах бурящейся скважины, нет и возможности дифференцировать естественные открытые трещины от искусственно образованных. Для ликвидации поглощений породами с искусственными или естественными трещинами прибегают к нагнетанию в них материалов под высоким давлением для повышения центробежных растягивающих напряжений на стенке скважины, поэтому естественные открытые трещины могут вполне остаться невыявленными.

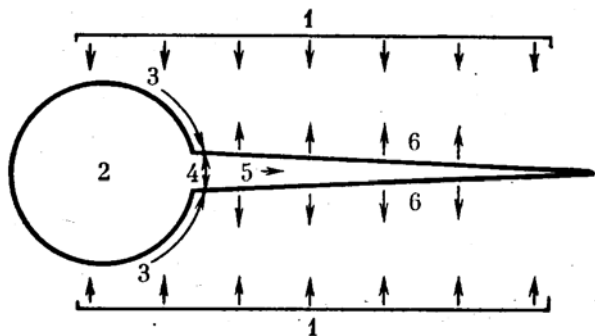


Рис. 10. Диаграмма, иллюстрирующая механизм изоляции вертикальной трещины путем нагнетания материала для борьбы с поглощениями: 1 — наименьшее главное горизонтальное напряжение σ_3 ; 2 — ствол скважины; 3 — центробежное растягивающее напряжение; 4 — максимальное давление нагнетания; 5 — МБП; 6 — фильтрация через стенку трещины

Раздел 10

Прихваты инструмента

Прихваты бурильных колонн являются наиболее распространенной проблемой при бурении скважин. Предотвращение прихватов труб и ускорение их освобождения в случае возникновения имеют важное значение для буровых операций.

ПРИЧИНЫ ПРИХВАТА ТРУБ

Прихват бурильных труб может вызываться причинами, описанными ниже. Возможно, что возникновению конкретной ситуации с прихватом труб способствуют несколько причин:

1. Образование желобов на стенках скважины.
2. Частицы выбуренной и обвалившейся породы, а также посторонние предметы в скважине.
3. Ствол скважины с диаметром меньше номинального.
4. Перепад давления в стволе скважины.
5. Вяжущие вещества.

Образование желобов на стенках скважины

В процессе бурения к долоту через УБТ прилагается нагрузка, и, как правило, бурильная труба находится в состоянии растяжения. Величина растяжения постепенно возрастает вверх — от верха УБТ к столу бурового ротора. Если скважина отклоняется от вертикали и при продолжении бурения эта часть ствола противоположна натянутой бурильной трубе, то труба будет стремиться врезаться в стенку скважины. Это явление схематически проиллюстрировано на рисунках 1 и 2. Оно называется образованием желобов на стенках скважины.

В этом желобе вероятнее всего произойдет прихват частей бурильной колонны с наибольшим диаметром. На рисунке 3 показан прихват УБТ в таком желобе. Особенно подвержены застреванию в желобе различных компонентов «компоновки нижней части бурильной колонны».

После образования желоба в скважине часть его конфигурации с малым диаметром необходимо расширить до диаметра достаточно большого для пропускания всех частей бурильной колонны. Имеются различные расширительные устройства для

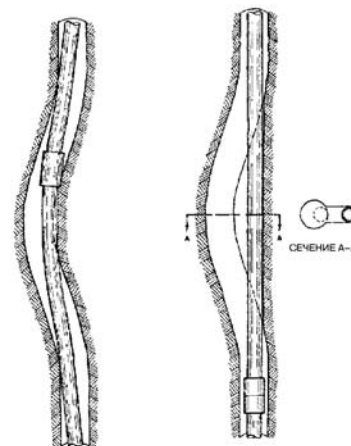


Рис. 1. Образование желоба на стенке искривленной скважины

Рис. 2. Положение трубы после образования желоба на стенке скважины

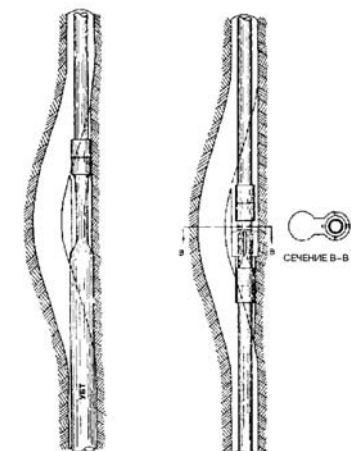


Рис. 3. Прихват УБТ в желобе

Рис. 4. Действие расширителя при расширении желоба

достижения этой цели, и действие такого устройства показано на рисунке 4.

В прямой скважине желоба не образуются. Если производится бурение скважины, близкой к вертикали, проблемы в связи с образованием желобов на стенках скважины сводятся к минимуму. На скорость образования желобов на стенках скважины влияет смазывающая способность бурового раствора. Бурильная труба будет медленнее врезаться в верхнюю сторону искривленного участка скважины, если коэффициент трения бурового раствора будет низким.

Частицы в скважине

Твердые частицы любого характера, которые слишком велики, чтобы свободно пройти через затрубное пространство, могут заклиниваться между бурильной колонной и стенками скважины и вызывать прихват трубы. При этом частицы малого размера могут вызывать прихват трубы против стабилизаторов большого диаметра или других частей «компоновки нижней части бурильной колонны». К числу частиц, которые могут приводить к прихвату труб, относятся посторонние частицы типа шарошек долот или обломков породы, которые падают в затрубное пространство со стенок скважины. Когда одновременно в скважину падает небольшое количество обломков породы, прихвата труб можно избежать умелой манипуляцией буровыми инструментами.

Существует два определенных подземных условия, в результате которых происходит значительное обрушение. **Это отрицательное дифференциальное давление и наличие хрупкого сланца, находящегося под действием тектонических напряжений.**

Отрицательное дифференциальное давление возникает, когда гидростатический напор столба бурового раствора меньше давления на поровые флюиды пласта. Значительное обрушение из-за отрицательного дифференциального давления, как правило, возникает при бурении с очисткой забоя воздухом или газом. Когда долото проходит через находящиеся под давлением и относительно непроницаемые породы с использованием в качестве бурового флюида воз-

духа или газа, логично ожидать падения в скважину некоторых фрагментов породы. Если поры заполнены водой, характер обрушения является менее эффективным. Обрушение является обычным явлением при бурении с очисткой забоя воздухом или газом и при возникновении не является неожиданным. Однако при бурении с использованием бурового раствора это явление интерпретировать сложнее. Сланцы, находящиеся под аномальным давлением, могут залегать по соседству с проницаемыми слоями, находящимися при нормальном давлении. Пласты обоих типов можно бурить с использованием бурового раствора низкой плотности без признаков на поверхности поступления пластовых флюидов. Единственным признаком на поверхности могут быть аномальные количества сланца на выбросите. Поровое давление сланца нельзя измерить опробованием испытателем пласта, спускаемым на бурильных трубах. Если необходимо проверить наличие отрицательного дифференциального давления в сланце, его необходимо оценить косвенными средствами (например, по плотности сланца или анализом диаграммы каротажа).

Проникновение воды в систему микротрещин вызывает расширение, достаточное для того, чтобы заставить массы частиц сланца отделиться от стенок скважины. Неодинаковое разбухание расширяющихся и не расширяющихся сланцев вынуждает хрупкие слои разрушаться и падать в скважину.

Дополнительным источником частиц в скважине, которые могут вызвать прихват труб, являются уступы, которые могут образоваться при бурении. Это состояние показано на рисунке 5. Тонкие прослойки породы, не затрагиваемой водой, лежат между слоями, которые растворяются или диспергируются водой.

В последних слоях возникают размывы, которые оставляют уступ без опоры сверху или снизу. От удара бурильной трубой, особенно при подъеме или спуске, может произойти откалывание части уступа, что изображено на рисунке 6.

Количество частиц из этого источника будет невелико, но они могут представлять серьезную угрозу прихвата труб. Эти частицы не могут легко провалиться до забоя, где их можно

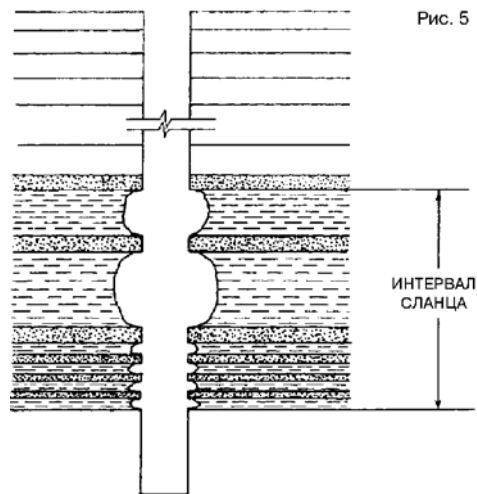


Рис. 5

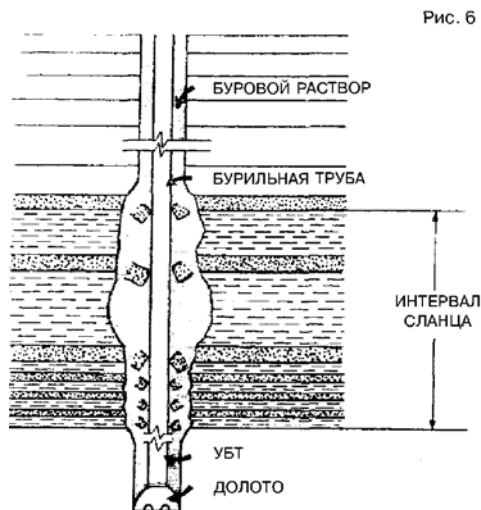


Рис. 6

размолоть, из-за их большого размера. Они не могут легко разрушиться между бурильной колонной и стенками скважины, поскольку породы, не затрагиваемые водой, часто обладают высокой структурной прочностью. Лучше всего предотвращать образование уступов профилактическими размывами. На этих размываемых участках могут также накапливаться большие количества шлама, который может свабиrowаться в скважину или иначе смещаться, вызывая прихват труб.

Предотвращение прихвата труб из-за наличия частиц в скважине по существу является проблемой поддержания стабильности ствола скважины. Поступление частиц в скважину, будь то из-за порового давления или тектонических напряжений либо уступов, можно в значительной степени контролировать, регулируя химический состав бурового раствора и его плотность.

Ствол скважины с диаметром меньше номинального

Ствол скважины с диаметром меньше номинального означает ствол с диаметром меньшим, чем диаметр долота, использовавшегося для его бурения. Такой ствол может быть результатом любой из следующих естественных причин:

- 1 — вес перекрывающих пород;
- 2 — аномальное поровое давление;
- 3 — сцепление между шламом и стенкой скважины.

Смыкание скважины под действием веса перекрывающих пород может произойти в сланце, который является пластичным или легко деформируемым после приложения напряжения. Такой сланец будет иметь высокое содержание воды и, возможно, высокое содержание смектита (расширяющейся глины). Сланцы этого типа встречаются, как правило, на небольших глубинах в молодых пластах.

Когда через такого рода сланцы проходит долото с использованием естественного бурового раствора, образующегося в процессе бурения, гидростатическое давление грунта на рассматриваемой глубине превышает гидростатическое давление бурового раствора, что приводит к смыканию скважины. Ствол скважины с диаметром меньше номинального из-за

аномального порового давления может образоваться из-за высокого содержания воды в сланцах, находящихся под геостатическим давлением. Они стали сжатыми из-за того, что в процессе осадкообразования и уплотнения в них не было путей для ухода поровой воды. По этой причине поровые флюиды выдерживают часть веса перекрывающих пород и вследствие этого сжимаются. Когда через массу сланца такого рода проходит буровой раствор с плотностью, недостаточной для уравнивания порового давления, то поровые флюиды расширяются, и сланец выдавливается в скважину. Это явление может происходить практически на любой глубине.

Ствол скважины с диаметром меньше номинального повсеместно встречается при бурении мощного соляного интервала с использованием бурового раствора на углеводородной основе. После первоначальной проходки долотом диаметр скважины в точности равен номинальному. Впоследствии вес перекрывающих пород может заставить соль вытечь в ствол скважины, что приведет к получению ствола скважины с диаметром меньше номинального. В случае прихвата труб в таких условиях освободить трубу обычно удается подачей порции пресной воды.

Уменьшение диаметра ствола ниже номинального вследствие сцепления между буровым шламом и стенками скважины было выявлено сравнительно недавно и пока еще не исследовано в достаточной степени. Сцепление бурового шлама с долотом и УБТ наблюдается в течение многих лет. Выражение «образование сальника на долоте» почти так же старо, как само бурение. Поскольку сила сцепления между буровым шламом и долотом, а также сила сцепления между частицами глины в значительной степени зависят от содержания воды в шлеме, два этих явления, возможно, связаны.

Не стоит и говорить, что прихват труб весьма вероятен в стволе скважины с диаметром меньше номинального.

Для предотвращения прихвата труб диаметр ствола скважины необходимо поддерживать на номинальном уровне. Эффективного решения проблемы можно добиться посредством регулирования химического состава и плотности бурового раствора.

Прихват труб из-за перепада давления в стволе скважины

Прихват за счет перепада давления в стволе скважины определяется как прихват трубы к проницаемому пласту в результате превышения давлением бурового раствора в стволе скважины давления порового флюида. Причина возникновения прихвата этого типа показана на рисунке 7. Прихват за счет перепада давления в стволе скважины может произойти в любом месте производства работ, но, как

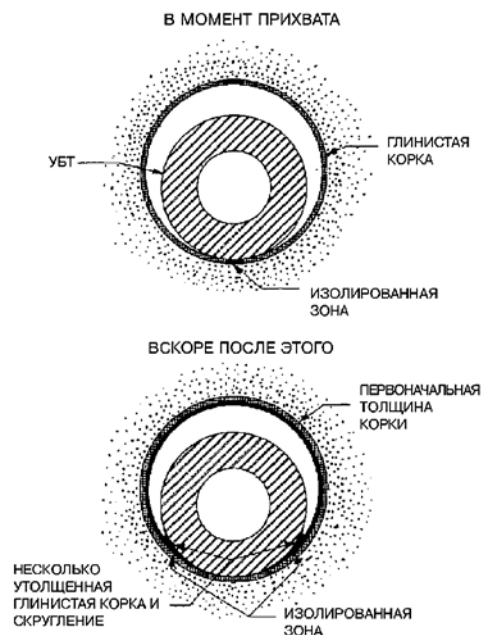


Рис. 7. Прихват буровой трубы возникает, когда она становится неподвижной, контактируя с проницаемым слоем. После нарастания корки внутрискважинное давление прижимает трубу к корке

правило, случается там, где бурят глубокие скважины с использованием буровых растворов высокой плотности. Для предотвращения прихвата за счет перепада давления в стволе скважины проводят специальную обработку бурового раствора и применяют буровые инструменты, специально предназначенные для этой цели. В качестве профилактических мер применялся жесткий контроль фильтрации и добавление ПАВ к буровым растворам на водной основе. В некоторых районах бурения регулярно производят замещение буровым раствором на углеводородной основе. Частое перемещение бурильной трубы является стандартным рабочим методом при глубоком бурении с использованием утяжеленного бурового раствора. Эффективно также использование квадратных и спиральных УБТ, которые сокращают площадь контакта УБТ и глинистой корки. Прихват за счет перепада давления в стволе скважины характеризуется следующим:

1. Прихват труб происходит после того, как бурильная колонна некоторое время была неподвижной.
2. Буровой раствор будет циркулировать.
3. Труба не вращается, равно как и не перемещается вверх или вниз.

Сила прихвата из-за перепада давления в стволе скважины

Усилие, требуемое для освобождения трубы, прихваченной за счет перепада давления в стволе скважины, зависит от следующих факторов:

1. Перепад между пластовым давлением и давлением бурового раствора.

Этот перепад давления определяет силу, с которой труба (УБТ) прижимается к глинистой корке.

2. Размер изолированной зоны.

Под изолированной зоной понимается часть трубы, которая погружена в корку. Перепад давления, приложенный к этой зоне, определяет общую силу, с которой труба прижимается к корке. Размер изолированной зоны зависит от диаметра скважины, диаметра трубы и толщины корки.

на корки, в свою очередь, зависит от скорости фильтрации бурового раствора в условиях, существующих в интервале, где произошел прихват труб, и от времени, прошедшего с момента прихвата.

3. Трение между трубой и коркой.

Поскольку влажная глина прилипает к металлу, трение в данном случае описывается формулой:

$$F = S + P,$$

где F = наблюдаемое трение;

S = сила, необходимая для преодоления трения;

P = коэффициент, описывающий скобление твердых шероховатых тел посредством более мягких тел.

Общая сила сцепления зависит от количества, типа и влагосодержания твердой фазы, имеющейся в глинистой корке. Количественно описать этот фактор трудно ввиду сложности состава буровых растворов.

4. Прочность глинистой корки.

При вытягивании прихваченной трубы она может быть чистой или на УБТ может остаться прилипшая корка. В таком случае вытягивание может представлять собой преодоление прочности на сдвиг корки или преодоление сцепления между коркой и пластом в месте контакта со стенкой скважины. Если корка пристаёт к освобожденной трубе снова, трудно определить компоненты, которые составляют общее усилие, требуемое для освобождения, ввиду сложности системы.

Предотвращение прихвата за счет перепада давления в стволе скважины

Прихвата за счет перепада давления в стволе скважины лучше всего избежать путем использования правильно составленного бурового раствора на углеводородной основе. К числу других полезных профилактических мер относятся:

1. Использование бурового раствора с минимально возможной плотностью.
2. Поддержание низкой скорости фильтрации.
3. Введение в буровой раствор на водной основе смазывающего и увлажняющего агента.

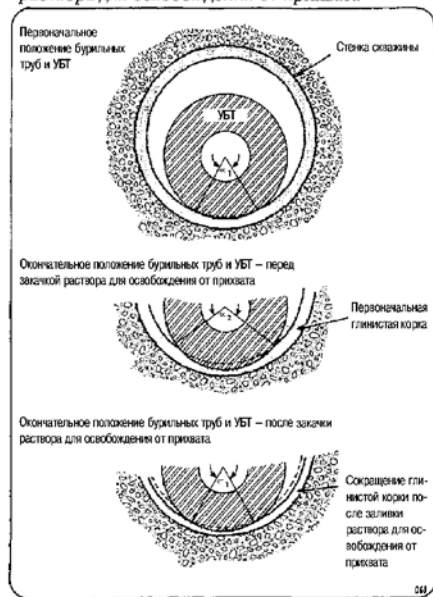
4. Недопущение неподвижности трубы в течение любого продолжительного времени.

Освобождение трубы, прихваченной за счет перепада давления в стволе скважины

Методом, который чаще всего используется для освобождения трубы, которая была прихвачена за счет перепада давления в стволе скважины, является подача бурового раствора на углеводородной основе. Трубу, которая была прихвачена за счет перепада давления в стволе скважины, обычно освобождают при подаче в зону прихвата бурового раствора надлежащего состава на углеводородной основе с

Угол контакта перед и после подачи раствора для освобождения от прихвата

Рис. 8



плотностью, равной или несколько превышающей плотность прежнего бурового раствора, с последующим натяжением, вращением и посадкой трубы. Если ситуация в скважине такова, что после освобождения трубы необходимо продолжить бурение скважины буровым раствором той же или большей плотности, то всю скважину можно заполнить буровым раствором на углеводородной основе.

Освобождение трубы, которая была прихвачена за счет перепада давления в стволе скважины, с использованием бурового раствора на углеводородной основе производится посредством следующих методов.

Уменьшается изолированная площадь между трубой и коркой в порядке, проиллюстрированном на рисунке 8.

Происходит дальнейшее сокращение изолированной зоны, а также уменьшается трение (включая компоненты сцепления и скобления) путем проникновения углеводородов между трубой и изолированной настенной коркой. Это проникновение осуществляется наиболее эффективно, если углеводород в составе бурового раствора на углеводородной основе имеет низкую вязкость, а также при наличии надлежащих ПАВ для содействия в смачивании углеводородом металла и корки в точке контакта.

ДИАГНОСТИКА НА БУРОВОЙ

Угроза прихвата труб проявляется по крутящему моменту, торможению, образованию мостов и трудностям при подъеме для выполнения соединений. Эти ситуации распространены в буровых операциях. Необходимо осознавать причины невозможности свободного перемещения буровых инструментов с тем, чтобы можно было принимать обоснованные решения о надлежащих корректирующих мероприятиях. Манипуляции буровыми инструментами можно производить более квалифицированно, если буровик имеет некоторое представление о том, почему трубе угрожает прихват.

Причины ограничения подвижности бурового инструмента можно предположить по косвенным признакам, полученным на поверхности. Влияние на движение трубы подъема, вра-

щения или спуска с включенным или выключенным буровым насосом — вот примеры признаков, на основе которых можно построить гипотетическую картину происходящего в скважине. Данные, полученные при тщательном изучении шлама, видимого на вибросите, весьма часто служат признаком источника осложнений в скважине.

Раздел 11

Коррозия

Хотя компоненты буровых растворов на водной основе не являются чрезмерно коррозионными, разложение органических добавок при высоких температурах или под действием бактерий может привести к образованию корродирующих продуктов. Сильную коррозию может также вызвать загрязнение раствора кислыми газами (такими, как углекислый газ и сероводород) и пластовыми минерализованными водами. При неблагоприятных условиях замена корродированной буровой колонны становится экономической проблемой. Еще более сложная проблема возникает, если коррозия не обнаружена и поломка буровой трубы происходит в процессе бурения.

В настоящем разделе будут кратко рассмотрены как пути возникновения коррозии, так и меры борьбы с ней.

Электрохимические реакции

Если металл поместить в раствор одной из его солей, ионы металла начинают переходить в электролит, делая металлическую поверхность отрицательно заряженной по отношению к раствору. При этом число диссоциированных ионов незначительно, и они удерживаются вблизи поверхности металла его отрицательным зарядом. Таким образом, формируется двойной электрический слой, причем отрицательный заряд его является поверхностным потенциалом Нернста, величина которого зависит от природы металла и концентрации (а также активности) солевого раствора. Потенциал Нернста для различных металлов, погруженных в растворы их собственных солей

Таблица 1

K	-2,92
Na	-2,72
Mg	-2,34
Al	-1,67
Zn	-0,76
Fe	-0,44
Pb	-0,13
Cu	+0,34
Hg	+0,80
Ag	+0,80
Au	+1,64

при активности ионов, равной единице, отнесенный к потенциалу водородного электрода при активности ионов гидроксония, также равной единице, имеет значения, представленные в таблице 1 (в В).

Этот ряд известен под названием электрохимического ряда напряжений. Чем выше способность металла к образованию ионов, тем более отрицателен его потенциал и тем более он химически активен в водной среде. Например, калий бурно реагирует с пресной водой, а цинк реагирует с растворами кислот, в то время как серебро инертно даже в концентрированных кислотах. Общий принцип заключается в том, что катионы металла вытесняют из раствора катионы металлов, находящихся ниже в ряду напряжений. Так, цинк вытесняет водород, а серебро его не вытесняет.

Этот принцип может быть использован для генерирования электрического тока. Например, если в раствор сульфата меди поместить полоски цинка и меди и соединить их внешним проводником (рис. 1), цинк начнет переходить в раствор, образуя сульфат цинка, а медь будет осаждаться на полоске меди. Переходя в раствор, цинк отдает два электрона, которые движутся по внешнему проводнику к полоске меди, где они акцептируются ионами меди, в результате чего образуется молекулярная

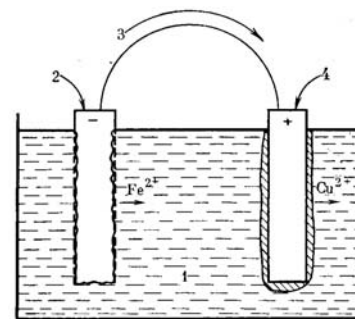


Рис. 1. Схема гальванического элемента: 1 — раствор CuSO_4 ; 2 — анод; 3 — движение электронов; 4 — катод

медь. Благодаря этому химическая энергия, выделяющаяся в ходе реакции



преобразуется в электрическую энергию, которая может совершить определенную работу. Это устройство известно как гальванический элемент, в котором металлические полоски служат электродами. Цинк представляет собой анод, а медь — катод. Поскольку цинк занимает в ряду напряжений более высокое место, чем медь, он отрицателен по отношению к последней.

Аналогичные гальванические элементы образуют любые два металла, находящиеся в контакте с растворами электролита и соединенные проводником. Примером может служить автомобильный аккумулятор. Действие элемента «цинк–сульфат меди–медь» обратимо, т.е. если ток изменит направление течения, медь начнет переходить в раствор, а цинк отлагаться на цинковом электроде. Однако если элемент содержит, например, серную кислоту вместо сульфата меди, то на катоде будет выделяться водород, образуя пузырьки молекулярного водорода. Такой элемент необратимый.

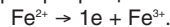
Поскольку потенциал электрода является функцией ионной активности, гальванические элементы образуются, если электроды из одного и того же металла погружают в растворы другой ионной активности и соединяют проводником. Такие элементы известны под названием концентрационных гальванических элементов.

Электрохимическая активность является главной причиной коррозии. Локальные различия в поверхностном потенциале, вызванные неоднородностью металла, создают условия для образования анодов и катодов. Проводником служит тело металла. Коррозия всегда происходит у анода (как это бывает в элементе «цинк–сульфат меди–медь», описанном выше), а продукты коррозионной реакции, например водород, выделяются у катода.

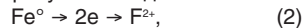
Коррозионные элементы возникают в буровой трубе, потому что сталь, из которой она сделана, представляет собой сплав и содержит кристаллы железа и карбида железа. Кристаллы железа почти всегда действуют как аноды, а кристаллы карбида — как катоды; цепь замыкается водными буровыми растворами, вызывающими общую коррозию поверхности

трубы. Участки, покрытые окалиной или отложениями любого вида, также становятся местами, где возникают катоды, способствующими локальной или питтинговой коррозии. Локальная коррозия может быть также вызвана концентрационными гальваническими элементами, создаваемыми различием в ионной активности у свободных участков поверхности трубы и у ее участков, занятых, например, протекторами буровой колонны или окалиной.

Гальванический элемент другого вида образуется вследствие неодинаковых условий окисления, которое сопровождается приобретением дополнительных электронов, например при превращении двухвалентного железа в трехвалентное:



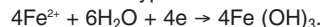
Возникающая при этом разность потенциалов называется окислительно-восстановительной. При бурении скважины на поверхности во время приготовления и обработки в буровой раствор обязательно попадает кислород. В скважине поверхность трубы открыта для проявления окислительной реакции, а участки под ржавчиной или другими преградами создают условия для восстановительной реакции. Поэтому под преградой образуется анод:



а на поверхности трубы — катод:



В результате происходит отложение осадка гидроксида железа согласно уравнению



Поэтому под образовавшимися осадками появляются коррозионные язвы, как показано на рисунке 2. Следует иметь в виду, что коррозия будет происходить и в том случае, если под преградой находится некоторое количество кислорода. Правда, под преградой кислорода должно быть меньше, чем у открытой поверхности металла, в результате образуется кислотный концентрационный гальванический элемент.

Если на катоде накапливаются продукты коррозии, появляется препятствие для потока электронов, и процесс коррозии замедляется. В таком случае говорят, что катод поляризован. Например, катионы водорода могут поляризовать

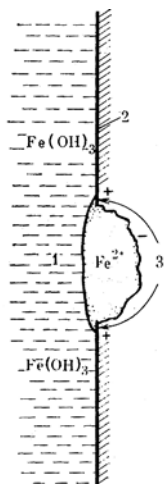


Рис. 2. Гальванический элемент кислородной коррозии: 1 — буровой раствор с растворенным O_2 ; 2 — бурильная труба; 3 — электрический ток

катод, покрыв его слоем атомов водорода. Если последние соединяются и образуют молекулы водорода, которые в виде пузырьков газа поднимаются вверх, катод называют деполяризованным. Растворенный кислород, реагируя с водородом (в результате чего образуется вода), может действовать как деполяризатор, ускоряющий процесс коррозии.

Растрескивание под напряжением

Когда металл подвергается циклическим нагрузкам, в конце концов, он разрушается даже в том случае, если развиваемые напряжения значительно ниже предела текучести в нормальных условиях. Разрушение вызывается трещинами, которые образуются в местах концентрации высоких напряжений у надрезов и других поверхностных дефектов и углубляются при повторных циклах. Разрушение этого вида известно под названием усталостного разрушения.

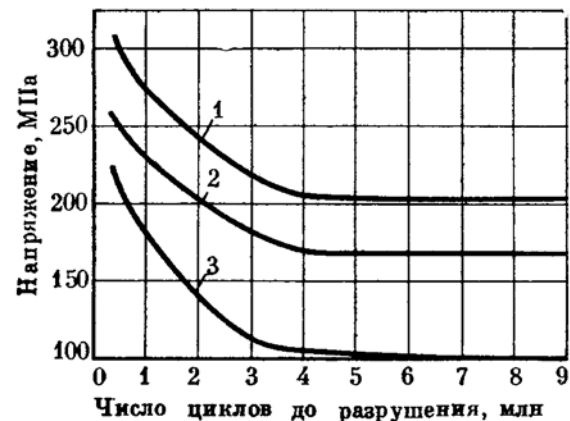


Рис. 3. Типичные кривые усталостного разрушения: 1 — стальной образец в воздухе; 2 — стальной образец с надрезом в воздухе; 3 — стальной образец в соленой воде

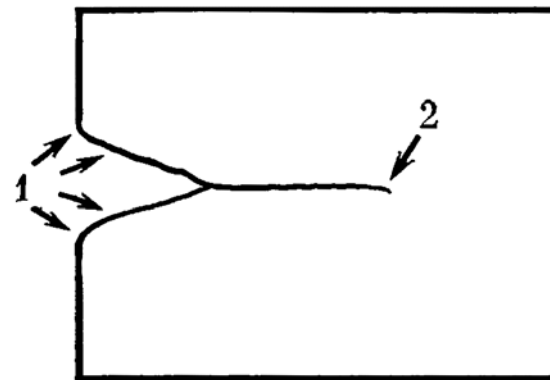


Рис. 4. Образование коррозионного гальванического элемента в трещине, развивающейся при коррозионной усталости: 1 — катод; 2 — анод



Рис. 5. Влияние напряжения на разрушение при водородном охрупчивании для материалов с различной прочностью при растяжении: 1 — отпущенный мартенсит (номинальная прочность при растяжении 2070 МПа); 2 — отпущенный мартенсит (1030 МПа); 3 — отпущенный мартенсит (980 МПа); 4 — перлит (520 МПа)

До разрушения сталь выдерживает определенное число циклов нагружения. Оно уменьшается с увеличением приложенной нагрузки, твердости стали и агрессивности среды (рис. 3). При бурении скважины усталостное разрушение значительно ускоряется растворенными солями, кислородом, углекислым газом и сероводородом, так как у основания трещины образуется анод, а на поверхности — катод (рис. 4). Таким образом, распространение трещины ускоряется в результате перехода ионов металла в раствор у основания трещины. Коррозионно-усталостные трещины являются главной причиной промывов и поломок труб.

Другой вид растрескивания под напряжением известен как водородное охрупчивание. В этом разделе уже говорилось, что ионы водорода, образующиеся в гальваническом элементе, отдают свой заряд на катоде и отходят от него в виде пузырьков молекулярного водорода. Однако некоторое количество водорода остается в атомарном виде и способно внедряться в сталь. Обычно количество такого атомарного водорода настолько мало, что не способно нанести никакого вреда. Однако в присутствии сероводорода образование атомарного

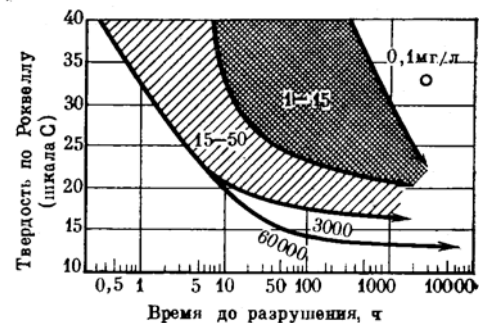


Рис. 6. Влияние концентрации сероводорода на разрушение стального образца при высоких напряжениях (130% предела текучести)

водорода усиливается; в сталь внедряется большее количество такого водорода, концентрирующегося в точках максимальных напряжений.

Когда концентрация достигает критического значения, быстро образуется трещина и происходит разрушение. Этот вид разрушения известен под названием сульфидного растрескивания под напряжением.

Время до разрушения зависит от следующих переменных: — напряжений в стали (остаточных или развивающихся под действием внешнего источника). Чем выше напряжение, тем быстрее происходит разрушение. При напряжениях ниже определенного значения, которое зависит от прочности стали, разрушение отсутствует;

— прочности при растяжении, или твердости стали. Сульфидного растрескивания под напряжением обычно не бывает при использовании сталей с прочностью при растяжении менее 620 МПа и твердостью по Роквеллу менее 22 по шкале С (рис. 5);

— количества присутствующего водорода — чем его больше, тем быстрее происходит растрескивание.

Сульфидное растрескивание под напряжением вызывает серьезные осложнения, когда буровой раствор загрязнен сероводородом. На рисунке 6 можно видеть, что при высоких

напряжения в бурильной трубе может произойти ее быстрое разрушение. При высокой концентрации сероводорода разрушение случается примерно через 1 ч, но даже при очень низкой его концентрации до момента разрушения прошло не более недели.

Борьба с коррозией

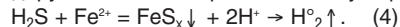
Наиболее простым и широко используемым методом борьбы с коррозией является применение высокощелочных буровых растворов. Применение этого метода, однако, ограничено тем, что при $\text{pH} > 10$ и температуре выше 90°C начинается разложение глинистых минералов гидроксильным ионом. Гидроксид кальция может вызвать отверждение бурового раствора при температурах выше 150°C . При таких температурах все гидроксиды вызывают значительное разложение глинистых минералов и загущение раствора. Поэтому наилучшим решением является поддержание pH в пределах 9–10, благодаря чему во многих скважинах коррозия сохраняется на приемлемом уровне, и в то же время не исключается возможность эффективно использовать таннатные и лигносульфонатные понизители вязкости. Если длительные наблюдения на конкретной площади покажут, что такая практика не обеспечивает предотвращения коррозии, или при исследовании стальных колец-образцов (которые следует включать в каждую бурильную колонну) обнаружится чрезмерная коррозия, необходимо провести обработку раствора в соответствии с выявленным типом коррозии. В таблице 1 перечислены наиболее распространенные типы коррозии, их распознавание в промышленных условиях и рекомендуемые виды обработки. Ниже детально рассмотрены действие различных корродирующих веществ и методы их нейтрализации.

Углекислый газ. Углекислый газ растворяется в воде и снижает pH , образуя угольную кислоту. С коррозией лучше всего бороться путем поддержания pH на уровне 9–10 при помощи гидроксида натрия, но при сильном притоке CO_2 в скважину образование очень больших объемов растворимых карбонатов приводит к резкому повышению вязкости бурового раствора.

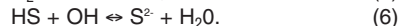
В этом случае для нейтрализации кислоты можно использовать гидроксид кальция. Однако образующийся карбонат кальция при осаждении создает твердое покрытие и способствует появлению коррозионных гальванических элементов. Для предотвращения этого применяют ингибиторы осадкообразования и производят очистку труб во время спускоподъемных операций.

Сероводород. Сероводород может сильно загрязнить буровой раствор в результате неожиданного притока высокосернистого газа или постепенного разложения лигносульфонатов сульфатовосстанавливающими бактериями либо под действием высоких температур. Термическое разложение лигносульфонатов начинается при температуре около 165°C и постепенно усиливается, пока не произойдет их практически полное разложение при температуре 230°C . Продуктами реакции являются сероводород, углекислый газ и монооксид углерода.

Сероводород — ядовитый газ, поэтому должны быть приняты всевозможные меры предосторожности для защиты буровой бригады при очень низких концентрациях H_2S в воздухе. Он дает слабокислую реакцию при растворении в воде и корродирует железо с образованием сульфидов железа.



Сульфиды осаждаются на трубах в виде черного порошка. Сероводород диссоциирует в два этапа:



На эти обратимые реакции влияет pH среды, как видно на рисунке 7 сульфид имеет формулу H_2S при $\text{pH} < 6$, HS^- при $\text{pH} = 8-11$ и S^{2-} при $\text{pH} > 12$. Поскольку сульфидное растрескивание под напряжением вызывается атомарным водородом, образующимся вместе с HS^- на первом этапе диссоциации H_2S (см. уравнение 5), поддержание pH в диапазоне 8–11 нельзя считать способом борьбы с коррозией. Образование атомарного водорода подавляется, когда $\text{pH} > 12$ однако поддержание такой высокой щелочности нежелательно, так как в буровом растворе накапливаются ионы S^{2-} (уравнение 6). Если pH снижается вследствие не-

Выявление коррозии под действием

Причина	Главный источник	Визуально выявляемая форма коррозионного воздействия	Побочный продукт коррозии
Кислород	Добавляемая вода	Концентрационный элемент. Питтинговая коррозия под образовавшимися осадками	Главным образом магнетит Fe_3O_4
Захват воздуха	Оборудование для приготовления бурового раствора и отделения твердой фазы	Резервуары заполняются черным магнитным побочным продуктом коррозии	Черный магнитный осадок
Минеральные отложения	Разбуриваемые породы и материалы для приготовления бурового раствора	Коррозионные язвы под осадками	Продукты коррозии железа под минеральными отложениями
Азрированный буровой раствор	Нагнетаемый воздух	Сильная питтинговая коррозия	Оксиды железа
Углекислый газ	Пластовые породы	Пленка от темно-коричневого до черного цвета в местах питтинговой коррозии	Карбонат железа
То же	Продукты термического разложения бурового раствора	Минеральный осадок в результате метастабильной реакции углекислоты с кальцием	
Сероводород	Пластовые породы	На оборудовании приуроченная к сильной точечной коррозии пленка цветом от темно-синего до черного в связи с сильной питтинговой коррозией. Поломки из-за сульфидного растрескивания под напряжением	Сульфиды железа
Воздействие атмосферы		Ржавчина	Оксид железа

бурового раствора и методы борьбы с ней

Таблица 2

Способ испытания	Метод обработки
В 15%-ной HCl не растворяется	Удаление кислорода: первоначальная обработка сульфитом натрия в количестве 1,2–2,5 кг/ч. Поддержание остаточной концентрации сульфита 20–300 мг/л. Проведение мероприятий по снижению насыщения бурового раствора воздухом в резервуарах. Добавление к буровому раствору пеногасителей
Побочный продукт притягивается магнитом	Покрытие труб ингибиторами, образующими тонкий слой, во время спуска в скважину для уменьшения атмосферной коррозии и изоляции осадков, образующих концентрационные гальванические элементы
Белые минеральные отложения;	При наличии минеральных отложений на бурильных трубах проводится обработка ингибитором осадкообразования (органическими соединениями фосфора), добавляемым медленно и непрерывно в концентрации 5–15 мг/л или 11–34 кг/сут. Обработка ингибитором осадкообразования может быть ослаблена после того, как концентрация остаточного фосфата превысит 15 мг/л. При нормальных условиях бурения для профилактики ежедневно может проводиться обработка с использованием 2,4 л ингибитора осадкообразования на 100 м ³ раствора
Черный осадок, переходящий в ржавчину	Поддержание концентрации хромата на уровне 0,5–1 г/л с помощью соединений хрома или хромата цинка. Обеспечение высокого значения pH, очистка труб от минеральных отложений с помощью ингибитора осадкообразования. Покрытие труб пленкообразующими ингибиторами во время спуска колонны
Медленное выделение газа в 15%-ной HCl	Поддержание щелочности раствора с помощью каустической соды для нейтрализации кислотообразующего газа
	Обработка ингибиторами осадкообразования в концентрации 15 мг/л (11–34 кг/сут). На трубы при спуске наносятся пленкообразующие ингибиторы набрызгиванием или погружением
Раствор мышьяковой кислоты вызывает образование светло-желтого осадка, растворимого в 15%-ной HCl. Запах тухлых яиц. Темно-синяя или черная пленка на оборудовании, не защищенном от действия раствора. Исследование с помощью свинцовой индикаторной бумаги	Поддержание высокого pH с помощью каустической соды. Удаление ионов сульфида осаждением с помощью соединений металлов, например оксида железа, Fe_3O_4 и (или) соединений цинка $ZnCO_3$ или ZnO . При содержании сульфида до 100 мг/л добавляют оксид железа Fe_3O_4 в концентрации 8,6–14,3 г/л или соединение цинка в концентрации 0,3–1,4 г/л. Комбинированная обработка оксидом железа и соединениями цинка обеспечивает снижение загрязнения большинства буровых растворов ионами сульфида
	Промывка оборудования водой от солей и бурового раствора, покрытие оборудования пленкой ингибитора коррозии струйным способом

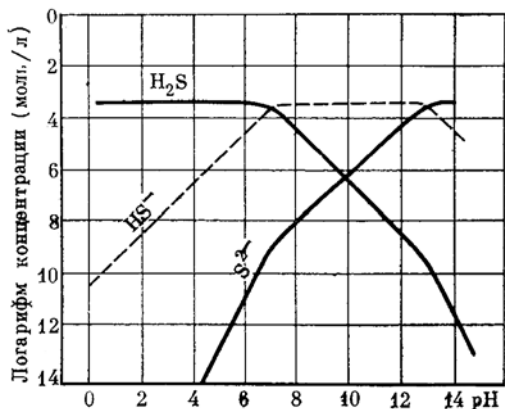


Рис. 7. Зависимость относительных концентраций H_2S , HS^- и S^{2-} в равновесной водной системе от pH при температуре $25^\circ C$ и атмосферном давлении

ожиданного притока дополнительных объемов сероводорода, реакции диссоциации протекают в обратном направлении, в результате образуется большое количество атомарного водорода, а возможно, и газообразного сероводорода. Высокое значение pH, конечно, нежелательно и в высокотемпературных скважинах из-за уже отмечавшегося разложения глинистых минералов. Поэтому предпочтительным методом борьбы с сероводородом является использование какого-либо поглощающего реагента, а не поддержание высокого значения pH.

Для поглощения сероводорода раньше применяли соли меди, но затем выяснилось, что они являются причиной биметаллической коррозии (т.е. процесса, иллюстрируемого на рисунке 1). Для предотвращения биметаллической коррозии катион поглощающего реагента в ряду напряжений должен занимать место выше, чем железо. Этому требованию отвечает цинк, поэтому в настоящее время обычно используют карбонат цинка. Следует поддерживать pH в диапазоне 9–11. При

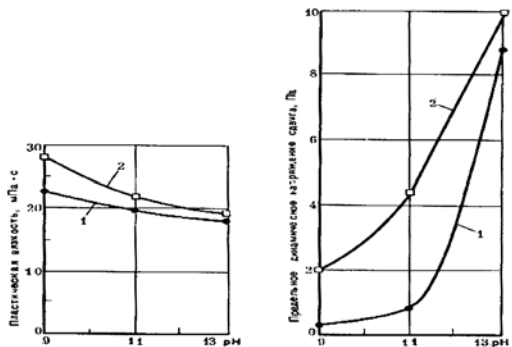


Рис. 8. Влияние добавки $17,1 \text{ кг/м}^3$ карбоната цинка на пластическую вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига пептизированного бурового раствора плотностью $1,414 \text{ г/см}^3$ при pH от 9 до 13: 1 — исходный буровой раствор; 2 — раствор с карбонатом цинка

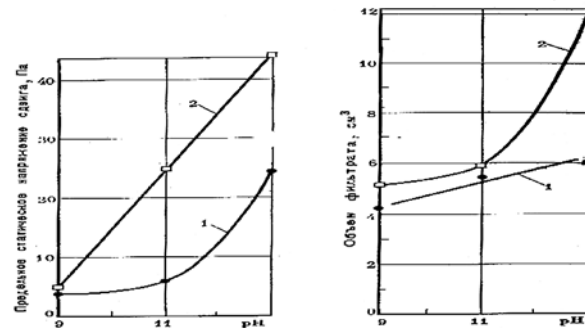


Рис. 9. Влияние добавки $17,1 \text{ кг/м}^3$ карбоната цинка на предельное статическое напряжение сдвига через 10 мин и объем фильтрата за 30 мин пептизированного бурового раствора плотностью $1,414 \text{ г/см}^3$ при pH от 9 до 14: 1 — исходный буровой раствор; 2 — раствор с карбонатом цинка

больших или меньших значениях pH резко возрастает растворимость карбоната цинка, и ион цинка способствует флокуляции глинистых частиц в суспензии. На рисунках 8 и 9 показано увеличение значений предельного динамического напряжения сдвига, предельного статического напряжения сдвига и скорости фильтрации при повышении pH с 9 до 13. Оптимальными свойствами, по-видимому, обладает раствор со значением pH, близким к 9.

При проведении исследований пробы выдерживали в течение 16 ч во вращающейся камере при температуре 93 °С, последующее регулирование pH производили при температуре 24 °С. Флокуляции под воздействием ионов цинка можно избежать посредством использования хелата цинка. В хелатном соединении цинк удерживается координатными связями, благодаря этому в растворе поддерживается низкое содержание ионов цинка, но в то же время цинк способен реагировать с сульфидом, что и требуется.

В качестве поглотителей сероводорода могут использоваться также размолотые железосодержащие минералы. Например, сероводород реагирует с оксидами железа, образуя нерастворимые сульфиды железа. Эта реакция протекает на поверхности, поэтому эффективность применения материала зависит от площади поверхности, на которую воздействует сероводород. В продаже имеется синтетический магнезит Fe_3O_4 , который обладает большой удельной поверхностью благодаря своей высокой пористости. Продуктом реакции является пирит, но химический процесс довольно сложен и зависит от ряда переменных, таких как pH, скорость сдвига бурового раствора и температура. Скорость реакции самая высокая при низких pH, благодаря чему этот материал оказывается наиболее эффективным для нейтрализации неожиданно значительных притоков сероводорода. Способность работать при низком pH, кроме того, является существенным достоинством для использования в высокотемпературных скважинах. Другое важное преимущество этого материала заключается в том, что он, будучи нерастворим, не влияет на реологические или фильтрационные свойства бурового раствора.

Кислород. В буровых растворах почти всегда присутствует кислород, растворившийся в буровом растворе во время его приготовления и обработки, причем нескольких его миллиграммов на 1 л достаточно для того, чтобы вызвать сильную коррозию.

Для кислородной коррозии характерна питинговая форма в связи с образованием кислородных коррозионных элементов на участках, покрытых ржавчиной или другими осадками.

Кислородная коррозия резко усиливается с повышением температуры, на нее влияет также солёность бурового раствора. Рассолы и буровые растворы на минерализованной воде более агрессивны, чем буровые растворы на пресной воде, из-за более высокой электропроводности. Однако при очень высокой солёности скорость коррозии снижается благодаря меньшей растворимости кислорода. Влияние температуры и солёности иллюстрируется на рисунке 10. Полимерные растворы с низким содержанием твердой фазы более агрессивны,

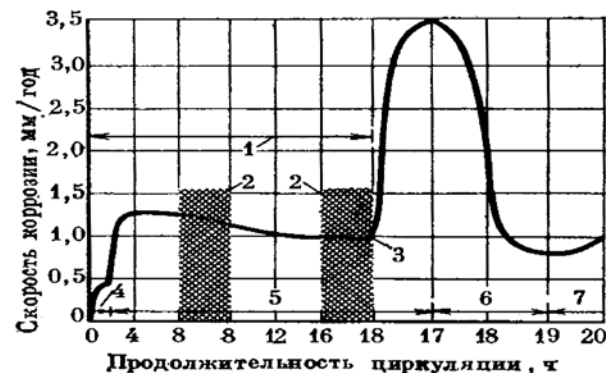


Рис. 10. Влияние температуры и солёности на скорость коррозии: 1 — постоянная температура 27 °С; 2 — система выдержана в статических условиях в течение 16 ч; 3 — температура повышена до 74 °С; 4 — водопроводная вода; 5 — 3%-ный раствор NaCl; 6 — насыщение до 26%-ного содержания NaCl; 7 — разбавление до 5%-ного содержания NaCl

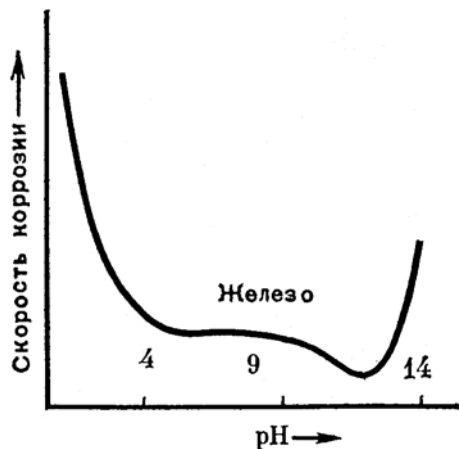


Рис. 11. Изменение скорости коррозии в зависимости от pH среды

чем обычные растворы с высоким содержанием твердой фазы, поскольку таннаты и лигносульфонаты, добавляемые к глинистым растворам для регулирования их реологических свойств, действуют так же, как поглотители кислорода. Обычно кислородная коррозия замедляется при повышении pH до 12, но затем начинает расти (рис. 11).

Наилучшим способом предотвращения кислородной коррозии является снижение до минимума поступления воздуха в буровой раствор в наземной части циркуляционной системы путем использования в резервуарах только погружных перемешивателей и такого монтажа пескоотделителей, илоотделителей и т.д., при котором выходящий из них раствор поступает в резервуары ниже поверхности находящегося в них раствора.

На рисунке 12 показано снижение содержания кислорода после прекращения операций по обработке раствора.

Необходимо постоянно контролировать агрессивность бурового раствора, чтобы в случае слишком высоких скоростей коррозии можно было быстро предпринять необходимые действия. Измерители коррозии, имеющиеся в настоящее

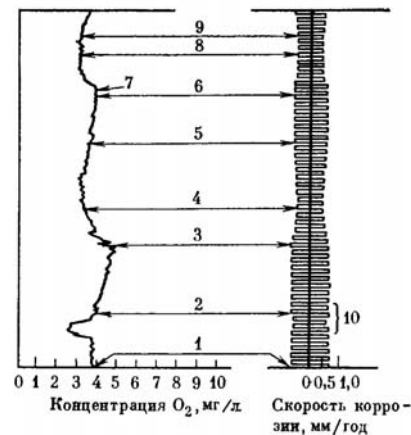


Рис. 12. Замедление кислородной коррозии при малых расходах и после прекращения перемешивания бурового раствора: 1 — 14 ч 15 мин — включены все перемешивающие устройства; 2 — 14 ч 35 мин — скорость потока по сравнению с предыдущими замерами возросла на 0,21 м/с и составила 0,91 м/с; 3 — запуск; 4 — 15 ч 12 мин — закончено отключение всех перемешивателей струйных и механических мешалок; 5 — 15 ч 35 мин; 6 — 15 ч 56 мин; 7 — включен смеситель на приеме насоса; 8 — 16 ч 00 мин — смеситель на приеме насоса выключен; 9 — 16 ч 18 мин; 10 — замедление питтинговой коррозии благодаря малому расходу бурового раствора

время, можно смонтировать таким образом, что буровая бригада будет иметь возможность непрерывно следить за скоростью коррозии.

Кислородную коррозию можно оценить, если поместить одно коррозионное контрольное кольцо непосредственно под ведущей трубой, а другое — над утяжеленными бурильными трубами. Поскольку при движении бурового раствора вниз по бурильной колонне кислород расходуется на реакцию коррозии, мерой ее скорости может служить разница в потере массы верхним и нижним кольцами.

Если содержание кислорода в буровом растворе резко увеличивается, следует использовать подходящий поглощающий

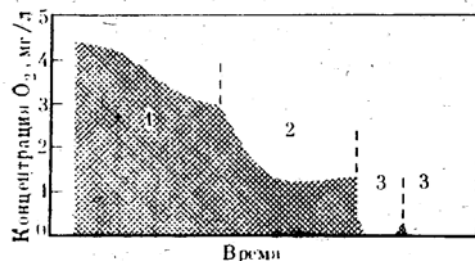
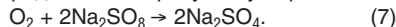


Рис. 13. Снижение содержания кислорода в буровом растворе путем добавления поглощающего реагента: 1 — солевой раствор плотностью 1,08 г/см³; 2 — добавление соли до насыщения раствора; 3 — добавление реагента, поглощающего кислород

реагент — обычно соли сернистой кислоты. Реагируя с кислородом, они образуют сульфаты



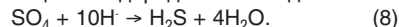
На рисунке 13 показано заметное снижение содержания кислорода при введении в раствор поглощающего реагента.

Коррозию можно также уменьшить путем гидрофобизации поверхности труб в результате их обработки аминами или солями аминов. Если амин добавляется в раствор непрерывно, большая его часть будет теряться за счет адсорбции на частицах глины. Эффективность обработок повышается, если в раствор вводить малые порции амина через равные интервалы времени, например 15 л 10%-ного раствора амина в дизельном топливе через каждые 30 мин. Можно также смачивать буровые трубы раствором аминов во время спускоподъемных операций.

Еще один способ борьбы с кислородной коррозией заключается в нанесении на внутреннюю поверхность труб защитного покрытия из пластмассы. Этот способ эффективен при использовании буровых растворов с высоким содержанием твердой фазы, так как большая часть кислорода расходуется на реакцию с органическими веществами, которыми обработан раствор, при его движении вниз по буровой колонне. Однако кислород вступает с ними

в реакцию в меньших количествах, если раствор минерализованный или полимерный с низким содержанием твердой фазы. Следовательно, в восходящем потоке кислорода остается достаточно, чтобы вызвать коррозию наружной поверхности труб.

Микробиологическая коррозия. В буровых растворах на водной основе присутствуют разнообразные бактерии, которые способствуют коррозии, отлагаясь в виде слизи на отдельных участках поверхности труб, под которой возникают коррозионные гальванические элементы. Более значительный ущерб наносят бактерии *Desulfovibrio*, которые размножаются в анаэробных условиях, существующих под непроницаемыми отложениями. Они восстанавливают сульфаты, присутствующие в буровом растворе, с образованием сероводорода при реакции с водородом на катоде



Коррозии в этом случае способствует не только образующийся сероводород, но и деполяризация катода. Кроме того, разлагая добавки к буровому раствору (например, лигносульфонаты), эти бактерии отрицательно влияют на реологические и фильтрационные свойства системы.

Вклад, который вносят в коррозию буровых труб эти микроорганизмы, точно не известен. По общему мнению, если физические свойства бурового раствора не ухудшаются, биокоррозия особых осложнений не вызывает.

С микроорганизмами можно бороться добавлением в раствор бактерицида. Выпускается множество бактерицидов, которые находят широкое применение. Однако в нефтепромышленной практике их выбор ограничивается тем, что бактерицид не должен отрицательно влиять на свойства бурового раствора и не должен быть агрессивным. Например, вследствие опасности биметаллической коррозии нельзя использовать соли меди.

Наиболее подходящими бактерицидами являются хлорированные фенолы и параформальдегид. Необходимая их концентрация в буровом растворе зависит от содержания твердой фазы и может достигать 6 кг/м³.

Применение растворов на углеводородной основе для борьбы с коррозией. Растворы на углеводородной основе

предотвращают коррозию, так как они не проводят электрического тока и содержат сильные гидрофобизаторы. Высокая стоимость таких растворов полностью оправдывается в тяжелых условиях применения, например при разбурировании газоносных пластов с повышенным содержанием серы в глубоких высокотемпературных скважинах.

Раздел 12

Заканчивание скважин

СКИН-ЭФФЕКТ

Специалисты по разработке нефтяных месторождений на основании данных о снижении забойного давления в период отбора рассчитали, что дебиты многих скважин ниже их потенциальных значений. По-видимому, вокруг ствола скважины существует барьер либо проявляется поверхностный- или скин-эффект, как показано на рисунке 1 этот поверхностный эффект вызывается зоной пониженной проницаемости вокруг ствола скважины, возникшей в результате загрязнения частицами бурового раствора и его фильтратом. Развитию скин-эффекта в ряде скважин способствовала также неправильная технология их заканчивания, например слишком малая плотность прострела или недостаточное по глубине вскрытие продуктивного пласта.

Хотя зона загрязнения простирается в продуктивный пласт всего на несколько метров, она может стать причиной значительного снижения продуктивности скважины, так как течение в призабойной зоне радиальное и поэтому перепад давления пропорционален $\ln(r/r_w)$, где r_w — радиус скважины. Масклет получил выражение, определяющее соотношение продуктивностей скважин с загрязненной и незагрязненной призабойными зонами:

$$\frac{Q_d}{Q} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{k/k_d \ln(r_d/r_w) + \ln(r_e/r_d)}, \quad (1)$$

где Q — продуктивность скважины с незагрязненной призабойной зоной; Q_d — продуктивность скважины с загрязненной призабойной зоной; r_e — радиус площади дренирования; k и k_d — естественная и ухудшенная проницаемости породы соответственно; r_d — радиус загрязненной зоны.

На рисунке 2 видно, что влияние снижения проницаемости горной породы (измеряемой на линейном керне) на продуктивность скважины убывает с увеличением расстояния от ствола скважины.

Существует несколько механизмов снижения продуктивности скважины под влиянием твердой фазы или фильтрата бурового раствора.

1. Капиллярные явления — влияние относительных проницаемостей в результате изменений относительного содержания воды, нефти и (или) газа в порах пласта; эффекты смачиваемости; блокирование пор водными фильтратами.

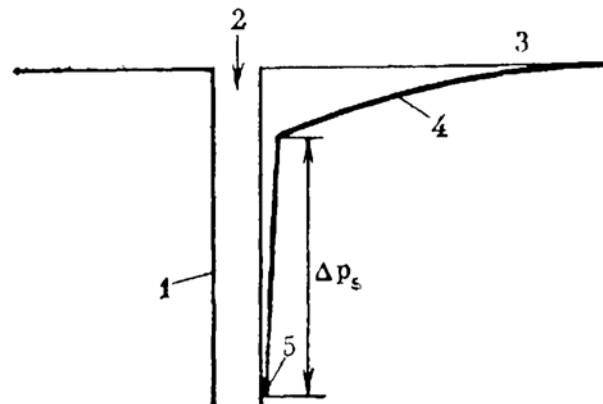


Рис. 1. Распределение давления в продуктивном пласте в условиях проявления скин-эффекта: 1 — зона проявления скин-эффекта, или загрязненная зона; 2 — ствол скважины; 3 — статическое пластовое давление; 4 — давление в пласте; 5 — забойное динамическое давление; Δp_s — падение давления в загрязненной зоне

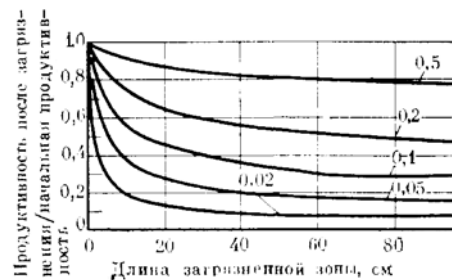


Рис. 2. Снижение продуктивности (или приемистости) скважины в результате проникновения загрязняющего флюида в призабойную зону (цифры у кривых соответствуют различным значениям отношения проницаемостей загрязненной и незагрязненной зон пласта)

2. Набухание и диспергирование глин, входящих в состав породы коллектора, под действием фильтрата бурового раствора.

3. Проникновение из бурового раствора в пласт твердых частиц, закупоривающих поровое пространство.

4. Закупоривание гравийной набивки хвостовика с щелевидными отверстиями и сетки фильтрационной коркой из бурового раствора.

5. Взаимное осаждение растворимых солей в фильтрате и пластовой воде.

6. Осыпание несцементированных песков.

В этой главе вначале дается детальный анализ всех этих механизмов.

КАПИЛЛЯРНЫЕ ЯВЛЕНИЯ

Фильтрат бурового раствора на водной основе, проникающий в нефтеносный пласт, вытесняет нефть. В определенных условиях при вводе скважины в эксплуатацию не вся внедрившаяся вода удаляется в ствол, поэтому продуктивность скважины снижается. Этот механизм ухудшения свойств пласта был выявлен первым и часто называется водяным блокированием.

Стекло смачивается водой предпочтительнее, чем воздухом или нефтью. Поэтому вода самопроизвольно вытесняет воздух или нефть из стеклянного капилляра, в то время как для вытеснения воды воздухом или нефтью необходимо приложить определенное давление (известное как пороговое). Проницаемые породы подобны пучку капиллярных трубок самых различных диаметров. В действительности, конечно, фильтрационные каналы в пласте имеют намного более сложную конфигурацию — они извилисты и распространены в трехмерном пространстве. Фактическая поровая структура большинства горных пород представляет собой беспорядочную трехмерную систему пор, соединенных узкими каналами. Капиллярные свойства таких систем можно продемонстрировать путем нагнетания в образец породы ртути под все более высоким давлением; в ходе эксперимента регистрируется доля порового объема, занятого ртутью, при

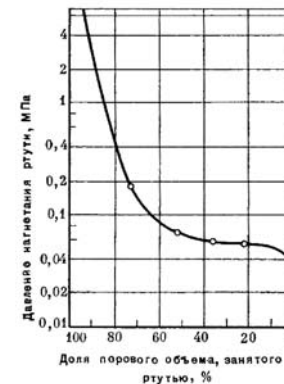


Рис. 3. Кривая капиллярного давления, полученная при нагнетании ртути в песчаник (пористость 21%, абсолютная проницаемость $0,8 \text{ мкм}^2$)

различных давлениях нагнетания и строится зависимость между этими параметрами (рис. 3).

Чтобы получить представление об извилистости каналов, по которым движется пластовый флюид, Свэнсон закачал в образцы горной породы жидкий сплав Вуда, который, подобно ртути, не смачивает поверхностей породы. Затем основную массу породы он растворил кислотой, в результате осталась отливка из сплава Вуда, воспроизводящая поры в породе. В большинстве случаев вода без всякого внешнего воздействия вытесняет нефть или газ из образца горной породы; это свидетельствует о том, что горная порода обычно избирательно смачивается водой. Степень смачиваемости водой можно определить посредством экспериментов по капиллярной пропитке (измеряется количество нефти, вытесняемое самопроизвольно впитываемой водой) или дренированию (регистрируется количество воды, вытесняемое нефтью под давлением) образцов породы. Когда два несмешивающихся флюида одновременно текут через проницаемую среду, их траектории движения по каналам в этой среде зависят от избирательной смачиваемости породы. Если порода преимущественно гидрофильна, вода перемещается

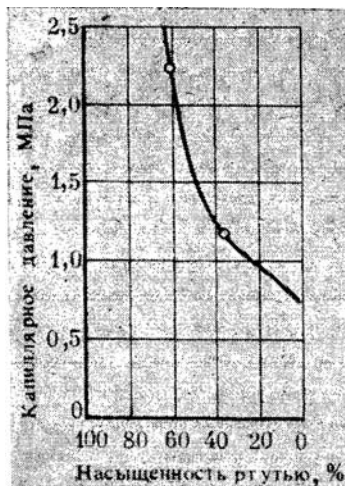


Рис. 4. Кривая капиллярного давления, полученная при нагнетании ртути в песчаник нижнемелового возраста (пористость 7,72%; проницаемость по воздуху 350 нм²; зернистость ниже средней, умеренно отсортированный, со значительным содержанием глины, очень хорошо сцементированный)

у поверхности зерен и по мелким капиллярам, в то время как нефть (или газ) движется по центральной части пор и по крупным фильтрационным каналам. Относительная проницаемость для нефти (газа или воды), выражаемая как отношение фазовой проницаемости для нефти (газа или воды) к абсолютной проницаемости породы, измеряемой при 100%-ном заполнении какой-либо фазой — обычно воздухом, зависит от смачиваемости горной породы и насыщенности каждой фазой. На рисунке 5 показаны типичные кривые относительных проницаемостей для нефти и воды в зависимости от водонасыщенности породы. Как и следовало ожидать, при одинаковых значениях насыщенности нефтью и водой относительная проницаемость для нефти больше, чем относительная проницаемость для воды. Значение остаточной водонасыщенности (см. рис. 5) — это минимальное содержание в породе воды, когда при данном перепаде давле-

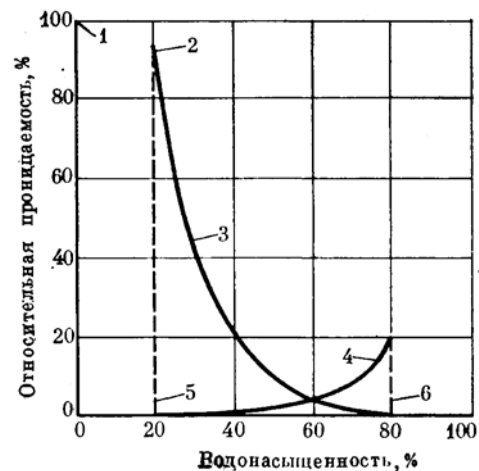


Рис. 5. Относительные проницаемости для нефти и воды в коллекторе, преимущественно смачиваемом водой: 1 — абсолютная проницаемость; 2 — максимальная проницаемость для нефти; 3 — нефть; 4 — вода; 5 — остаточная водонасыщенность; 6 — остаточная нефтенасыщенность

ния движется только нефть; а значение остаточной нефтенасыщенности — это минимальное содержание в породе нефти, когда при данном перепаде давления движется только вода. До вскрытия нефтяного пласта остаточная водонасыщенность соответствует давлению, преобладающему в коллекторе. Проникающий в пласт фильтрат бурового раствора вытесняет нефть, снижая остаточную нефтенасыщенность. Когда скважину вводят в эксплуатацию, нефть вытесняет фильтрат обратно в скважину; при этом водонасыщенность снижается в направлении остаточного значения. Однако, как видно на рисунке 5, по мере приближения к остаточной водонасыщенности относительная проницаемость для воды становится очень низкой. Поэтому до полного вытеснения фильтрата и достижения максимальной производительности скважины может пройти очень много времени, особенно при низком соотношении вязкостей нефти и воды.

В большинстве коллекторов пластовые давления достаточно высоки, чтобы, в конце концов, вытеснить весь фильтр; поэтому ухудшение коллекторских свойств за счет проявления эффекта относительной проницаемости носит лишь временный характер. Однако в коллекторах с низким пластовым давлением и низкой проницаемостью, а также в скважинах, где производится капитальный ремонт, капиллярные давления играют важную роль. Капиллярные давления обратно пропорциональны радиусу, а диаметр капилляров в горной породе может быть настолько мал, что капиллярные давления достигнут нескольких мегапаскалей. Капиллярное давление благоприятствует вытеснению нефти водным фильтратом, но препятствует вытеснению фильтрата нефтью. Существующий перепад давления может оказаться недостаточным для вытеснения фильтрата из мелких капилляров, особенно в непосредственной близости к стволу скважины, где перепад давления на границе раздела нефти и воды приближается к нулю. Этот механизм, который авторы определяют как водяное блокирование, приводит к необратимому ухудшению коллекторских свойств в призабойной зоне и даже прекращению притока пластового флюида в скважину из сильно истощенного коллектора. Образование водяного барьера в газовых коллекторах раньше называлось эффектом Жамена.

Образования водяного барьера можно избежать, если использовать буровые растворы на углеводородной основе, в фильтрате которых при забойных условиях вода отсутствует. Два фактора ограничивают возможность применения буровых растворов на углеводородной основе. Во-первых, их нельзя использовать при разбуривании песчаных пластов, содержащих сухой газ, так как не вся углеводородная фаза будет вынесена из пласта вместе с газом и образуется вторая остаточная фаза. Во-вторых, катионные ПАВ, используемые для приготовления растворов на углеводородной основе, снижают степень смачивания водой поверхности зерен, а при неправильном выборе состава раствора могут даже сделать эти поверхности смачиваемыми нефтью. В гидрофобных породах характер кривых относительных проницаемостей, приведенных

на рисунке 5, меняется на прямо противоположный, потому что носительная проницаемость для нефти при низких значениях водонасыщенности сильно снижается.

Другая возможная причина ухудшения коллекторских свойств из-за капиллярных явлений — эмульгирование внутри поровой нефти, которое может произойти, если фильтрат эмульсионного («нефть в воде») бурового раствора содержит значительные количества эмульгатора. Эмульгирование происходит в связи с увеличением скорости сдвига в сужениях фильтрационных каналов, хотя общая скорость течения мала. Если при этом образуется устойчивая эмульсия, ее капельки запираются в порах и снижают эффективную проницаемость. Однако эмульгатор присутствует в фильтрате лишь в том случае, когда в эмульсионном буровом растворе имеется его избыток. Поэтому можно избежать эмульгирования в пласте, если тщательно подбирать и поддерживать состав эмульсионного раствора.

УХУДШЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВЫМИ ГЛИНАМИ

Почти во всех песках и песчаниках содержатся глинистые частицы, которые значительно влияют на проницаемость этих пород. Такие глинистые частицы обязаны своим происхождением двум источникам. Детритовые глины осаждались вместе с зернами песка в процессе осадконакопления. Диагенетические глины осаждались позднее из пластовых вод или были образованы в результате взаимодействия пластовых вод и ранее существовавших глинистых минералов. Эти глины могут входить в состав скелета породы, покрывая стенки пор, или находиться в порах, не будучи скрепленными, с их стенками. Диагенетические глины обычно присутствуют в виде отложений на стенках пор пластинчатых глинистых частиц, ориентированных перпендикулярно к поверхности зерен (рис. 6). Глины могут также присутствовать в виде тонких слоев или прослоек в песчаных пластах. Карбонатные породы редко содержат глины, но если глины все же в них присутствуют, то они включены в основную породу.

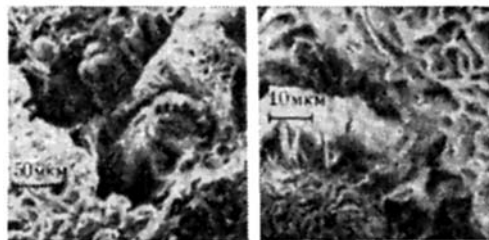


Рис. 6. Глинистые минералы, покрывающие поверхность пор

Действие водных фильтратов на пластовые глины может привести к катастрофическому снижению проницаемости породы, но только в том случае, если глины располагаются в порах. Новак и Крюгер обнаружили, что проницаемость для воздуха сухого зерна, содержащего монтмориллонит, составляла $0,06 \text{ мкм}^2$, а для воды из того же пласта — всего $0,02 \text{ мкм}^2$. В опытах с использованием других пластовых вод проницаемость снижалась по мере уменьшения минерализации воды, а в опыте с дистиллированной водой проницаемость составила только 2 нм^2 . Результаты этих экспериментов позволяют предположить, что снижение проницаемости вызывается набуханием и диспергированием монтмориллонита, а также последующим блокированием пор в результате миграции частиц монтмориллонита. Пласты, проницаемость которых снижается под действием водных растворов, называются чувствительными к воде.

Другие исследователи показали, что наибольшее снижение проницаемости наблюдается, когда в пласте присутствуют монтмориллонит и переслаивающиеся глины. Меньшее влияние на снижение проницаемости пласта оказывают иллиты, а самое малое — каолиниты и хлориты. Ухудшение проницаемости может быть вызвано также свободными мельчайшими частицами таких минералов, как слюда и кварц. Мелкие фракции несцементированных песков в районе северного побережья Мексиканского залива представлены кварцем (39%), аморфным материалом (32%) и глиной (12%). Мелкие фракции располагаются на поверхности крупных зерен (рис. 7).



Рис. 7. Мелкие частицы, располагающиеся на поверхностях основной породы и зерен

Механизм ухудшения проницаемости пластовыми глинами

Механизм ухудшения проницаемости чувствительных к воде пород под воздействием водных растворов изучали многие исследователи. Чтобы упростить интерпретацию результатов, эксперименты проводили с однофазными системами. Обычно через зерн или песчаную набивку прокачивали сначала концентрированный раствор хлорида натрия, а затем растворы с постепенно снижающейся минерализацией или дистиллированную воду. Особенно информативными были эксперименты Бардона и Жакена, так как им удалось расчленить влияние, которое оказывают на снижение проницаемости набухание кристаллов глины, а также диспергирование и пептизация глинистых частиц. Они определили диапазон минерализации, в котором каждое из этих явлений имеет место. На основании ряда экспериментов на песчаной набивке, содержащей монтмориллонит, они установили, что снижение проницаемости с уменьшением концентрации хлорида натрия до 20 г/л (рис. 8) количественно коррелируется с повышением суммарного объема глины при набухании ее кристаллов, о чем сообщал

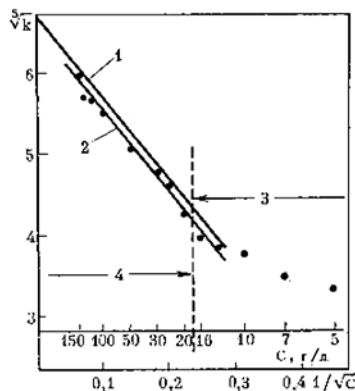


Рис. 8. Снижение проницаемости песчаной набивки, содержащей 10% монтмориллонита, с уменьшением концентрации хлорида натрия до 20 г/л (причиной снижения проницаемости является набухание кристаллов глины): 1 — расчетные данные по уравнению (2); 2 — экспериментальные данные при $C > C_0 = 20$ г/л; 3 — область неустойчивых глин; 4 — область устойчивых глин

Норриш (см. раздел, посвященный механизму набухания глин). Эта зависимость определяется уравнением

$$\sqrt[5]{k} = \sqrt[5]{kQ[1 - P(A + B/\sqrt{C})]}, \quad (2)$$

где k — измеренная проницаемость; kQ — проницаемость при отсутствии глины в уплотненном песке; P — объемная доля глины в уплотненном песке; C — концентрация хлорида натрия, г/л; A и B — константы.

При минерализации менее 20 г/л глины становятся «неустойчивыми» (т.е. диспергируются). Бардон и Жакен отметили, что концентрация 20 г/л — это почти та же концентрация хлорида натрия, при которой Норриш наблюдал неожиданное расширение решетки глинистых частиц, и близка к той минерализации (23 г/л), при которой происходит переход от агрегации к диспергированию.

Наконец, при прокачке через песчаную набивку дистиллированной воды Бардон и Жакен отмечали полное закупоривание набивки, если объемная доля монтмориллонита в ней составляла 10%, однако при снижении доли монтмориллонита до 5%

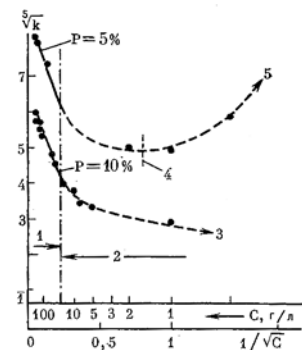


Рис. 9. Зависимость проницаемости песчаной набивки, содержащей 10% монтмориллонита, от концентрации хлорида натрия (при минерализации раствора менее 20 г/л, причиной снижения проницаемости является диспергирование глинистых частиц и пептизация при минерализации менее 1 г/л): 1 — область устойчивых глин; 2 — область неустойчивых глин; 3 — дистиллированная вода, набивка закупоривается; 4 — глинистые частицы выносятся из песчаной набивки; 5 — дистиллированная вода $\sqrt[5]{k} = 9,45$

проницаемость набивки возрастала, и у выходного торца набивки наблюдали вынос глинистых частиц водой (рис. 9). Такие резкие изменения в поведении песчаной набивки становятся понятными, если вспомнить, что при минерализации раствора менее 1 г/л происходит не только диспергирование, но и пептизация глинистых частиц, которые становятся намного более подвижными, чем при флокуляции и диспергировании.

Результаты аналогичных исследований естественных песчанников, которые содержат иллит или каолинит, количественно согласуются с данными, полученными на песчаных набивках с монтмориллонитом (рис. 10).

Большинство естественных песков и песчаников содержат гораздо меньше глины, чем песчаные набивки в экспериментах Бардона и Жакена; следовательно, снижение проницаемости в результате набухания кристаллов глины значительно меньше, чем показано на рисунке 8. При набухании кристаллов глины объем монтмориллонита увеличивается не более чем в 2 раза. Если глина присутствует только в виде тонкого

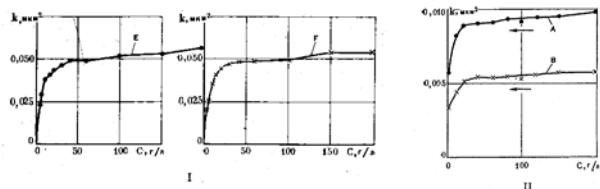


Рис. 10. Изменение проницаемости песчаников в зависимости от минерализации раствора хлорида натрия: I — песчаник, содержащий иллиты (образцы E и F); II — песчаник, содержащий каолиниты (образцы A и B)

слоя на стенках пор, двукратное увеличение ее объема оказывает незначительное влияние на проницаемость. Тем не менее, в естественных песчаных пластах и песчаниках фильтрационные каналы более извилисты, чем в песчаных набивках, поэтому диспергированные и пептизированные глинистые частицы обычно в них застревают, что приводит к резкому снижению проницаемости. Таким образом, форма кривых на рисунке 10 типична для естественных песков и песчаников даже при наличии в них монтмориллонита. Работы других исследователей не оставляют сомнений в том, что снижение проницаемости при низкой минерализации раствора связано с вытеснением глинистых и других мелких частиц со стенок пор проникающей жидкостью, диспергированием этих частиц и последующим их застреванием в сужениях пор (рис. 11). Этот механизм ухудшения коллекторских свойств теперь известен как глинистое блокирование. Он аналогичен образованию внешних фильтрационных корок бурового раствора, но в данном случае в местах сужения пор образуются многочисленные внутренние фильтрационные микрокорки. При нагнетании дистиллированной воды в условиях проявления пептизации наблюдаются такие же низкие проницаемости, как и при образовании фильтрационных корок при использовании флокулированных буровых растворов. Влияние пептизации можно продемонстрировать путем прокачки через песчаные набивки с монтмориллонитом раствора хлорида натрия, содержащего пептизатор, например

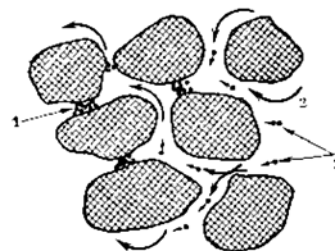


Рис. 11. Механизм глинистого блокирования: 1 — мелкие частицы, застрявшие в сужениях пор; 2 — направление фильтрации; 3 — подвижные мелкие частицы

гексаметафосфат натрия. Гексаметафосфат натрия повышает порог флокуляции монтмориллонита в растворах хлорида натрия до 20 г/л, в результате чего происходит как пептизация, так и диспергирование глинистых частиц при меньших концентрациях солей в растворе.

Поэтому проницаемости оказываются намного ниже получаемых в отсутствие в растворе гексаметафосфата (рис. 12). Это обстоятельство имеет большое практическое значение, так как означает, что такие пептизаторы, как комплексные фосфаты и таннаты, никогда не следует добавлять в диспергированные растворы при разбуривании чувствительных к воде пластов.

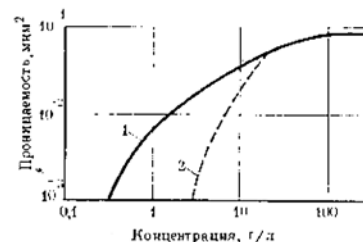


Рис. 12. Влияние гексаметафосфата натрия на снижение проницаемости песчаной набивки: 1 — раствор хлорида натрия; 2 — раствор хлорида натрия с добавкой гексаметафосфата натрия

Таблица 1

СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ КЕРНОВ ИЗ ПЕСЧАНИКА (пористость 21%, абсолютная проницаемость 0,8 мкм²) В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИНТЕНСИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ РАСТВОРА, ПРОКАЧИВАЕМОГО СО СКОРОСТЬЮ 120 см³/ч, ИЛИ V_{пор}/ч

Продолжительность прокачки, ч	Исследование 1		Исследование 2	
	Минерализация, мг/л	Проницаемость, мкм ²	Минерализация, мг/л	Проницаемость, мкм ²
0	30000	0,190	30000	0,190
1	18200	0,180	28500	0,187
2	11200	0,175	27100	0,187
4	4050	0,170	24500	0,188
8	550	0,100	20100	0,188
10	200	0,050	18200	0,187
20	1	0,025	11000	0,186
40			4050	0,183
60			1500	0,180
80			550	0,180
100			200	0,179
150			17	0,178
210			1	0,177

На глинистое блокирование влияет также скорость снижения минерализации. Джонс экспериментально показал, что проницаемость уменьшается значительно меньше, если минерализация солевых растворов, нагнетаемых в пласт, снижается постепенно, а не резко — от концентрированного раствора к пресной воде. Согласно исследованиям Мангана, если раствор хлорида натрия нагнетать в керн, полученный из песчаника (пористость 21%, абсолютная проницаемость 0,8 мкм²), очень медленно в условиях постепенно и непрерывного снижения минерализации, то можно почти полностью избежать ухудшения коллекторских свойств (табл. 1). Когда после раствора хлорида натрия с концентрацией 30 г/л резко перешли на закачку пресной воды, при объеме нагнетания воды всего 1,2 порового объема проницаемость снизилась с 0,19 до 0,001 мкм². Резкое изменение

электрохимической среды, вероятно, способствовало диспергированию частиц.

Влияние катионообменных реакций на глинистое блокирование

Когда в системе «глина–солевой раствор» присутствуют два вида катионов (или более), поведение глинистых частиц определяется катионообменными реакциями. Константы катионообменного равновесия благоприятствуют адсорбции поливалентных катионов по отношению к моновалентным катионам; кроме того, если поливалентные катионы находятся в обменном положении, агрегаты глины не диспергируются даже в дистиллированной воде. Следовательно, когда катионообменные ионы на частицах чувствительных к воде глин преимущественно поливалентны, снижения проницаемости под действием фильтратов буровых растворов на пресной воде не происходит. Например, в обмене на глинистых частицах, содержащихся в песчанике (пористость 21%, абсолютная проницаемость 0,8 мкм²), преимущественно участвуют ионы кальция, поэтому, когда в сухой керн нагнетают дистиллированную воду, ухудшения проницаемости не наблюдается. Но если в сухой керн вначале нагнетают раствор хлорида натрия, глины приобретают натриевую форму, и при последующем нагнетании дистиллированной воды произойдет закупоривание керна. Тем не менее, когда раствор хлорида натрия содержит поливалентные катионы в достаточном количестве, чтобы глины сохраняли поливалентную форму, диспергирования не произойдет. Так, Джонс показал, что в условиях присутствия в растворе одной части хлорида кальция или хлорида магния на десять частей хлорида натрия глинистого блокирования песчаника не происходило, если минерализацию снижали постепенно (рис. 13). Хотя калий моновалентен, он прочно удерживается в решетке глины, поэтому не способствует созданию значительных отталкивающих усилий, являющихся причиной диспергирования. Следовательно, соли калия действуют так же, как соли кальция, и предотвращают глинистое блокирование.

Катионы горных пород находятся в равновесии с катионами в связанной воде. Главным компонентом минерализованных

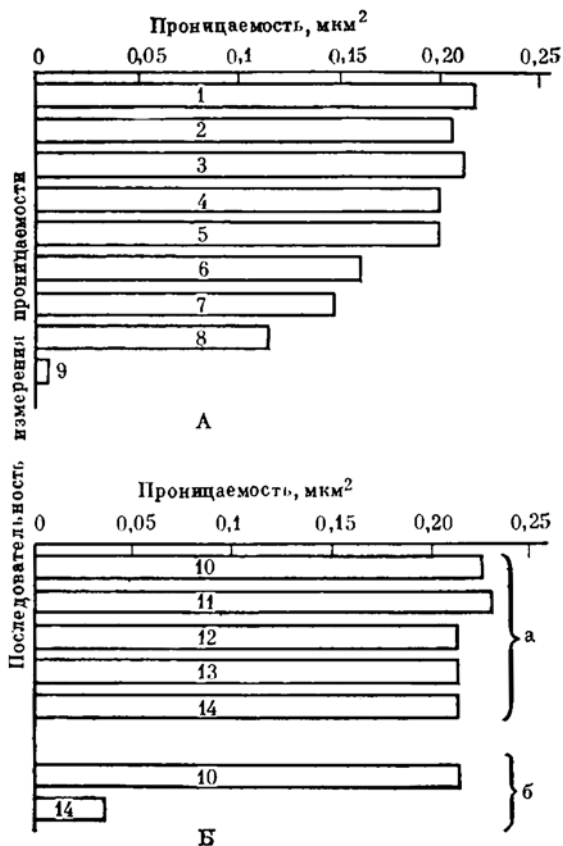


Рис. 13. Снижение проницаемости с уменьшением минерализации раствора: А — солевой раствор содержит только хлорид натрия; Б — солевой раствор содержит одну часть хлорида кальция на десять частей хлорида натрия. Концентрация NaCl в г/л: 1 — 58,5; 2 — 29,2; 3 — 14,6; 4 — 7,3; 5 — 5; 6 — 3,65; 7 — 1,83; 8 — 1,17; 9 — 0,585. Концентрации NaCl/CaCl₂ в г/л: 10 — 52,6/5,5; 11 — 5,26/0,55; 12 — 0,526/0,055; 13 — 0,263/0,027; 14 — 0,105/0,011; а — постепенное снижение минерализации; б — резкое снижение минерализации

пластовых вод является хлорид натрия, концентрация которого обычно превышает 20 мг/л, а также соли кальция и магния, содержащиеся в значительных количествах, благодаря чему глины, находящиеся на стенках пор, устойчивы. Проникновение фильтрата бурового раствора нарушает равновесие и может вызвать диспергирование глин и глинистое блокирование. На эти явления влияет множество факторов, поэтому для определения оптимальной композиции бурового раствора желательно проводить лабораторные исследования на кернах, отобранных из интересующих пород. Обычно фильтраты буровых растворов на минерализованной воде, в которых содержание солей не ниже, чем показано в таблице 2, не вызывают снижения проницаемости (если не считать ухудшения коллекторских свойств в результате набухания кристаллов глинистых частиц).

Фильтраты буровых растворов на пресной воде способствуют глинистому блокированию, особенно если в них присутствуют такие понизители вязкости, как таннаты и комплексные фосфаты. В то же время фильтраты известковых буровых растворов с лигносульфонатом кальция не вызывают снижения проницаемости, если отношение ионов Ca²⁺/Na⁺ достаточно высоко для подавления диспергирования. Когда это отношение достаточно высоко для предупреждения диспергирования глин в буровом растворе, можно предположить, что оно окажется достаточным и для предотвращения диспергирования глин в пласте.

Очень важно не допустить диспергирования пластовых глин, иначе осуществить обратный процесс путем нагнетания в пласт высокоминерализованной воды не удастся. Можно лишь

Таблица 2

МИНИМАЛЬНЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ (в г/л) СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГЛИНИСТОГО БЛОКИРОВАНИЯ В ЧУВСТВИТЕЛЬНЫХ К ВОДЕ ПЛАСТАХ

Вид глинистого минерала в пласте	Растворы		
	NaCl	CaCl ₂	KCl
Монтмориллонит	30	10	10
Иллит, каолинит, хлорит	10	1	1

немного увеличить проницаемость за счет флокулирующего действия минерализованной воды, но лабораторные исследования показали, что первоначальная проницаемость восстанавливается только при сушке керна, в результате чего глина вновь конденсируется на стенках пор. Глинокислота устраняет глинистый барьер, но ее влияние на проницаемость носит лишь временный характер.

Влияние pH

Водородный показатель влияет на диспергирование глин, так как от него зависит катионообменное равновесие. Однако влияние pH на конкретную систему зависит от электрохимических условий в ней. Водородный показатель фильтрата бурового раствора может стать причиной снижения проницаемости, но в результате проявления особого механизма — если цементирующей средой в породе является аморфный кварц. Фильтраты с очень высоким pH растворяют кварц, высвобождая мельчайшие частицы породы, которые после этого могут закупорить поровые каналы.

Глинистое блокирование в двухфазных системах

До настоящего момента эффект глинистого блокирования рассматривали применительно к однофазным системам. На практике приходится иметь дело с двухфазными системами, в связи с чем особый интерес представляет влияние глинистого барьера на проницаемость для нефти и газа. В лабораторных условиях при оценке этого влияния в керне создается остаточная водонасыщенность и определяется проницаемость для нефти (k_0)₁ после воздействия на керн фильтрата бурового раствора; затем осуществляется противоточная прокачка нефти, пока проницаемость не станет постоянной и равной (k_0)₂. Критерием снижения проницаемости в этом случае является отношение $100 (k_0)_2 / (k_0)_1$.

Снижение проницаемости при оценках по этому критерию значительно меньше, чем наблюдалось в однофазных системах. Например, в экспериментах Новака и Крюгера в керне, который был закупорен под воздействием дистиллированной воды, проницаемость для нефти удалось восстановить на 20%

от ее первоначального значения. Процент восстановления проницаемости оказывался значительно большим, когда загрязнение кернов происходило в результате внедрения в них фильтратов буровых растворов, особенно ингибированных. До получения максимального восстановления проницаемости необходимо было прокачивать нефть в обратном направлении в течение значительного периода времени. Например, в экспериментах Бертнеса для стабилизации скоростей при противоточной прокачке нефти потребовалось 62 ч. Такая продолжительность периода стабилизации может привести к ошибкам при интерпретации результатов исследований с помощью испытателя пласта, спускаемого в скважину на буровых трубах.

Смачиваемость мельчайших частиц, которые могут перемещаться движущимися жидкостями, является важным фактором, определяющим характер фильтрации двухфазных систем. Эти мельчайшие частицы обычно смачиваются водой, поэтому перемещаются только во время движения воды. До вскрытия коллектора, имеющего остаточную водонасыщенность, пленки погребенной воды на зернах песка делают эти частицы неподвижными (рис. 14). Когда водный фильтрат

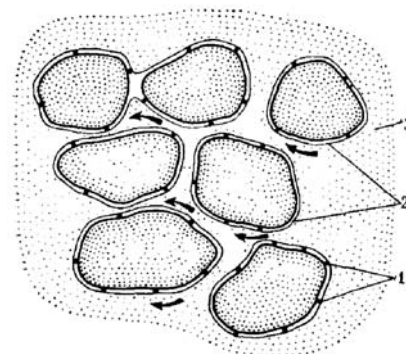


Рис. 14. Удержание мельчайших твердых частичек погребенной водой:
1 — неподвижные смачиваемые водой мельчайшие частицы; 2 — погребенная вода (неподвижная); 3 — нефть

бурового раствора проникает в коллектор, водная фаза становится подвижной, и мельчайшие частицы мигрируют, образуя перемычки в суженных частях фильтрационных каналов, как об этом уже говорилось при обсуждении однофазного течения. После заканчивания скважины нефть движется в обратном направлении, перемычки разрушаются, и мельчайшие частицы перемещаются вдоль границы раздела нефти и воды. Одни частицы могут выноситься в скважину вместе с движущейся нефтью, другие образуют перемычки, препятствующие движению в обратном направлении, а третьи остаются в водяных пленках на поверхности зерен.

Фактическое поведение мельчайших частиц зависит от свойств коллектора и дебита скважины. Промысловые исследования показали, что при высоких дебитах продуктивность скважины снижается; вероятно, это обусловлено повышением концентрации мельчайших частиц в потоке, что способствует образованию сводовых перемычек. В исследованиях на микромоделе Муэке заметил, что после появления границы раздела нефти и воды на выходном конце пористой среды поступление мельчайших частиц из модели прекращается. Однако, если в модели поддерживалось одновременное течение нефти и воды, мельчайшие частицы продолжали выноситься неопределенно долго, так как многофазный поток вызывал локальные возмущения давления.

СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Хорошо известно, что частицы твердой фазы бурового раствора проникают в пласт и вызывают снижение проницаемости в результате сужения фильтрационных каналов. Однако частицы твердой фазы могут проникать в породу только в период мгновенной фильтрации до образования фильтрационной корки. Как только фильтрационная корка полностью сформируется, она начинает задерживать мельчайшие коллоидные частицы благодаря своей структуре очень низкой проницаемости (около 1 нм^2). Проницаемость может продолжать снижаться,

но не за счет частиц, проходящих через корку, а вследствие перемещения и изменения положения частиц, уже проникших в пласт во время мгновенной фильтрации.

Таким образом, чтобы предотвратить ухудшение коллекторских свойств пласта под воздействием твердой фазы бурового раствора, необходимо свести к минимуму мгновенную фильтрацию путем поддержания в буровом растворе достаточного количества сводообразующих частиц нужного размера. Эти частицы, внедряются в поры у стенки скважины и перекрывают их, образуя основу на которой формируется фильтрационная корка. Для того чтобы эффективно выполнить эту функцию, основная часть частиц, образующих сводовую перемычку, по размеру должна быть меньше поровых отверстий, но не менее $1/3$ их. Однако в растворе должны также присутствовать фракции частиц убывающего размера вплоть до крупных коллоидных частиц. Чем выше доля сводообразующих частиц и чем ниже проницаемость горной породы, тем быстрее сформируется сводовая перемычка и тем меньше будет мгновенная фильтрация.

Поскольку мгновенная фильтрация возникает в момент внедрения в пласт бурового долота, исследования проникновения частиц твердой фазы бурового раствора следует проводить в условиях, когда наружная корка непрерывно удаляется. Даже в этих условиях частицы твердой фазы проникают в горную породу на весьма небольшую глубину, если только в растворе содержится достаточное количество сводообразующих частиц нужного размера. Например, исследования Гленна и Шлюссера показали, что частицы твердой фазы проникают в образцы, изготовленные из оксида алюминия, на 2–3 см. Исследования на микродолотном буровом стенде, проведенные Юнгом и Греем, позволили установить, что частицы твердой фазы проникают в керны из песчаника береа, имеющего максимальную проницаемость $0,105 \text{ мкм}^2$, на глубину около 1 см. Крюгер приводит данные исследований, свидетельствующие о проникновении таких частиц на глубину от 2 до 5 см.

Наибольшее снижение проницаемости в результате проникновения частиц твердой фазы отмечается на первых нескольких миллиметрах образца. Юнг и Грей, например, обнаружили,

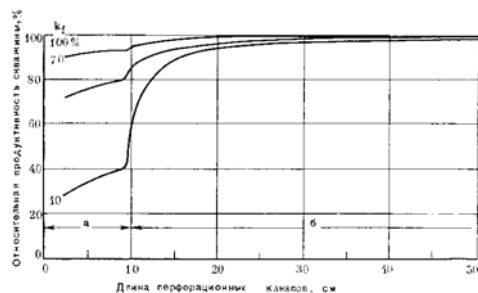


Рис. 15. Влияние длины перфорационных каналов на продуктивность скважины (относительная продуктивность определяется как отношение продуктивностей скважины с загрязненной и незагрязненной призабойными зонами и рассчитывается для радиального течения):

а — зона загрязнения твердой фазой раствора во время бурения; б — загрязнения при простреле скважины отсутствуют; kt — отношение проницаемости загрязненной зоны к начальной проницаемости пласта, %

что проницаемость кернов из песчаника береа снижается примерно до $0,1 \text{ мД}$ на первом сантиметре, а остальная часть керна практически сохраняет начальную проницаемость. В более проницаемых горных породах проницаемость зоны проникновения фильтра за пределами первого сантиметра может снижаться до 70–80% от первоначальной.

Снижение проницаемости пород на расстоянии нескольких сантиметров от поверхности пласта в стволе скважины можно исключить путем перфорации. Клотц показал, что последствия загрязнения пласта будут минимальными, если длина перфорационных каналов (обычно около 20 см) превысит ширину зоны загрязнения, по меньшей мере, на 50% (рис. 15). Следовательно, можно сделать заключение, что ущерб от проникновения твердой фазы бурового раствора в пласт не будет существенным, если в растворе содержится необходимое количество сводообразующих частиц нужного размера, а в скважине осуществляют прострел (или расширяют открытый забой с помощью раздвижного расширителя) в присутствии одной из

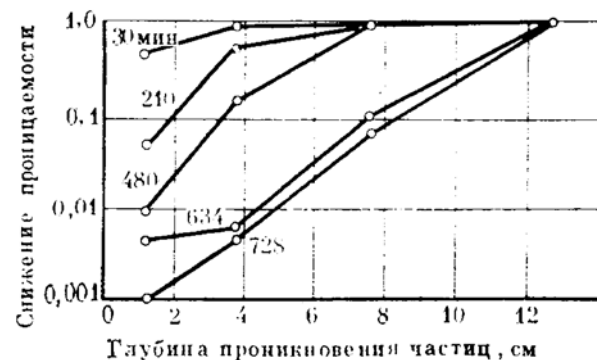


Рис. 16. Снижение проницаемости песчаной навивки в результате проникновения частиц твердой фазы из бурового раствора при отсутствии в нем сводообразующих частиц (условия эксперимента: расход — $5,34 \text{ см}^3/\text{мин}$; размер частиц в буровом растворе — менее $12,5 \text{ мкм}$, средний размер — $2\text{--}3 \text{ мкм}$; проницаемость навивки — 5 мкм^2 ; размер пор — $30\text{--}40 \text{ мкм}$)

жидкостей для заканчивания, содержащей разлагаемую твердую фазу.

Глубокие и необратимые загрязнения пласта могут происходить при отсутствии в растворе необходимого количества сводообразующих частиц нужного размера. Экстремальный случай описан Абрамсом, который провел эксперимент с использованием солевого раствора без крупных частиц, необходимых для закупоривания пор. Этот раствор содержал 1% частиц размером менее 12 мкм . Его непрерывно прокачивали через песчаную навивку проницаемостью 5 мкм^2 . На рисунке 16 иллюстрируется резкое ухудшение коллекторских характеристик пласта в виде снижения проницаемости в зависимости от глубины проникновения частиц твердой фазы.

Обратная промывка нефтью мало чем способствовала восстановлению проницаемости. Абрамс рассчитал, что при одинаковом загрязнении пласта продуктивность скважины с радиусом дренирования около 150 м может снизиться до 14% потенциального значения в отсутствие необходимых

сводообразующих частиц и до 99%, если таких частиц в растворе вполне достаточно.

Примеры из практики загрязнения пласта частицами твердой фазы бурового раствора

Любой буровой раствор, при использовании которого пробурено несколько метров ствола, содержит около 3 кг/м³ частиц фракции 2–50 мкм; этого количества вполне достаточно для образования сводовых перемычек на поверхности цементированных пород проницаемостью менее 1 мкм². В таких породах никаких особых мер предосторожности принимать не нужно, и продуктивный интервал обычно можно разбуривать с использованием того же бурового раствора, который применяли в верхних интервалах ствола. Тем не менее, для ряда пластов и различных операций трудно определить требования к закупоривающей способности частиц, причем могут потребоваться частицы диаметром более 50 мкм. В ситуациях, описанных ниже, необходимо принять меры для обеспечения надежного сводообразования. Когда сделать это невозможно, следует использовать такие растворы для заканчивания и подземного ремонта скважин, в которых твердая фаза может быть разложена или растворена после окончания этих работ.

Несцементированные пески. При разбуривании несцементированных песков для образования сводовых перемычек часто бывают нужны частицы диаметром более 50 мкм. В связи с большими различиями в необходимых размерах частиц, а также в размерах и формах пор трудно дать четкие рекомендации относительно выбора сводообразующих частиц. Однако для всех формаций, кроме пластов гравия и зон с открытыми трещинами или каналами, по-видимому, вполне достаточно 15–30 кг/м³ сводообразующих частиц максимальным диаметром 150 мкм. В буровых растворах иногда не хватает частиц размером более 50 мкм, чаще всего так бывает при эффективной очистке раствора в пескоотделителях и илоотделителях. Поэтому при бурении в несцементированных песках необходимо тщательно следить за гранулометрическим составом твердой фазы, а ме-

ханические сепараторы должны быть отрегулированы так, чтобы в растворе сохранялась требуемая концентрация крупных частиц. При необходимости в раствор следует добавлять крупнозернистый порошок подходящего материала, например карбоната кальция.

Помимо снижения продуктивности скважин, вызываемого глубоким проникновением частиц твердой фазы бурового раствора, нехватка необходимых сводообразующих частиц приводит к обвалению несцементированных песков и увеличению диаметра ствола скважины. Несцементированный песок имеет коэффициент сцепления, равный нулю, поэтому он будет обваливаться в ствол, если глинистая корка не образуется. Перепад давления на глинистой корке повышает сцепление и снижает напряжения сжатия на стенке скважины. Важно, чтобы глинистая корка образовалась быстро, так как турбулентный поток вокруг долота способствует сильной эрозии, и ствол быстро размывается. Если глинистая корка быстро образоваться не может, то не исключены снижение продуктивности, попадание определенных объемов песка в продукцию скважины, продольный изгиб обсадной колонны и другие осложнения при добыче нефти, связанные с увеличением диаметра ствола скважины. Установление корреляционной связи фракционного состава твердой фазы в буровом растворе с кривыми кавернометрии позволяет оперативно выявить оптимальные требования к закупориванию пор в конкретном коллекторе.

Коллекторы с трещинной пористостью. Некоторые коллекторы, особенно карбонатные, имеют очень низкую первичную проницаемость, и добыча нефти из них зависит от течения по системе микротрещин. Ширина этих трещин в большинстве случаев не превышает 10 мкм, но может быть и намного больше. В связи с отсутствием точной информации о размере трещин закупорить их гораздо сложнее, чем пористую среду. Если трещина не закупорена, мельчайшие частицы твердой фазы бурового раствора проникают в нее и откладываются на стенках, пока вся трещина не заполнится глинистой коркой.

Такие внутренние глинистые корки не удаляются при обратном тении пластовых флюидов, и продуктивность скважины

значительно ухудшается. Подобные коллекторы, следовательно, должны вскрываться с использованием бурового раствора, содержащего разлагаемую твердую фазу.

Раздел 13

Очистка бурового раствора от выбуренной породы

ОСНОВЫ

Тип и количество твердой фазы, присутствующей в растворе определяют параметры бурового раствора: плотность, вязкость, прочность геля, качество фильтрационной корки, водоотдачу и другие химические и механические свойства. Выбуренная порода в растворе и ее объемы оказывают влияние на стоимость скважины через скорость проходки, гидравлику, объемы разбавления для поддержания плотности, повышенный коэффициент трения бурильного инструмента, дифференциальные прихваты, потерю циркуляции, сальники на КНБК, повышенный износ бурового оборудования и инструмента и т.д.

Так как невозможно удалить всю выбуренную породу из раствора, ее следует рассматривать как постоянный загрязняющий фактор. Удаление выбуренной породы является одним из наиболее важных аспектов контроля буровых растворов. Возросшие в последние годы экологические ограничения, требования к качеству вскрытия продуктивных пластов при строительстве скважин делают «дедовские» методы борьбы с выбуренной породой невозможными. Деньги, затрачиваемые на очистку бурового раствора, а также решение проблем, связанных с повышенным содержанием твердой фазы, составляют значительную часть общих расходов на бурение скважин и являются ежедневной проблемой на каждой скважине. Информация, изложенная в этой главе, поможет оптимизировать выбор и эксплуатацию оборудования по очистке буровых растворов.

Контроль выбуренной породы осуществляется двумя методами:

- осаждение;
- просеивание.

Если статическая структура жидкости разрушена, то скорость осаждения твердых частиц можно описать законом Стокса:

$$V_0 = \frac{\pi g D^2 (\rho_ч - \rho_ж)}{4\mu}$$

где: V_0 — скорость осаждения, м/с;

g — ускорение гравитации, м/с²;

D — диаметр частицы, м;

$\rho_ч$ — плотность частицы, кг/м³;

$\rho_ж$ — плотность жидкости, кг/м³;

μ — вязкость жидкости, сП.

Это уравнение — упрощенное математическое выражение того, что мы видим в реальной жизни: скорость осаждения растет при увеличении гравитационных сил, диаметра частицы, разницы между плотностью жидкости и частицы при уменьшении вязкости жидкости и наоборот. Закон Стокса показывает, что частицы разных диаметров и плотности, имеющие одинаковую массу, оседают с одинаковой скоростью. Так, невозможно отсеять частицы породы диаметром 60 мкм и частицы барита диаметром 40 мкм методами осаждения. В реальной жизни не встречаются частицы с идеальной шарообразной формой и это вносит свои коррективы в расчеты.

Все оборудование по очистке буровых растворов спроектировано с целью отделять частицы в определенных диапазонах. Очень важно использовать оборудование в правильных комбинациях для каждой конкретной ситуации.

Твердая фаза в буровых растворах может быть разделена на 2 категории по плотности: с плотностью от 2,3 до 2,8 г/см³ и плотностью выше 4,2 г/см³. Выбуренная порода, бентонит, карбонат кальция и т.д. попадают в первую категорию. Утяжелители, такие как барит, гематит, относятся ко второй категории и используются в основном для достижения плотностей более 1,2. Размеры выбуренной породы варьируются в огромных пределах от 1 мкм (10⁻⁶ м) до нескольких сантиметров. Важно понимать, как твердые частицы классифицируются по размеру и какие породы попадают в какие категории.

Данная классификация не принимается в расчет физический состав твердых частиц, хотя используются термины «ил» и «песок». Сетки по стандарту Американского Нефтяного Института (АНИ) классифицируются в меш — количестве ячеек на один дюйм. Рисунок 2 показывает в

Таблица 1

Классификация твердых частиц по размеру

Категория	Размеры	Примеры
Коллоиды	2 мкм и меньше	Бентонит, глины
Ил	2–74 мкм	Барит, ил, глинистые сланцы, алевролиты (< 200 mesh)
Песок	74–2,000 мкм	Песок (200–10 mesh)
Гравий	> 2,000 мкм	(>10 mesh)

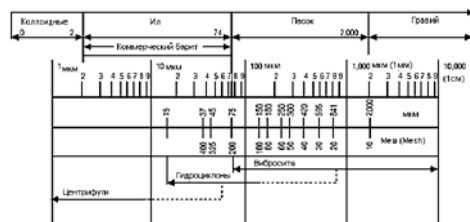


Рис. 1. Классификация твердых частиц по размеру

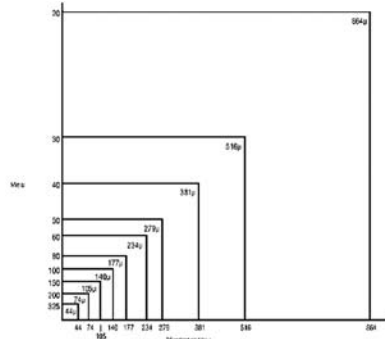


Рис. 2. Размеры ячеек сеток в меш (Mesh) по отношению к микрометрам

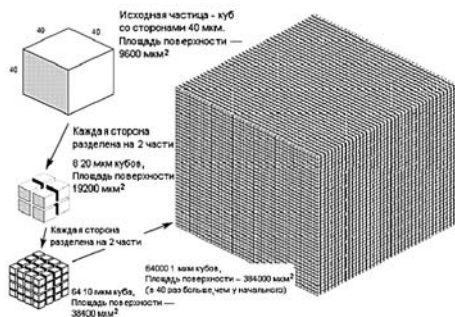


Рис. 3. Изменение суммарной поверхности в зависимости от размера частиц

увеличенном масштабе размеры ячеек сеток от 20 до 325 меш и эквивалентные размеры частиц в мкм, которые проходят через каждую сетку. Сетка 200 меш используется для стандартного теста для определения содержания песка в растворе. 95% частиц качественного барита проходят через сетку 325 меш (<44 мкм). Чем ближе размер частиц к коллоидному, тем больший эффект они оказывают на реологические свойства раствора.

Рисунок 3 показывает, как меняется суммарная поверхность частиц в зависимости от их размера в фиксированном объеме.

Примите во внимание, что глинистые частицы имеют толщину, равную одному ангстрему (1/10 000 мкм, или 10^{-10} м). Таким образом, если позволить 1 мкм кубу деградировать до размеров глинистых чешуек, то площадь поверхности увеличится до 128 006 400 мкм², что в 13 334 раза больше начальной поверхности 40 мкм кубика. В буровом растворе вязкость увеличивается пропорционально с увеличением суммарной поверхности частиц, так как частицы имеют гидрофильную поверхность, которая должна быть смочена. По мере уменьшения количества свободной воды и увеличения твердых частиц происходит рост вязкости раствора.

ОБОРУДОВАНИЕ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Оборудование очистки буровых растворов характеризуется пропускной способностью — объемом раствора, которое оно может пропустить за единицу времени, объемом и размером удаляемых частиц. Ни одно механическое устройство, используемое в бурении, не может удалить 100% поступающей в раствор твердой фазы. Для сравнения эффективности оборудования используется понятие «точка разделения фракций по размеру» — обозначается буквой D и характеризуется размером в мкм и процентным отношением сепарированных частиц данного размера. D50=40 мкм означает, что 50% частиц размером 40 мкм удаляется из раствора и 50% остается в нем.

ВИБРОСИТА

Первым элементом системы очистки, как правило, являются вибросита, представляющие собой вибрационную ситовую установку для удаления выбуренной породы. Они отличаются от остального оборудования тем, что отделяют почти 100% (D100) твердой фазы, соответствующей размеру используемых сеток (с квадратными ячейками). Как показано на рисунке 1, вибросито с сетками 200 меш удалит из раствора 100% частиц крупнее 74 мкм, исключая таким образом необходимость применения пескоотделителя. Использование по возможности наиболее мелких сеток для удаления наибольшего количества выбуренной породы является наиболее эффективным методом контроля твердой фазы. Это предотвращает диспергирование частиц в центробежных насосах, гидроциклонах и гидропистолетах до размеров, при которых они не могут быть удалены из раствора. С другой стороны, нужно иметь в виду, что более тонкие сетки менее долговечны и практически (экономически оправданым) пределом для вибросит первой ступени являются сетки 200–230 меш.

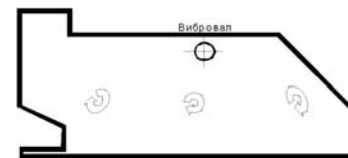
Вибросита делятся по типу вибрации (траектории описываемой каждой точкой вибросита при движении) на:

— круговое; дизайн первых вибросит с минимальными развращаемыми гравитационными силами;

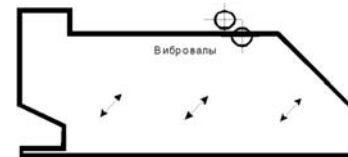


— эллиптическое; модификация первого типа, где центр вибрации поднят над рамой и противовесы на вибраторе используются для создания эллиптического движения, меняющегося по интенсивности и форме по длине вибрационной рамы;

— линейное, использующее два вибратора, вращающихся в противоположных направлениях, создающих силу, направленную



вверх или вниз в момент, когда противовесы находятся в вертикальном положении, и 0 — в горизонтальном положении.



Каждый из перечисленных типов имеет свои преимущества и недостатки. Вибросита с круговым движением развивают низкие гравитационные силы и обладают наибольшей транспортирующей способностью, что способствует лучшему удалению глинистых пород на верхних интервалах, уменьшая их воздействие на поверхность сетки, в то же время они обладают низкой осушающей способностью. Данный тип вибросит иногда используется для предварительной очистки раствора от крупных молодых глинистых пород, но большее распространение для этой цели приобрели транспортеры с вращающейся крупноячеистой сеткой. Вибросита с эллиптическим движением развивают повышенные гравитационные силы по сравнению с 1 типом и обладают меньшей транспортирующей способностью по сравнению с 1 и 3 типами. Они нашли применение при работе с утяжеленными растворами и в качестве осушающих сит для пульпы из-под гидроциклонов, нужно заметить, что чем медленнее шлам удаляется с вибросита, тем интенсивнее происходит износ сеток. Вибросита с линейным движением наиболее универсальные, они демонстрируют повышенные гравитационные силы, и относительно быструю транспортирующую способность, зависящую от угла наклона рамы и положения вибраторов.

Рекомендации по выбору размера сеток для вибросит включают следующие пункты:

- необходимо устанавливать сетки на одном вибросите одного размера, допускается ставить сетку крупнее на размер в конце вибросита (чтобы основная масса раствора проходила через более мелкие сетки) при условии, что конструкция предусматривает три и более сеток;

- сетки подбираются таким образом, чтобы раствор закрыл $2/4-3/4$ последней сетки вибросита;

- иногда частицы выбуренной породы имеют тот же размер, что и ячейки сеток, и закупоривают их, что приводит к уходу раствора через вибросита. В данном случае необходимо поставить сетки на размер меньше, чтобы предотвратить закупоривание.

Сетки для вибросит

Вибросито хорошо настолько, насколько качественные сетки установлены на нем. На сегодняшний день на рынке предлагаются сетки от различных производителей, с различными характеристиками. Для примера, сетка 100 меш с «квадратной» ячейкой отделяет 100% частиц крупнее, чем 140 мкм, в то время как многослойная сетка 100 меш с повышенной пропускной способностью отделяет 95% частиц крупнее, чем 208 мкм. Эффективность такой сетки приблизительно равна сетке с «квадратными» ячейками размером 70 меш.

Меш — количество отверстий на дюйм. Пример: 30x30 меш «квадратная» сетка имеет 30 ячеек на один дюйм длины сетки в обоих направлениях. 70x30 меш сетка имеет 70 ячеек по длине и 30 по ширине на один дюйм. В зависимости от производителя, диаметра проволоки и метода плетения одинаковым сеткам могут присваиваться различные размеры. Поэтому нельзя пользоваться только этим параметром для сравнения сеток.

Эффективность работы сеток оценивается следующими параметрами:

Эффективность сепарации («точка разделения фракций по размеру») — для характеристики сеток используются

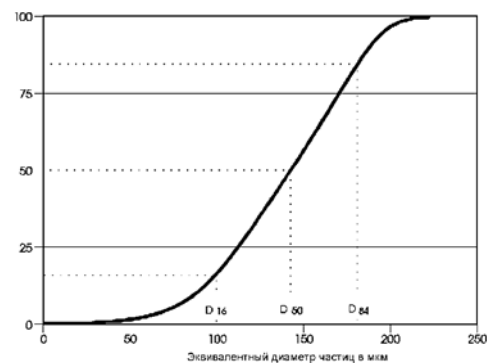


Рис. 4

следующие пределы D50 и отношение D84/D16. Данная комбинация показывает, как четко отслеживаются данные пределы, где все частицы до определенного размера удалены и оставлены частицы меньшего размера. Так, для «квадратной» сетки отношение D84/D16 будет равно 1. Для сеток с прямоугольным плетением значение будет выше; нежелательно использовать сетки с отношением $>1,5$.

Открытая площадь (ОП) — площадь не занятая нитями и каркасом, измеряемая в %. Так, сетки одного размера с ОП 46% и 33% будут пропускать различные объемы раствора. При сравнении данного параметра нужно принимать во внимание, является ли сетка плоской или трехмерной (синусоидальной). В реальности трехмерные сетки редко закрываются целиком раствором и значительная их часть находится выше уровня раствора и не участвует в работе.

Пропускная способность — «проницаемость» сетки, т.е. способность пропускать определенное количество раствора через единицу поверхности.

Долговечность — продолжительность работы сетки в часах до потери своей функциональной способности.

Далее приведены характеристики сеток различных производителей.

Таблица 2

Характеристики сеток с квадратными ячейками

Обозначение	Эквивалент в (mesh)	Предел, мкм D100	Открытая площадь (%)
16×16	27	1130	50,7
20×20	28	864	46,2
30×30	41	516	37,1
40×40	43	381	36,0
50×50	54	279	30,3
60×60	64	234	30,5
80×80	80	177	31,4
100×100	108	140	30,3
120×120	128	117	30,5
150×150	140	105	37,9
200×200	200	74	33,6
250×250	234	61	36,0
325×325	325	44	30,5
400×400	400	37	36,0

Таблица 3

Характеристики сеток SWACO АЛС

Обозначение	Эквивалент в (mesh)	Предел, мкм			Пропускная способность (кД/мм)
		D50	D16	D84	
ALS 50	48	320	234	380	6,17
ALS 70	73	200	150	241	3,76
ALS 84	86	169	119	200	3,44
ALS 110	97	153	107	182	2,75
ALS 140	118	127	91	153	2,14
ALS 175	152	98	70	117	1,78
ALS 210	174	86	60	106	1,63
ALS 250	215	68	48	82	1,21

Таблица 4

Характеристики сеток Derrick

Обозначение	Эквивалент в (mesh)	Предел, мкм			Пропускная способность (кД/мм)
		D50	D16	D84	
PWP DX 50	48	318	231	389	6,10
PWP DX 70	58	220	158	269	4,18
PWP DX 84	78	181	127	218	3,53
PWP DX 110	100	149	105	184	2,93
PWP DX 140	125	120	86	143	2,29
PWP DX 175	156	96	70	118	1,77
PWP DX 210	174	86	60	104	1,59
PWP DX 250	213	69	49	84	1,39
PWP HP 45	44	362	283	388	9,51
PWP HP 50	50	299	234	313	8,20
PWP HP 60	57	263	207	278	6,78
PWP HP 70	71	208	158	221	4,81
PWP HP 80	77	186	145	192	3,93
PWP HP 100	105	143	113	154	3,20
PWP HP 125	121	124	100	133	2,59
PWP HP 140	147	101	79	113	2,24
PWP HP 180	168	89	57	94	1,82
PWP HP 200	203	76	60	82	1,59
PWP HP 230	230	62	52	72	1,31
PWP HP 265	261	55	44	59	0,97
PWP HP 310	300	48	38	53	0,85
PWP HP 460	357	41	31	47	0,60

Обозначение сеток Derrick:

SWG — трехслойная сетка, не подлежащая ремонту

PWP — сетка на перфорированной панели, возможен ремонт

GBG — жесткая панель

SCG — сетка для повышенных нагрузок

DX — сверхтонкая сетка

DF — тонкая сетка

DC — грубая сетка

HP — сетка высокой производительности (с прямоугольными отверстиями)

ГИДРОЦИКЛОНЫ

Гидроциклоны являются экономически эффективным средством борьбы с выбуренной породой, прошедшей через вибросита в неутяжеленных буровых растворах. Так как они не имеют движущихся частей, то являются достаточно надежным при правильном использовании оборудованием. Гидроциклон — это общее название данного типа оборудования, по размеру отбиваемой твердой фазы они делятся на пескоотделители, илоотделители и микроциклоны.

На рисунке 5 показан принцип работы гидроциклона. Раствор попадает под давлением во входной патрубок по касательной к стенкам цилиндра, создавая таким образом спиральное движение жидкости. По мере продвижения раствора по спирали вниз по конической секции центробежные силы отбрасывают твердую фазу к стенкам. По мере сужения конуса все большие слои жидкости вовлекаются в поток по направлению вверх из-за создающегося вакуума внутри гидроциклона по принципу Торнадо. Твердая фаза определенной массы, достигая низа конуса, не может подняться наверх из-за действующих на нее сил инерции и отделяется от основной массы раствора. Максимальный износ, как правило, образуется в нижней части конуса, где скорость частиц максимальна. «Сбалансированные» гидроциклоны имеют небольшой выброс раство-

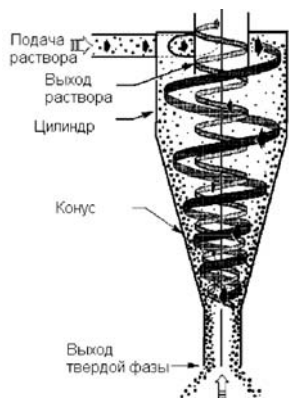


Рис. 5

ра через нижнюю насадку; если частицы слишком малы, чтобы быть удалены из раствора, то и раствор не должен выходить из насадок, т.е. при работе на воде не должно быть утечек через насадки. «Несбалансированные» гидроциклоны будут выбрасывать раствор без признаков присутствия твердой фазы в растворе.

Компания «Амоко» провела обширные исследования в области влияния различных факторов на производительность гидроциклонов, результаты сведены в таблицу 5.

Диаметр конуса является основным фактором, определяющим пропускную способность гидроциклона. Более крупные гидроциклоны имеют большую пропускную способность и, как правило, меньшую эффективность отделения твердой фазы. Производительность гидроциклонов различных размеров компании «Амоко» приведена в таблице 6.

Пластическая вязкость раствора также оказывает значительный эффект на производительность гидроциклонов. На графике 1 показана зависимость D50 отбиваемой твердой фазы от величины пластической вязкости для 8 см гидроциклона.

Таблица 5
Факторы, влияющие на эффективность работы гидроциклона

Значительный эффект	Незначительный эффект
Диаметр конуса	Динамическое напряжение сдвига раствора
Фракционный состав твердой фазы в растворе	Концентрация твердой фазы (при постоянной пластической вязкости)
Пластическая вязкость	Тип входного канала
Напор	Длина цилиндра
Угол конуса	Длина выходного патрубка
Диаметр насадки	

Таблица 6
Производительность гидроциклонов «Амоко» (в л/мин)

Д конуса, см	Произв. при напоре 23 м	Д конуса, см	Произв. при напоре 23 м
5	75	15	380
8	190	20	475
13	285	30	1890

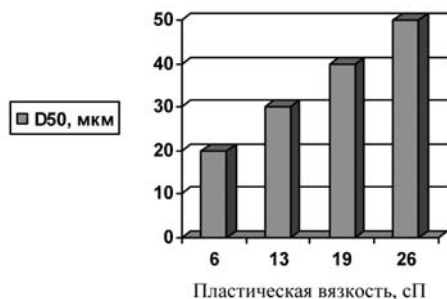


График 1. Зависимость работы гидроциклона от пластической вязкости раствора

Напор соотносится с давлением и плотностью раствора через следующее уравнение:

$$P = \rho gH,$$

где P — давление;

ρ — плотность раствора;

g — ускорение свободного падения;

H — напор.

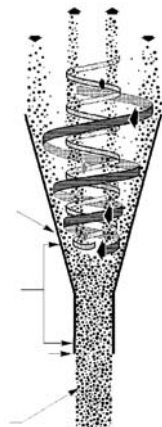


Рис. 6

Для подачи раствора на гидроциклоны используются центробежные насосы, т.к. они обеспечивают постоянный напор при заданной подаче.

Чем меньше диаметр используемых насадок, тем меньше количество твердых частиц достаточной массы будет отделено от раствора — отделяемая пульпа будет суше в ущерб эффективности работы. Форма пульпы дает хорошее представление об эффективности работы гидроциклона.

Выход пульпы зонтиком характерен для нормально работающего гидроциклона, при этом присутствует небольшой вакуумный эффект в центре насадки.

На рисунке 6 изображен сплошной выход пульпы из насадки гидроциклона. Это может произойти в случае большой концентрации крупной твердой фазы (например, при бурении кондуктора). Она перекрывает доступ воздуха в центр насадки и неочищенный раствор устремляется в выходное отверстие. Если гидроциклон начинает работать сплошным выходом пульпы и это не является результатом большого объема твердой фазы, то это может означать, что давление на входе недостаточное в результате износа насоса, падения уровня раствора в емкости, азириванности раствора, износа конуса, забито входное отверстие. Если давление на входе находится в паспортных пределах, значит производительность гидроциклона недостаточна для данных условий бурения.

В общем случае количество пескоотделителей и илоотделителей должно обеспечивать производительность в пределах 120–150% от производительности буровых насосов. Для более эффективной работы гидроциклонов сброс очищенного раствора должен производиться в следующую емкость или хотя бы в другой конец емкости.

Нельзя допускать работы забитых циклонов, не следует забивать насадки нескольких конусов илоотделителя, так как увеличивая эффективность работы остальных конусов, мы забываем, что через забитые конуса проходит неочищенный раствор.

Не допускайте движение раствора в обход вибросит даже при спускоподъемных операциях, так как крупный шлам может забить входные отверстия циклонов. Плотность пульпы не является прямым показателем эффективности работы гидроциклона. Так,

плотность пульпы с более мелкими частицами будет меньше, чем с крупными из-за разного количества сопутствующей жидкости.

При сетках 200 меш, установленных на виброситах, необходимость использования пескоотделителя отпадает, если имеется возможность перетока в емкость илоотделителя. Чем меньше используются центробежные насосы, тем медленнее происходит диспергирование частиц.

ЦЕНТРИФУГИ

Центрифуги появились в нефтяной промышленности в 50-х годах прошлого века и на сегодняшний день являются наиболее дорогим механическим устройством, позволяющим удалять твердую фазу почти коллоидного размера. В комбинации с блоком флокуляции они способны отбить практически всю твердую фазу из бурового раствора. В утяжеленных растворах они используются для возвращения барита в систему. Устройство центрифуги показано на рисунках 7, 8.

Центрифуги отделяют твердую фазу из раствора за счет создания центробежных сил в жидкости, подаваемой через питающую

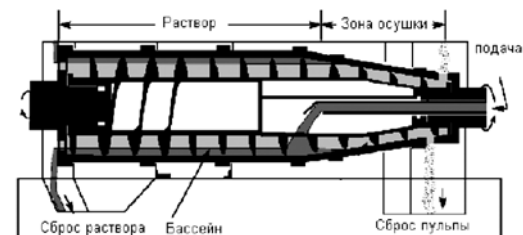


Рис. 8. Принцип работы центрифуги

трубу в ускорительный отсек, устроенный в шнеке, затем в барабан, вращающийся с большой скоростью. Центробежные силы, действующие на твердые частицы, прижимают их к стенкам барабана. Через планетарный редуктор (нерегулируемая скорость вращения шнека) либо через роториф (на центрифугах с гидравлическим приводом, позволяет регулировать скорость вращения шнека), установленный на барабане, шнек вращается с меньшей скоростью, но в том же направлении, что и барабан. Истинная скорость вращения шнека на центрифугах с гидравлическим приводом устанавливается независимо от барабана и называется его угловой скоростью. А разница между угловой скоростью барабана и шнека есть дифференциальная скорость. Чем больше скорость шнека, тем меньше разница (численное значение) между его угловой скоростью и барабана, тем меньше дифференциальная скорость. Чем больше дифференциальная скорость между шнеком и барабаном, тем быстрее лезвия шнека будут двигаться относительно барабана. Шнек продвигает твердую фазу в сторону конической секции из «растворного бассейна» и далее к выкидным отверстиям. Очищенный раствор выходит из отверстий в барабане с другой стороны.

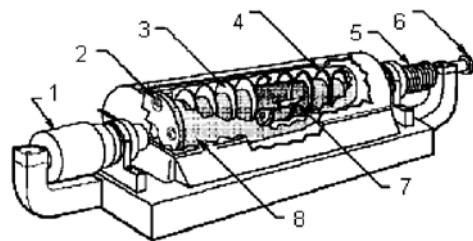


Рис. 7

- 1 — редуктор;
- 2 — регулировочные окошки;
- 3 — шнек;
- 4 — твердосплавные вставки;
- 5 — шкив основного привода;
- 6 — питающая труба;
- 7 — ускорительный отсек;
- 8 — барабан

Параметры, влияющие на эффективность работы Гравитационная составляющая

Согласно закону Стокса, скорость осаждения частицы пропорциональна гравитационной составляющей. Гравитационная составляющая растет пропорционально скорости вращения в квадрате и линейно с увеличением диаметра барабана. Стоит

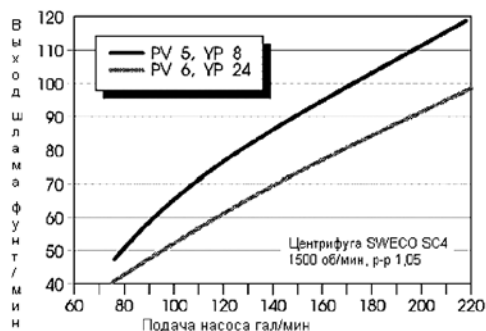


График 2. Зависимость скорости выхода шлама от вязкости раствора

заметить, что увеличение гравитационной составляющей приводит к росту крутящего момента на шнеке из-за повышенной плотности осадка.

Вязкость раствора

Согласно закону Стокса, скорость осаждения частиц обратно пропорциональна вязкости раствора. График 2 показывает эффективность очистки низковязкого раствора по сравнению с высоковязким.

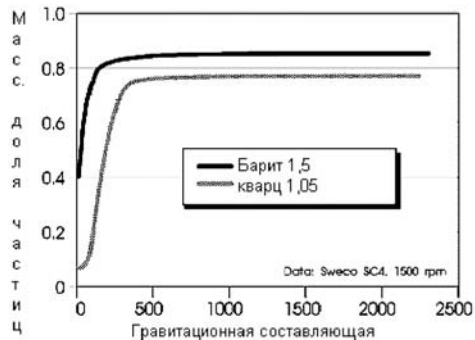


График 3. Зависимость скорости выхода шлама от вязкости раствора

Влажность твердой фазы на выходе

Влажность твердой фазы на выходе часто считается прямым индикатором работы центрифуги, однако исследования показали, что влажность твердой фазы зависит больше от размера частиц, и, соответственно, обратно пропорциональна эффективности центрифуги. Наиболее сухой выход твердой фазы соответствует наименьшей эффективности и наибольшему D50 отделяемых частиц. Как следует из графика 3, выход «сухого» шлама начинается с достижением гравитационной силы определенной пороговой величины. Последующее увеличение гравитационной составляющей не приносит ощутимого эффекта. Длина зоны осушки также не сильно влияет на сухость шлама. Но незначительная разница во влажности значительно влияет на внешний вид шлама, так во время опытов при концентрации 71% по весу твердая фаза выглядела достаточно жидкой, в то время как при 76% по весу твердая фаза выглядела гораздо более сухой.

Глубина ванны

Глубина ванны увеличивает эффективность, однако снижает объемы перерабатываемой жидкости. Максимальная подача жидкости ограничивается высотой отверстий выгрузки твердой фазы. Высота ванны регулируется механически высотой отверстий сброса жидкости и подачи насоса, увеличивающей высоту ванны из-за сил трения, возникающих в слоях жидкости и возрастающему напору, необходимому для продвижения жидкости вперед. Высота напора прибавляется к фиксированной высоте отверстий для реальной высоты ванны. Для примера рассмотрим центрифугу с высотой отверстий выгрузки твердой фазы равной 3 дюймам. Если при подаче 300 галлонов/мин и окна выхода жидкой фазы, установленных на 1 дюйм начинается выход жидкости со стороны твердой фазы, это означает, что 2 дюйма напора было добавлено. Следовательно, максимальная подача насоса достигается при минимальной глубине ванны в ущерб эффективности, и максимальная эффективность достигается при максимальной глубине ванны в ущерб производительности. Наилучшая комбинация этих двух параметров определяется размером твердой фазы в растворе.

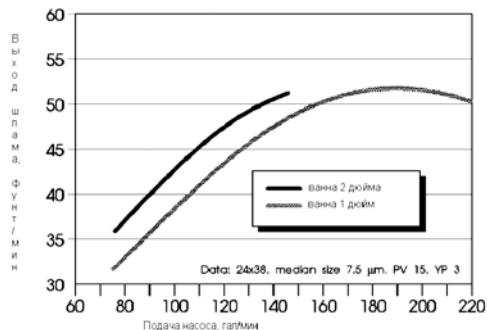


График 4. Зависимость выхода шлама от глубины ванны

На графике 4 показано, как для раствора с мелкой твердой фазой глубокая ванна с низкой производительностью насоса может быть почти такой же эффективной, как и при малой глубине ванны и высокой подаче раствора, благодаря повышенной эффективности отделения твердой фазы при большей глубине ванны.

На графике 5 показано, как для раствора с крупной твердой фазой при большей производительности насоса и малой глубине ванны отбивается гораздо больше твердой фазы, чем при большей глубине ванны. Данные примеры показывают, что при бурении верхних интервалов имеет смысл устанавливать меньшую глубину ванны и большую подачу.

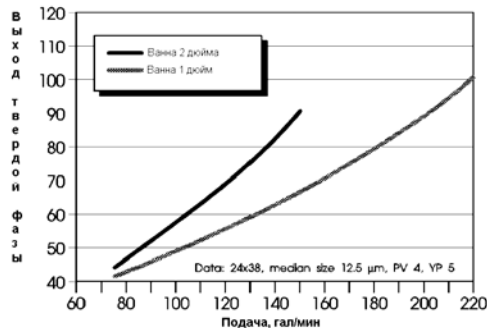


График 5. Зависимость выхода шлама от глубины ванны

Дифференциальная скорость шнека и барабана

Разница в скорости между барабаном и шнеком обеспечивается за счет планетарной коробки передач или ротодифа в гидравлическом приводе. Дифференциальная скорость вычисляется делением частоты вращения барабана на отношение передачи. Многие производители устанавливают вспомогательный привод на центрифуги для возможности регулирования дифференциальной скорости. Дифференциальная скорость определяет, с какой скоростью твердая фаза перемещается шнеком. Для примера: при расстоянии 3 дюйма между лезвиями и дифференциальной скорости 50 об/мин скорость транспорта шлама равна 150 дюймов в минуту. Результаты тестов показывают, что при увеличении дифференциальной скорости крутящий момент уменьшается. Также крутящий момент возрастает с ростом размера частиц. Тесты показали также, что влияние дифференциальной скорости на эффективность работы достаточно мало.

Обработка центрифугой пульпы илоотделителя

В тех случаях, когда объемы отходов, сбрасываемые в амбар, должны быть минимизированы в связи с высокой стоимостью раствора или ограниченными размерами амбара, центрифуга должна использоваться для очистки пульпы илоотделителя или из-под осушающего вибросита. В такой конфигурации илоотделитель используется для концентрации твердой фазы, и, соответственно, центрифуга способна обрабатывать меньшие количества раствора с большей эффективностью. Эффективность такой системы может быть увеличена путем установки более крупных насадок на илоотделитель. На рисунке 9 показана типичная схема обвязки, обязательным условием является наличие нижнего перетока между отсеками для исключения возможности холостой работы насоса. Отсек должен быть достаточно компактным, чтобы исключить интенсивное осаждение частиц.

Рекомендации по неутяжеленным растворам

При обработке центрифугой активной системы всас должен находиться в отсеке сброса илоотделителя, переработанный раствор должен сбрасываться в следующую емкость или в противоположную часть той же емкости.

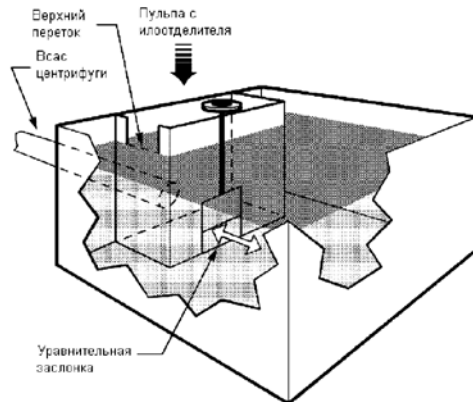


Рис. 9. Схема обвязки для переработки пульпы илоотделителя

Эксплуатируйте центрифугу при минимальной длине зоны осушки.

Оптимальное сочетание подачи насоса и глубины ванны зависит от распределения по размеру твердой фазы в растворе. Используйте малую глубину ванны и максимальную подачу насоса при доминирующем наличии крупных частиц в растворе и наоборот.

Гравитационная составляющая (обороты барабана) оказывает наибольшее влияние на эффективность работы, но сокращает межремонтный период.

При трехкратном увеличении гравитационной составляющей дальнейшее увеличение ее незначительно влияет на скорость выхода твердой фазы, хотя незначительное изменение вязкости значительно влияет на ее внешний вид.

Всегда промывайте центрифугу перед остановкой.

ОСВЕТЛЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

Основные преимущества

В связи с глобальным усилением экологического законодательства и повышением внимания к экологическим вопросам захоронение отходов необработанного бурового раствора при

бурении на суше становится значительно более трудной и дорогостоящей операцией, особенно в более чувствительных и труднодоступных районах.

Блок флокуляционной очистки (осветления) бурового раствора специально разработан для существенного снижения стоимости захоронения отходов бурения путем переработки отходов с получением воды, пригодной для повторного использования на буровой, и твердой фазы, которая является более компактной по форме, простой в обращении и дешевой для транспортировки и сброса. Скорость переработки зависит от параметров раствора и мощности центрифуги.

Ниже приведены основные принципы процесса химической обработки, необходимой для улучшения параметров раствора перед центрифугированием для раздельного получения воды и твердой фазы.

Разбавление

Для успешного осветления бурового раствора разбавление водой часто является весьма важной операцией. Согласно формуле Стокса, вязкость отрицательно влияет на скорость осаждения флокулированной твердой фазы; хлопья могут иметь необходимую плотность для осаждения, но если вязкость слишком высока, то хлопья не могут осаждаться или отделяться механическим способом. Требуемые коэффициенты разбавления должны быть установлены на месторождении путем полевых испытаний.

Емкость-коллектор

Разбавление бурового раствора свежей водой приводит к избыточному и ненужному увеличению объема, которого можно избежать путем установки отдельной емкости для сбора полученной воды. Центрат от центрифуги возвращается в емкость и повторно используется для разбавления. Такая оборотная вода реально снижает количество требуемой воды, что само по себе приводит к значительным выигрышам в стоимости.

Регулирование pH

Флокуляция (или образование хлопьев) достигается добавлением материалов высокого молекулярного веса, которые

образуют физический мост между двумя или более твердыми частицами, объединяя их в случайную трехмерную структуру, которая является рыхлой и пористой. Как правило, гидроксильные ионы (ОН⁻) препятствуют процессу образования этих связей, диспергируя твердые частицы и предотвращая их объединение. По этой причине необходимо понижение pH бурового раствора до уровня, находящегося в пределах от 6,5 до 7,5, чтобы оптимизировать процесс флокуляции. Соляная или серная кислоты, сульфат алюминия, хлорид железа и сульфид железа могут быть использованы для понижения pH. Добавка кислоты производится в поток раствора после разбавления водой.

Ввод коагулянта

Добавка коагулянта в буровой раствор уменьшает дзета-потенциал твердой фазы, таким образом давая возможность твердым частицам быть сфлокулированными полимером.

Обычно хлорид железа, сульфат железа, сульфат алюминия, хлориды калия и натрия являются коагулирующими агентами.

Сульфаты и хлориды, однако, могут влиять на свойства буровых растворов; и если имеет место передозировка ионов металлов, то коагуляция затрудняет контроль за реологическими и фильтрационными свойствами бурового раствора.

Органические коагулянты предпочтительнее, т.к. обычно они не влияют на химию глин, в отличие от неорганических коагулянтов.

Добавка коагулянта производится до этапа добавления флокулянта. Обычно достаточны лишь небольшие добавки коагулянтов (от 100 до 1200 частей на млн).

Ввод флокулянта

Высокомолекулярные полимеры вводятся в поток раствора после разбавления водой и добавления коагулянтов.

Полимеры должны быть предварительно гидратированы в пресной воде; для их гидратации необходимо определенное время и правильное перемешивание, обычно применяются растворы с концентрацией от 0,1 до 1,0 вес. %.

Полимеры не должны подвергаться высокоскоростным деформациям (например, в центробежных насосах), т.к. полимер не будет иметь необходимого для флокуляции молекулярного веса.

После ввода полимера необходимо оптимизировать целостность хлопьев, т.е. избегать турбулентного потока. В связи с этим для обеспечения ламинарного потока линия подачи раствора к центрифуге должна быть достаточно большого размера.

Механизм флокуляции

Целью процесса флокуляции является формирование нестабильных суспензий взвешенных частиц.

Эффективность конкретной флокуляционной системы зависит от следующих факторов:

- а) тип удаляемой твердой фазы;
- б) поверхностные характеристики твердой фазы;
- в) концентрация твердой фазы;
- г) распределение размеров частиц;
- д) состав солей и pH (т.е. содержание Ca²⁺, Mg²⁺, K⁺, Cl⁻).

Химреагенты для флокуляции и коагуляции

Исторически сложилось, что металлические коагулянты (соли алюминия и железа) наиболее часто использовались в процессе очищения воды. Эти продукты оказывают как коагулирующее, так и флокулирующее воздействие.

В процессе реакции гидролиза образуются нерастворимые алюмогель или гидроксид железа. Такой объемный осадок, образующийся при добавлении металлических коагулянтов, может вызвать проблемы со сбросом, т.к. обычно плохо поддается обезвоживанию.

В дополнение металлические коагулянты особенно чувствительны к pH. Если значение pH не поддерживается в соответствии с требуемым, уровень очистки получается очень низкий; железо или алюминий могут растворяться в воде и создавать большие проблемы. Чем ниже дозировка коагулянта, тем чувствительнее хлопья реагируют на изменение pH.

Разработка класса органических полимеров-полиэлектролитов внесла значительный вклад в технологию обработки воды.

По общепринятому правилу, катионные полимеры проектируются для работы при низких значениях pH, а анионные полимеры — при более высоких значениях pH.

Имеются два основных типа органических полимеров, используемых для обработки воды — коагулянты и флокулянты. Коагулянты состоят из положительно заряженных молекул с относительно низким молекулярным весом. Несмотря на то что они имеют некоторую связующую способность, эффективность их применения в качестве флокулянтов очень низка.

Полимеры-флокулянты имеют значительно более высокий молекулярный вес, способствующий построению длинных связующих мостиков между маленькими хлопьями и увеличению размера частиц.

Раздел 14

Инженерные расчеты

Метрическая система измерения базируется на десятичных промежуточных значениях. Для примера: длина может быть представлена в различных зависимостях от метра.

1000 метров (10^3)	1 километр (км)
100 метров (10^2)	1 гектометр
10 метров (10^1)	1 декаметр
1/10 метров (10^{-1})	1 дециметр (дм)
1/100 метров (10^{-2})	1 сантиметр (см)
1/1000 метров (10^{-3})	1 миллиметр (мм)
1/1 000 000 метров (10^{-6})	1 микрометр или 1 микрон

Префиксы кило (1000), санти (1/100), милли (1/1000) и микро (1/1 000 000) применяются достаточно часто. Все эти префиксы также используются в определениях массы, объема, плотности, давления.

Объединенные коэффициенты преобразования

Принятые величины	Коэффициент преобразования	Получаемая величина
Объем		
Баррель (bbl)	5,615	Кубический фут (ft^3)
Баррель (bbl)	0,159	Кубический метр (m^3)
Кубический фут (ft^3)	0,0283	Кубический метр (m^3)
Кубический фут (ft^3)	7,48	Галлон (gal) U.S.
Галлон (gal) U.S.	0,00379	Кубический метр (m^3)
Галлон (gal) U.S.	3,785	Литр (л)
Кубический метр (m^3)	6,289	Баррель (bbl)
Кубический метр (m^3)	1,000	Литр (л)
Масса или вес		
Фунт (lb)	453,6	Грамм (г)
Фунт (lb)	0,454	Килограмм (кг)
Килограмм (кг)	2,204	Фунт (lb)
Метрическая тонна (mt)	1000	Килограмм (кг)
Протяженность		
Фут (ft)	0,3048	Метр (м)
Дюйм (in)	2,54	Сантиметр (см)

Дюйм (in)	25,4	Миллиметр (мм)
Метр (м)	3,81	Фут (ft)
Миля (mi)	1,609	Километр (км)
Давление		
Фунт/квадратный дюйм (lb/in^2) (psi)	6,895	килоПаскаль (кПа)
Фунт/квадратный дюйм (lb/in^2) (psi)	0,06895	Бар (бар)
Фунт/квадратный дюйм (lb/in^2) (psi)	0,0703	кг/см ²
килоПаскаль (кПа)	0,145	Фунт/квадратный дюйм (lb/in^2) (psi)
Бар (бар)	100	килоПаскаль (кПа)
Концентрация		
Фунт/баррель (lb/bbl)	2,853	кг/м ²
кг/м ²	0,3505	Фунт/баррель (lb/bbl)
Фунт/галлон (lb/gal)	119,83	кг/м ³ и г/л
Килограмм/кубический метр (кг/м ³)	0,008345	Фунт/галлон (lb/gal)
Фунт/галлон (lb/gal)	0,11983	г/см ³ и кг/л
Фунт/кубический фут (lb/ft ³)	16,02	кг/м ³ и г/л
кг/м ³ и г/л	8,345	Фунт/галлон (lb/gal)

РАСЧЕТ ОБЪЕМА ЕМКОСТИ

Для определения общего объема емкости и содержащейся в ней жидкости используются простые расчетные формулы в зависимости от геометрической формы сосуда (прямоугольный, цилиндр и т.д.).

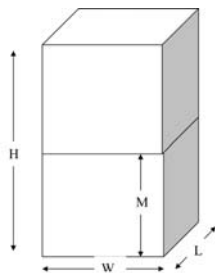
Емкости на буровой установке могут быть различной конфигурации. Здесь представлены три варианта форм емкостей:

- 1) прямоугольные;
- 2) цилиндр горизонтальный;
- 3) цилиндр вертикальный.

Прямоугольные емкости

Для типичной прямоугольной емкости, представленной на рисунке, объем может определиться, исходя из высоты, ширины и длины.

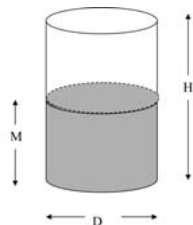
Где $V_{емк}$ = объем емкости;
 L = длина емкости;
 W = ширина емкости;
 H = высота емкости;
 M = уровень раствора в емкости.
 Общеприменимая формула для определения объема представлена в виде:
 Объем = длина x ширина x высота.
 Объем емкости общий:
 $V_{емк} = L \times W \times H$.
 Объем раствора в емкости:
 $V_{раст} = L \times W \times M$.



Вертикальная цилиндрическая емкость

Вертикальные цилиндрические емкости используются для жидкого бурового раствора или хранения запасов утяжеленного.

Где $V_{емк}$ = водоизмещение емкости;
 D = диаметр цилиндра;
 H = высота цилиндра;
 M = уровень жидкости;
 $\pi = 3,1416$;
 $D = \frac{\text{длина окружности}}{\pi}$.



Широко используемая формула для вычисления водоизмещения цилиндрической емкости:

$$V_{емк} = \frac{\pi \times D^2 \times H}{4} = \frac{3,1416 \times D^2 \times H}{4} = 0,7854 \times D^2 \times H;$$

объем жидкости в емкости определяется:

$$V_{раст} = \frac{\pi \times D^2 \times M}{4} = \frac{3,1416 \times D^2 \times M}{4} = 0,7854 \times D^2 \times M.$$

Горизонтальная цилиндрическая емкость

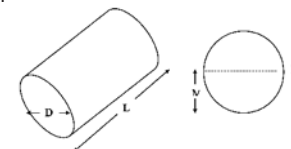
Горизонтальные цилиндрические емкости используются преимущественно для хранения горючесмазочных материалов или других различных жидкостей или барита. Объем жидкости в горизонтальной емкости варьируется в зависимости от заполнения и не зависит от высоты уровня жидкости непосредственно.

Объем жидкости, находящейся в горизонтальной цилиндрической емкости, определяется:

$$V_{раст} = \frac{L}{2} \left[(2M - D) \times \sqrt{MD - M^2} + \frac{D^2}{2} \sin^{-1} \left(\frac{2M}{D} - 1 \right) + \frac{\pi D^2}{4} \right],$$

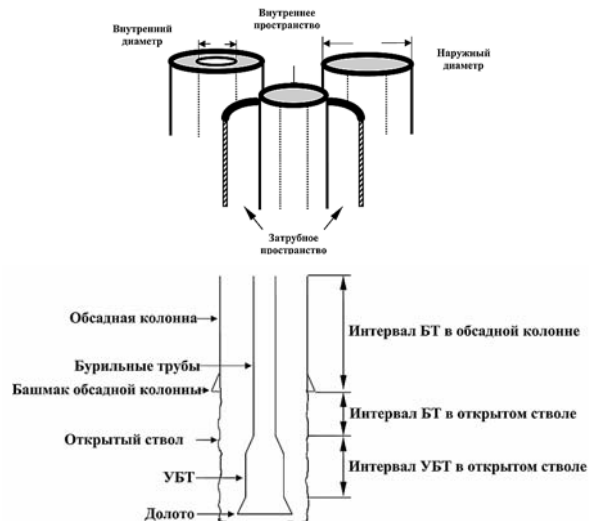
где $V_{емк}$ = водоизмещение емкости;

D = диаметр цилиндра;
 L = длина цилиндра;
 M = уровень жидкости;
 $\pi = 3,1416$.



Вычисление объема скважины

Для реализации различных технологических операций в процессе бурения скважины необходимо знать объем раствора в емкости, объемы различных интервалов скважины, подачу насоса (л/ход, м³/мин), количество ходов насоса, необходимых для замещения объема промывочной жидкости в бурильной колонне и в затрубном пространстве, и т.д.



Объем скважины при бурении

Объем скважины равен сумме объемов секций с различными диаметрами:

$$V_{\text{скв}} = V_{\text{секц1}} + V_{\text{секц2}} + V_{\text{секцN}}$$

где $V_{\text{скв}}$ = суммарный объем скважины;

$$V_{\text{секц1}}, V_{\text{секц2}}, V_{\text{секцN}} = \text{объемы по секциям.}$$

Объем каждой секции может быть определен по формуле:

$$V_{\text{секц}} = \frac{\pi \times (KD)^2 \times L}{4} = \frac{3,1416 \times (KD)^2 \times L}{4} = 0,785 \times (KD)^2 \times L,$$

где $V_{\text{секц}}$ = объем соответствующей секции;

D = соответствующий диаметр обсадной колонны открытого ствола;

K = коэффициент кавернозности открытого ствола (в обсадной колонне равен 1);

L = протяженность секции.

Примечание: диаметр открытого ствола принимается как произведение диаметра используемого долота и коэффициента кавернозности.

Объем кольцевого пространства

Объем кольцевого пространства определяется как разность площадей двух кругов, умноженная на длину соответствующего интервала.

Рассчитывается по формуле:

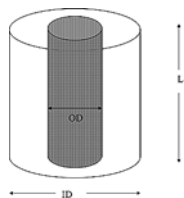
$$V = \frac{3,1416 \times (K \times ID - OD)^2 \times L}{4} = 0,785 \times (K \times ID - OD)^2 \times L,$$

где ID = внутренний диаметр обсадной колонны, долота;

OD = наружный диаметр элемента буровой колонны;

K = коэффициент кавернозности;

L = длина интервала.

**Трубы буровые утяжеленные**

Изготавливаются по ТУ 14-3-835-79, ТУ 39-076-74, ТУ 51-774-77, ТУ 41-01-305-78, ТУ 41-01-154-75

Шифр	Диаметр наружный OD, мм	Диаметр внутренний ID, мм	Длина L	Диаметр проточки под элеватор, мм	Масса, кг	Резьба по ГОСТ 5286-75
УБТ-Р-73	73	35	4625	73	24,9	3-60,5
УБТ-Р-89	89	45	4625	89	36,1	3-68
УБТ-Р-108	108	56	4500	108	51,1	3-92
УБТ-108	108	38	8000±500	90	63	3-86
УБТ-146	146	75	8000±500	128	96	3-121
УБТ-178	178	80	12000±500	164	156	3-147
УБТ-197	197	90	12000±500	-	188	3-161
УБТ-203	203	100	12000±500	194	192	3-161
УБТ-219	219	112	8000	-	225,1	3-171
УБТ-245	245	135	7000	220	267,4	3-171
УБТС-146	146	74	8000	136	97	3-121
УБТС-178	178	90	12000	156	144	3-147
УБТС-203	203	100	12000	190	192	3-161
УБТС-189	89	38	6000-8300	80	36,7	3-73
УБТС1-108	108	56	6000-8300	90	63	3-86
УБТС1-120	120	64	6500	102	63,5	3-101
УБТС1-133	133	64	6500	115	84	3-108
УБТС1-146	146	68	6500	136	103	3-121
УБТС1-178	178	80	6500	168	156	3-147
УБТС1-203	203	80	6500	190	214	3-161
УБТС1-229	229	90	6500	195	273,4	3-171
УБТС1-254	254	100	6500	220	336,1	3-201
УБТС1-273	273	100	6500	220	397,9	3-201
УБТС1-299	299	100	6500	245	489,5	3-201
УБТС2-120	120	64	6000	102	63,5	3-101
УБТС2-133	133	64	6000	115	84	3-108
УБТС2-146	146	68	6000	136	103	3-121
УБТС2-178	178	80	6000	156	156	3-147
УБТС2-203	203	80	6000	190	214	3-161
УБТС2-229	229	90	6000	195	273,4	3-171
УБТС2-254	254	100	6000	220	336,1	3-201
УБТС2-273	273	100	6000	220	397,9	3-201
УБТС2-299	299	100	6000	245	489,5	3-201

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ

ГОСТ 631-75, ТУ 26-02-518-73, ТУ 14-242-97-74

ТРУБА			МУФТА		
диаметр, мм			Толщина стенки q, мм	наружный диаметр, мм	длина, мм
условный D 1	наружный D 2	внутренний d 3			
Бурильные трубы с высаженными внутрь концами					
60	60,3	46,3 42,3	7 9	80	140
73	73	59 55 51	7 9 11	95	166
89	89	75 71 67	7 9 11	108	166
102	101,6	87,6 85,6 83,6 81,6	7 8 9 10	127	184
114	114,3	100,3 98,3 96,3 94,3 92,3	7 8 9 10 11	140	204
127	127	113 111 109 107	7 8 9 10	152	204
140	139,7	123,7 121,7 119,7 117,7	8 9 10 11	171	215
168	168,3	150,3 148,3	9 10	197	229
Бурильные трубы с высаженными наружу концами					
60	60,3	46,3 42,3	7 9	86	140
73	73	59 55 51	7 9 11	105	165

89	89	75 71 67	7 9 11	118	165
102	101,6	85,6 83,6 81,6	8 9 10	140	204
114	114,3	98,3 96,3 94,3 92,3	8 9 10 11	152	204
140	139,7	123,7 121,7 119,7 117,7	8 9 10 11	185	215

Бурильные трубы с приваренными соединительными концами (ТБПВ, ТБПВТ)

ТРУБА			Толщина стенки q, мм	МУФТА	
диаметр, мм				наружный диаметр, мм	длина, мм
условный D 1	наружный D 2	внутренний d 3			
50	50,4	39,4	5,5	65	140
60	60,3	50,3	5	83	150
73	73	61 59 57	6 7 8	104,8	298,6
89	89	77 75 73	6 7 8	127	336,7
102	101,6	85,6	8	133,4	324
114	114,3	100,3 98,3 96,3 94,3	7 8 9 10	158,8	324
127	127	113 111 109 107	7 8 9 10	161,9–165,1	324

ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ (ЛБТ) ИЗ СПЛАВА Д16Т

Условный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки с, мм	Внутренний диаметр d, мм	ВЫСАДКА		Допустимая растягивающая нагрузка, кН	Допускаемое давление внутреннее, МПа
			Диаметр наружный D _н , мм	Диаметр внутренний d _в , мм		
64	8	48	64	38	390	55
73	9	55	73	43	500	54,2
90	8,5	73	90	58	570	41,5
	10	70		58	660	49,0
93	9	75	93	61	620	42,5
108	10	88	108	58	810	40,5
114	10	94	114	84	1170	38,5
129	9	111	129	99	1210	30,7
	11	107		95	1460	37,5
	9	129		117	1070	27
	11	125		113	1290	33
	13	121	147	113	1500	39
	15	117		105	1710	45
	17	113		105	1910	50,9
170	11	148	170	136	1510	28,5
						14
						24
						32
						38
						42
						17,5

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Шифр двигателя	Число ступеней, шт	Расход жидкости, л/с	Рабочий режим			Длина, мм	Масса, кг
			частота вращения вала, об/мин	момент на валу, кН·м	перепад давления, МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8
Д-42	—	0,3–0,5	240–400	0,02–0,03	2–4	700	9
Д1-54	—	1–2,5	180–366	0,07–0,11	4,5–5,5	1890	27
Д-60	—	2	396	0,14	7	3600	34
ДГ-60	—	2	360	0,08	3,5	3600	34
Д-85	—	4,8	144	0,5	5,6	3240	111
Д1-88	—	4,5–7	162–300	0,53–0,61	5,8–7	3240	110
(ДГ)ДО-88	—	5–8	180–300	0,4–0,6	5,8–7	2400	100
ДГ-95	—	6–10	120–180	0,6–0,9	4–5	2640	108
ДГ1-95	—	6–10	170–280	0,55–0,75	4,5–6	2270	78
ТСЧА-104,5	212	8–9	870–978	0,15–0,2	4,4–5,4	12775	630
Д-105	—	6–12	80–160	0,8–1,3	3,5–5,5	5570	196
Д1-105	—	6–10	156–228	0,9–1,6	5–8	3770	180
ДГ-105	—	6–10	110–180	0,6–1	5–8	2850	146
ДО-105	—	6–10	150–240	0,8–1,4	7,5–11	2900	150
ЗТ-105К	210	10	798	0,3	7,1	13400	590
ТО-105Р	70	12	228	0,9	6,1	7600	420
ТПВ-105	—	10–15	570–680	0,15–0,2		10570	530
ТПР-105	—	10	800	0,25	4,5	8700	400
ВРМ-105	—	4–6	30–48	2,2–3,0	4,0–6,0	4870	250
ТРМ-105	—	10–15	165–196	0,6–0,8	4,7–6,8	7200	450
ТСМ-105	—	10–15	570–680	0,15–0,2	7,1–10,2	7100	590
ТШ-105Б	3 секции	10	1020–1140	0,2–0,25	7–7,5	8845	435
		8	780–900	0,2–0,25	7–7,5	12265	606
Д-106	—	8–15	110–180	1,4–2,4	6–9	4715	240
ДГ-106	—	6–12	80–160	0,8–1,2	3,5–5,5	3230	118
ДГ2-106	—	6–14	110–230	0,5–1,2	3,5–8	2900	127
ЛЗД-107	—	5–7	270–380	0,6–0,84		1470	84
ДГ-108	—	6–12	78–160	0,8–1,2	3,5–5,5	3200	167
Д1-108	—	6–12	78–160	0,8–1,3	3,5–5,5	2930	167
ДГ2-108	—	6–12	78–162	0,8–1,3	3,5–5,5	2570	147
Д-108	—	6–12	78–162	0,8–1,2	3,5–5,5	2900	167
Д-110	—	4–12	30–96	0,8–1,8	3–6,5	4715	256
ТШ-108Б	3 секции	10	800–900	0,2–0,25	7,0–7,5	8850	435
		8	700–800	0,2–0,25	7,0–7,5	12270	610
ТГ-124	3 секции	12	780–840	0,45–0,6	7,5–8,5	9160	930
		10	660–720	0,45–0,6	7,5–8,5	12940	1330
Д1-127	—	15–20	132–174	2,2–3	6,5–8,7	5795	402

ВЫЧИСЛЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НАСОСОВ

Производительность бурового насоса может быть вычислена или определена по таблицам технических характеристик в виде: количество объема за один ход, количество объема в единицу времени или количество ходов в единицу времени. Наиболее применимыми для многопоршневых насосов являются объем за единицу времени и объем за один ход. Производительность работы насоса может иметь эффективность от 85 до 100%. Для большей эффективности работы бурового насоса могут использоваться центробежные подпорные насосы.

Буровой насос триплекс

Поршни бурового насоса триплекс работают только при движении «вперед», имеют короткий ход (от 150 до 300 мм), частоту вращения от 60 до 160 ходов в минуту.

Формула для определения производительности триплекса:

$$Q_{\text{триплекс}} = \frac{3 \times \pi \times ID^2 \times L \times K}{4},$$

где $Q_{\text{триплекс}}$ — производительность за 1 ход;

ID — диаметр втулки;

L — длина хода;

K — коэффициент эффективности (коэффициент наполнения).

Буровой насос дуплекс

Поршни бурового насоса дуплекс работают в обоих направлениях, при этом при обратном ходе некоторая часть объема втулки перекрывается объемом штока. Дуплексы имеют длинный ход (250–450 мм) и низкую частоту — 40–80 ходов в минуту.

Производительность дуплекса определяется по формуле:

$$Q_{\text{дуплекс}} = \frac{2\pi}{4} \times [D^2 \times L + (D^2 \times L - D_0^2 \times L_0)] \times K,$$

где $Q_{\text{дуплекс}}$ — производительность насоса за один ход;

D — диаметр втулки;

L — длина втулки;

D_0 — диаметр штока;

L_0 — длина штока;

K — коэффициент эффективности (коэффициент наполнения).

Гидравлическая характеристика насоса НБТ

Технические характеристики	НБТ-235	НБТ-475	НБТ-600	НБТ-600-1	НБТ-700
Мощность, кВт	235	475	600	600	700
Полезная мощность, кВт	190	375	Не менее 475	475	600
Наибольшая идеальная подача, л/сек	32,15	45	45	45	45,17
Максимальное давление, МПа	40	25	25	25	32
Число цилиндров, шт	3	3	2	3	3
Число двойных ходов поршня, ход/мин	50–200	70–145	65	70–145	142
Длина хода поршня, мм	160	250	400	250	250
Передаточное отношение редуктора	9,909	3,15	4,92	3,15	3,05
Пневмокомпенсатор	Сферический, диафрагменный				
Тип предохранительного клапана	Гвоздевой				
Тип пускового устройства	ДЗУ-400	ДЗУ-250	ДЗУ-250	ДЗУ-250	ДЗУ-250
Тип ремня клиноременной передачи	-	Е (Д)	Е (Д)	Е (Д)	Е (Д)
Диаметр шкива, мм	-	1120	1400 1700 1800	1120	1120
Число ремней	-	12	16	16	16
Перекачиваемая жидкость	Вода, глинистый раствор с наличием песка <0,5%				
Габариты:					
Длина	2000	4560	4560	4560	4600
Ширина	1700	2180	2180	2180	2692
Высота	1300	1768	1768	1768	1645
Масса, кг	3900	14500	25450	14500	18300

Гидравлическая характеристика насоса УНБ-600-1

Ø поршня, мм	Наибольшая объемная подача, м³/час, (л/сек)	Наибольшее давление на выходе, МПа (кгс/см²)	Ø отверстия предохранительного клапана, мм
200	184 (51)	10 (100)	58,9
190	164 (45,7)	11,5 (115)	48,2
180	151 (42)	12,5 (125)	43
170	130 (36)	14,5 (145)	35,4
160	113 (31,5)	16,5 (165)	30,1
150	99 (27,5)	19 (190)	25,3
140	84 (23,3)	32,5 (325)	20,7
130	71 (19,7)	25 (250)	18,4

Подача бурового насоса УНБ-950 (л/сек)

Частота вращения вала электродвигателя, об/мин	Число ходов штока в 1 минуту	Ø штока, мм					
		140		160		180	
		Кoeffициент наполнения					
100	12,5	2,8	2,5	3,7	3,3	4,7	4,2
200	25,2	5,6	5,0	7,3	6,6	9,3	8,4
300	37,8	8,4	7,6	11,0	9,9	14,0	12,6
400	50,4	11,2	10,0	14,7	13,2	18,7	16,8
500	63,0	13,9	12,5	18,4	16,6	23,3	21,0
600	75,6	16,7	15,0	22,0	19,8	28,0	25,2
700	88,2	19,5	17,5	25,7	23,1	32,7	29,4
800	100,8	22,3	20,1	29,4	26,5	37,3	33,6
900	113,4	25,1	22,6	33,1	29,8	42,0	37,8
990	125,0	27,8	25,0	36,4	32,8	46,2	41,6

Подача бурового насоса УНБ-600-1

Число двойных ходов в 1 мин	Ø поршня, мм																				
	200		190		180		170		160		150		140								
	Кoeffициент наполнения																				
1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8							
65	50,0	45,0	40,0	44,8	40,3	35,9	40,0	36,0	32,0	34,8	31,3	27,9	30,4	27,4	24,3	26,2	23,6	21,0	18,6	16,7	14,9
60	46,2	41,5	37,0	41,4	37,2	33,1	36,9	33,2	29,5	32,2	28,9	25,8	28,1	25,3	22,4	24,2	21,8	19,4	17,2	15,5	13,7
55	42,3	38,1	33,8	37,9	34,1	30,4	33,8	30,4	27,0	29,5	26,5	23,6	25,7	23,2	20,6	22,2	20,0	17,8	15,7	14,2	12,6
50	38,4	34,6	30,8	34,4	31,0	27,6	30,7	27,7	24,6	26,8	24,1	21,5	23,4	21,1	18,7	20,2	18,2	16,2	14,3	12,9	11,5
45	34,8	31,2	27,7	31,0	27,9	24,9	27,6	24,9	22,1	24,1	21,7	19,4	21,1	18,9	16,8	18,2	16,4	14,6	12,9	11,6	10,3
40	30,8	27,7	24,6	27,6	24,8	22,1	24,3	22,1	19,7	21,4	19,3	17,2	18,7	16,9	15,0	16,2	14,6	12,9	11,5	10,3	9,2
35	27,0	24,2	21,5	24,1	21,7	19,3	21,3	19,3	17,2	18,7	16,9	15,0	16,4	14,8	13,1	14,2	12,8	11,3	10,1	9,0	8,1

Гидравлическая характеристика насоса УНБ-950

Ø поршня, мм	MAX давление, МПа (кгс/см²)	Подача идеальная, л/сек, при частоте ходов поршня в минуту										Давление, устанавливаемое на шкале предохранительного клапана КПБ0-400, МПа (кгс/см²)					
		125	115	105	95	85	75	65	55	45	35	25	15	5	1		
180	19 (190)	46	42,3	38,6	35	31,3	27,6	23,9	20,2	16,5	12,9	9,2	5,5	1,8	0,368	21 (210)	
170	21 (210)	41	37,7	34,4	31,1	27,9	24,6	21,3	18	14,8	11,4	8,2	4,9	1,6	0,328	23,5 (235)	
160	24 (240)	36,4	33,5	30,6	27,7	24,7	21,8	18,9	16	13,1	10,2	7,3	4,4	1,4	0,291	26,5 (265)	
150	27,5 (275)	31,9	29,3	26,8	24,2	21,7	19,2	16,6	14	11,5	8,9	6,4	3,8	1,3	0,255	30,5 (305)	
140	32 (320)	27,8	25,5	23,3	21,1	18,9	16,7	14,4	12,2	10	7,8	5,6	3,3	1,1	0,222	35,5 (355)	

ВРЕМЯ ЦИРКУЛЯЦИИ

Время полной циркуляции — это время (или количество ходов), необходимое для транспортировки условной пачки раствора от насоса до всаса насоса для повторного цикла через скважину и рабочие емкости.

$$\text{Полное время циркуляции (мин)} = \frac{V_{\text{активной системы}}}{Q_{\text{насоса}}}$$

где $V_{\text{активной системы}}$ = суммарный объем циркулирующего раствора (объем в емкостях и скважине) в кубических метрах;

$Q_{\text{насоса}}$ = производительность насоса кубических метров в минуту.

Время подъема забойной пачки — это время (количество ходов), необходимое для подъема пачки раствора с забоя скважины до устья по кольцевому пространству.

Определяется:

$$\text{Время подъема (мин)} = \frac{V_{\text{затруб}}}{Q_{\text{насоса}}}$$

где $V_{\text{затруб}}$ = объем затрубного пространства по секциям;

$Q_{\text{насоса}}$ = производительность насоса м³/мин.

$\text{Количество ходов насоса} = \text{время подъема (мин)} \times \text{частота насоса (ход/мин)}$.

Время цикла по скважине — это время (количество ходов), необходимое раствору для прохождения от насоса через бурильную колонну до устья скважины, рассчитывается:

$$\text{Время цикла в скважине (мин)} = \frac{V_{\text{скв}} - V_{\text{инс}}}{Q_{\text{насоса}}}$$

где $V_{\text{скв}}$ = объем скважины (м³);

$V_{\text{инс}}$ = объем элементов бурильного инструмента (м³);

$Q_{\text{насоса}}$ = производительность насоса (м³/мин).

$\text{Количество ходов} = \text{время цикла в скважине (мин)} \times \text{частота насоса (ход/мин)}$.

Примечание: количество ходов может быть определено делением объема на производительность насоса за один ход.

Определение скорости восходящего потока в кольцевом пространстве скважины

В расчете скорости восходящего потока в затрубном пространстве используются следующие данные.

Площадь кольцевого пространства —

$$S \text{ (м}^2\text{)} = (\pi/4) \times ((K \times ID)^2 - OD^2),$$

где K = коэффициент каверности;

ID = диаметр долота;

OD = наружный диаметр секции.

Подача бурового насоса — Q (м³/мин).

Скорость восходящего потока рассчитывается по следующей формуле:

$$V = \frac{Q_{\text{насоса}}}{S} = \frac{\text{м}^3/\text{МИН}}{\text{м}^2}$$

ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ

Глубина по вертикали (TVD)

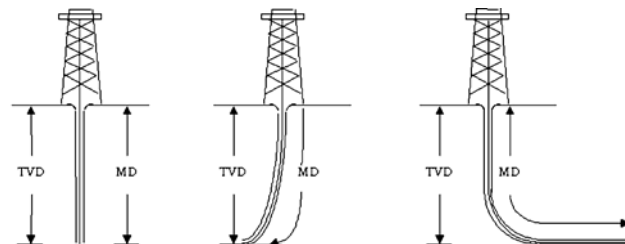
Глубина по вертикали определяется как длина воображаемой вертикальной линии, проведенной от центра стола ротора до необходимой глубины забоя скважины.

Глубина по стволу (MD)

Глубина по стволу определяется длиной колонны труб, спущенных в скважину, или длиной ствола скважины.

Для всех трех скважин на рисунке значение глубины по вертикали (TVD) одинаково при разных значениях глубины по стволу (MD).

Примечание: во всех расчетах давлений и градиентов давления следует пользоваться значениями глубины по вертикали (TVD).



Во всех расчетах объемов следует использовать значения глубины по стволу (MD).

Градиент давления

Градиентом давления называют величину, на которую изменяется давление с изменением глубины по вертикали на один метр. В качестве единицы измерения градиента давления обычно используют кг/см²/м.

$$\text{Градиент давления (кг/м}^2\text{/м)} = \frac{\text{Давление (кг/м}^2\text{)}}{\text{глубина по вертикали TVD (м)}}$$

или

$$\text{Градиент давления (кг/см}^2\text{/м)} = \text{Плотность раствора (кг/м}^3\text{)} \times 10$$

Примечание: величина 10 кг/см²/м является постоянной гидростатического давления, которая рассчитана следующим образом (см. также рисунок):

$$\frac{10 \text{ см}}{1 \text{ м}} \times \frac{1000 \text{ л}}{1 \text{ м}^3} \times \frac{1 \text{ м}^3}{1000 \text{ см}^3} = 10$$

$$1 \text{ м}^3 = 1000 \text{ л}$$

$$1 \text{ м}^2 = 100 \text{ см}^2/\text{м}^2$$

$$\frac{1000}{100} = 10 \text{ л/см}^2/\text{м}$$

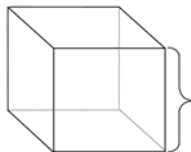


Рис. Один кубический метр воды

Расчет градиента давления

Пример 1.

Определить градиент давления на глубине 3048 м, если давление на этой глубине составляет 350 кг/м².

$$\text{Градиент давления (кг/м}^2\text{/мм)} = \frac{\text{Давление (кг/м}^2\text{)}}{\text{глубина вертикали TVD (м)}}$$

$$\text{Градиент давления} = \frac{350 \text{ кг/м}^2}{3048 \text{ м}} = 0,120 \text{ кг/см}^2/\text{м}$$

Расчет градиента давления

Пример 2.

Определить градиент давления для промывочной жидкости с относительной плотностью 1,20.

$$\text{Градиент давления} = \text{Плотность ПЖ (кг/л)} / 10$$

$$\text{Градиент давления} = \frac{1,2 \text{ кг/л}}{10} = 0,52 \text{ кг/см}^2/\text{м}$$

Гидростатическое давление (НР)

Под гидростатическим понимают давление столба жидкости определенной плотности и высоты по вертикали. Термины «гидростатическое давление» и «гидростатический напор» нередко используются как синонимы. Аббревиатура НР принята для обозначения гидростатического давления, аббревиатура НН — для гидростатического напора.

$$\text{НР (кг/см}^2\text{)} = \frac{\rho_{\text{раств}} \times \text{TVD}}{10}$$

или

$$\text{НР} = \text{Градиент давления жидкости (кг/см}^2\text{/м)} \times \text{TVD (м)}$$

Расчет гидростатического давления

Пример 1.

Градиент давления промывочной жидкости в скважине равен 0,120 кг/м²/м. Глубина скважины по вертикали (TVD) равна 3040 м. Какова величина гидростатического давления столба жидкости на забой?

$$\text{НР (кг/см}^2\text{)} = \text{Градиент давления (кг/м}^2\text{/м)} \times \text{TVD (м)}$$

$$\text{НР} = 0,120 \text{ кг/м}^2/\text{м} \times 3040 \text{ м} = 364,8 \text{ кг/м}^2$$

Примечание: во всех расчетах давлений и градиентов давления следует использовать значение глубины по вертикали (TVD).

Расчет гидростатического давления

Пример 2.

Определить величину гидростатического давления столба жидкости в скважине, если:

$$\text{Глубина по стволу (MD)} = 3811 \text{ м.}$$

$$\text{Глубина по вертикали (TVD)} = 3201 \text{ м.}$$

$$\text{Относительная плотность жидкости (SG)} = 1,439.$$

$$\text{НР (кг/см}^2\text{)} = \frac{\text{SG} \times \text{TVD}}{10}$$

$$\text{НР} = 460,6 \text{ кг/см}^2$$

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС

Огромное количество инженерных расчетов при работе с буровыми растворами основано на системе уравнений материального баланса.

Концепция материального баланса базируется на законе сохранения масс.

I. Общий объем эквивалентен сумме объемов компонентов по перечню

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + \dots$$

II. Общая масса эквивалентна сумме масс компонентов по перечню

$$V_{\text{общ}} \rho_{\text{общ}} = V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + V_4 \rho_4 + \dots$$

При составлении массового баланса, во-первых, определяются по известным и неизвестным объемам и плотностям для идентификации компонентов или продуктов. Преимущественно следуют следующим шагам по определению состава неизвестного раствора:



- Шаг 1. Рисуются схема.
- Шаг 2. Обозначаются компоненты, объемы, плотности, которые известны и неизвестны.
- Шаг 3. Составляются балансы масс и объемов.
- Шаг 4. Решается система двух уравнений.

Пример 1. Приготовление утяжеленного раствора.

Исходные данные.

Приготовить раствор в объеме 159 м³ с плотностью 1,92 кг/м³, содержащего 57 кг/м³ бентонита, используя в качестве утяжелителя барит.

Шаг 1. Составляется схема.

Шаг 2. Отображаются известные и неизвестные плотности и объемы.

Компонент	Плотность (кг/м ³)	Объем (м ³)
Вода	1000	?
Бентонит	2600	3,5 (расчет ниже)
Барит	4194	?
Прочие добавки	-	-
Раствор	1920	159



Расчет объема бентонита.

$$V_{\text{бент}} = \frac{Q_{\text{бент}} \times V_{\text{раств}}}{\rho_{\text{бент}}} = \frac{57 \times 159}{2600} = 3,5 \text{ м}^3$$

Шаг 3. Составляются уравнения баланса масс и объемов.

$$V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} = V_{\text{воды}} \rho_{\text{воды}} + V_{\text{бент}} \rho_{\text{бент}} + V_{\text{утяж}} \rho_{\text{утяж}}$$

$$V_{\text{раств}} = V_{\text{воды}} + V_{\text{бент}} + V_{\text{утяж}}$$

В приведенном уравнении баланса масс есть два неизвестных значения — $V_{\text{утяж}}$ и $V_{\text{воды}}$. Первый из неизвестных элементов обозначается через выражение и подставляется в баланс.

$$159 \text{ м}^3 = V_{\text{воды}} + 3,5 + V_{\text{утяж}}$$

$$V_{\text{утяж}} = (159 - 3,5) - V_{\text{воды}} = 155,5 - V_{\text{воды}}$$

Шаг 4. Выражение подставляется в массовый баланс и определяется результат.

$$V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} = V_{\text{воды}} \rho_{\text{воды}} + V_{\text{бент}} \rho_{\text{бент}} + V_{\text{утяж}} \rho_{\text{утяж}}$$

$$159 \times 1920 = V_{\text{воды}} 1000 \text{ кг/м}^3 + 3,5 \times 2600 \text{ кг/м}^3 + (155,5 - V_{\text{воды}}) 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$305280 = V_{\text{воды}} 1000 \text{ кг/м}^3 + 9100 + 652167 - V_{\text{воды}} 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{\text{воды}} (4194 - 1000) = 9100 + 652167 - 305280 = 355987$$

$$V_{\text{воды}} = 355987 / 3194 = 111,45 \text{ м}^3$$

Второй неизвестный элемент находится по формуле баланса объемов.

$$V_{\text{утяж}} = 155,5 - V_{\text{воды}} = 155,5 - 111,45 = 44 \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{утяж}} = V_{\text{утяж}} \rho_{\text{утяж}} = 44 \text{ м}^3 \times 4194 \text{ кг/м}^3 = 184\,536 \text{ кг}$$

Следственно, для приготовления 159 м³ раствора с плотностью 1,92 г/см³ с содержанием бентонита 57 кг/м³ необходимы следующие реагенты и их количество:

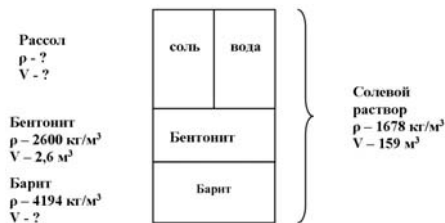
Вода	111,45 м ³
Бентонит	9100 кг
Барит	184 536 кг

Пример 2. Приготовление ингибированного раствора на водной основе.

Исходные данные.

Определить доли материалов в растворе объемом 159 м³ плотностью 1,678 кг/м³, содержащего бентонит (концентрация 42,8 кг/м³), соль (концентрация хлоридов 150 000 мг/л), барит.

Шаг 1. Строим диаграмму.



Шаг 2. Распределяем плотности и объемы, которые известны и неизвестны.

Компонент	Плотность (кг/м ³)	Объем (м ³)
Рассол	?	?
Бентонит	2600	2,6 (расчет)
Барит	4194	?
Готовый раствор	1678	159

Определение объема бентонита:

Расчет объема бентонита.

$$V_{\text{бент}} = \frac{Q_{\text{бент}} \times V_{\text{бент}}}{\rho_{\text{бент}}} = \frac{42,8 \times 159}{2600} = 2,6 \text{ м}^3$$

Определение плотности рассола.

Для определения плотности рассола нельзя составить уравнение материального баланса, т.к. объем кристаллов соли изменяется при растворении. Используется следующая формула для определения плотности рассолов хлорида натрия:

$$\rho_{\text{рассола}} = 1 + 1,166 \times 10^{-6} \times (\text{мг/л Cl}) - 8,375 \times 10^{-13} \times (\text{мг/л Cl})^2 + 1,338 \times 10^{-18} \times (\text{мг/л Cl})^3$$

$$\rho_{\text{рассола}} = 1 + 1,166 \times 10^{-6} \times (150\,000) - 8,375 \times 10^{-13} \times (150\,000)^2 + 1,338 \times 10^{-18} \times (150\,000)^3 = 1 + 0,1749 + 0,01884 + 0,004516 = 1,1605 \text{ г/см}^3$$

Шаг 3. Составляется уравнение баланса масс и объемов.

$$V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} = V_{\text{рассол}} \rho_{\text{рассол}} + V_{\text{бент}} \rho_{\text{бент}} + V_{\text{барит}} \rho_{\text{барит}}$$

$$V_{\text{раств}} = V_{\text{рассол}} + V_{\text{бент}} + V_{\text{барит}}$$

Шаг 4. Решается система уравнений.

$$159 \text{ м}^3 = V_{\text{рассол}} + 2,6 \text{ м}^3 + V_{\text{барит}}$$

$$V_{\text{барит}} = 159 \text{ м}^3 - 2,6 \text{ м}^3 - V_{\text{рассол}} = 156,4 - V_{\text{рассол}}$$

$$V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} = V_{\text{рассол}} \rho_{\text{рассол}} + V_{\text{бент}} \rho_{\text{бент}} + V_{\text{барит}} \rho_{\text{барит}}$$

$$159 \text{ м}^3 \times 1678 \text{ кг/м}^3 = V_{\text{рассол}} \times 1160 \text{ кг/м}^3 + 2,6 \text{ м}^3 \times 2600 \text{ кг/м}^3 + 156,4 \text{ м}^3 - V_{\text{рассол}} \times 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$266\,802 \text{ кг} = V_{\text{рассол}} \times 1160 \text{ кг/м}^3 + 6760 \text{ кг} + 655941,6 - V_{\text{рассол}} \times 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{\text{рассол}} (4194 \text{ кг/м}^3 - 1160 \text{ кг/м}^3) = 6760 \text{ кг} + 655941,6 \text{ кг} - 266\,802 \text{ кг} = 395899,6 \text{ кг}$$

$$V_{\text{рассол}} = 395899,6 \text{ кг} / 3034 \text{ кг/м}^3 = 130,5 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{барит}} = V_{\text{раств}} - V_{\text{бент}} + V_{\text{рассол}} = 159 \text{ м}^3 - 2,6 \text{ м}^3 + 130,5 \text{ м}^3 = 25,9 \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{барит}} = 25,9 \text{ м}^3 \times 4194 \text{ кг/м}^3 = 108624,6 \text{ кг}$$

Объем пресной воды, необходимой для приготовления рассола заданной плотности определяется по формулам с использованием таблиц солей.

$$0,913 \times 130,5 \text{ м}^3 = 119,2 \text{ м}^3$$

Итак, для приготовления 159 м³ соленого раствора плотностью 1678 кг/м³ с содержанием 42,8 кг/м³ бентонита и 150 000 мг/л ионов хлора необходимо использовать:

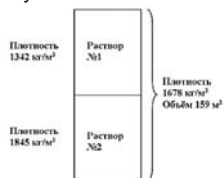
Пресная вода	119,2 м ³
Хлорид натрия	395899,6 кг
Бентонит	6760 кг
Барит	108624,6 кг

Пример 3. Смешивание растворов.

Исходные данные.

В каких количествах необходимо смешать растворы с различными плотностями для получения 159 м³ с плотностью 1678 кг/м³?
Используемые растворы: раствор №1 — плотность 1342 кг/м³, объем 191 м³; раствор №2 — плотность 1845 кг/м³, объем 191 м³.

Шаг 1. Строим схему.



Шаг 2. Определяем известные и неизвестные компоненты.

Компонент	Плотность (кг/м ³)	Объем (м ³)
Раствор №1	1342	?
Раствор №2	1845	?
Смешанный раствор	1678	159

Шаг 3. Составляем уравнения баланса масс и объемов.

$$V_{\text{конеч}} \rho_{\text{конеч}} = V_{\text{раств1}} \rho_{\text{раств1}} + V_{\text{раств2}} \rho_{\text{раств2}}$$

$$V_{\text{конеч}} = V_{\text{раств1}} + V_{\text{раств2}}$$

И снова имеются два неизвестных ($V_{\text{раств1}}$ и $V_{\text{раств2}}$). Определяем объемный баланс для первого неизвестного и подставляем значение в массовый баланс.

$$159 \text{ м}^3 = V_{\text{раств1}} + V_{\text{раств2}}$$

$$V_{\text{раств2}} = 159 \text{ м}^3 - V_{\text{раств1}}$$

Шаг 4. Решаем систему уравнений:

$$V_{\text{конеч}} \rho_{\text{конеч}} = V_{\text{раств1}} \rho_{\text{раств1}} + V_{\text{раств2}} \rho_{\text{раств2}}$$

$$159 \text{ м}^3 \times 1678 \text{ кг/м}^3 = V_{\text{раств1}} \times 1342 \text{ кг/м}^3 + (159 \text{ м}^3 - V_{\text{раств1}}) \times 1845 \text{ кг/м}^3$$

$$266 \text{ 802 кг} = (V_{\text{раств1}} \times 1342 \text{ кг/м}^3) + 293 \text{ 355 кг} - (V_{\text{раств1}} \times 1845 \text{ кг/м}^3)$$

$$V_{\text{раств1}}(1845 \text{ кг/м}^3 - 1342 \text{ кг/м}^3) = 293 \text{ 355 кг} - 266 \text{ 802 кг} = 26 \text{ 553 кг}$$

$$V_{\text{раств1}} = 26 \text{ 553 кг} / 503 \text{ кг/м}^3 = 52,8 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{раств2}} = 159 \text{ м}^3 - V_{\text{раств1}}$$

$$V_{\text{раств2}} = 159 \text{ м}^3 - 52,8 \text{ м}^3 = 106,2 \text{ м}^3$$

Следовательно, для приготовления 159 м³ раствора с плотностью 1678 кг/м³ следующие объемы заготовочного раствора необходимо смешать:

Раствор №1, плотность 1342 кг/м³ — 53 м³.

Раствор №2, плотность 1845 кг/м³ — 106 м³.

Данный пример можно преобразовать в формулу для определения ожидаемой плотности конечного раствора, полученного после смешивания двух растворов с известными параметрами.

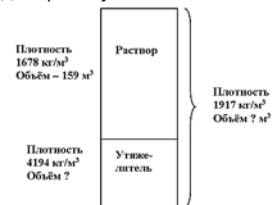
$$\rho_{\text{конечное}} = \frac{(V_{\text{раств1}} \times \rho_{\text{раств1}})(V_{\text{раств2}} \times \rho_{\text{раств2}})}{V_{\text{раств1}} + V_{\text{раств2}}} \text{ кг/м}^3$$

Пример 4. Утяжеление бурового раствора.

Исходные данные.

Сколько утяжелителя нужно для утяжеления раствора объемом 159 м³ с начальной плотностью 1680 кг/м³ до плотности 1920 кг/м³. Определить изменение объема у приготовленного раствора.

Шаг 1. Строим диаграмму.



Шаг 2. Определяем известные и неизвестные плотности и объемы.

Компонент	Плотность (кг/м ³)	Объем (м ³)
Раствор	1678	159
Утяжелитель	4194	?
Приготовленный раствор	1917	?

Шаг 3. Составляем систему уравнений.

$$V_{\text{конеч}} \rho_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} + V_{\text{барит}} \rho_{\text{барит}}$$

$$V_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} + V_{\text{барит}}$$

Баланс масс имеет два неизвестных значения ($V_{\text{конеч}}$ и $V_{\text{барит}}$).

Выражаем одно из неизвестных значений баланса объемов и

включаем это значение в формулу баланса масс.

$$V_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} + V_{\text{барит}}$$

$$V_{\text{конеч}} = 159 \text{ м}^3 + V_{\text{барит}}$$

Шаг 4. Решаем систему уравнений

$$V_{\text{конеч}} \rho_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} + V_{\text{барит}} \rho_{\text{барит}}$$

$$(159 \text{ м}^3 + V_{\text{барит}}) \times 1917 \text{ кг/м}^3 = 159 \text{ м}^3 \times 1678 \text{ кг/м}^3 + V_{\text{барит}} \times 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$159 \text{ м}^3 \times (1917 \text{ кг/м}^3 - 1678 \text{ кг/м}^3) = V_{\text{барит}} \times (4194 \text{ кг/м}^3 - 1917 \text{ кг/м}^3)$$

$$V_{\text{барит}} = \frac{159 \text{ м}^3 \times (1917 \text{ кг/м}^3 - 1678 \text{ кг/м}^3)}{4194 \text{ кг/м}^3 - 1917 \text{ кг/м}^3} = \frac{38001}{2277} = 16,7 \text{ м}^3$$

Количество барита = $16,7 \text{ м}^3 \times 4194 \text{ кг/м}^3 = 70040 \text{ кг}$.

$$V_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} + V_{\text{барит}}$$

$$V_{\text{конеч}} = 159 \text{ м}^3 + 16,7 \text{ м}^3 = 175,7 \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{утяжелителя}} = \rho_{\text{утяж}} \frac{(\rho_{\text{конечное}} - \rho_{\text{начальное}})}{(\rho_{\text{утяж}} - \rho_{\text{начальное}})}$$

для утяжеления 1 м^3 с плотности $\rho_{\text{начальное}}$ до плотности $\rho_{\text{конечное}}$.
Увеличение объема при утяжелении представляется в виде:

$$V_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} \times \frac{\rho_{\text{конечное}} - \rho_{\text{раств}}}{\rho_{\text{утяж}} - \rho_{\text{начальное}}}$$

Пример 5. Снижение плотности раствора разбавлением.

Снижение плотности раствора разбавлением может быть представлено как смешивание двух растворов, один из которых техническая вода или раствор на нефтяной основе. В данном случае конечный объем разбавленного раствора неизвестен.

Исходные данные.

Снизить плотность исходного раствора объемом 159 м^3 с плотностью 1920 кг/м^3 до плотности 1440 кг/м^3 с помощью технической воды и определить конечный объем.

Шаг 1. Строим диаграмму.



Шаг 2. Определяем известные и неизвестные компоненты.

Компонент	Плотность (кг/м³)	Объем (м³)
Раствор	1920	159
Вода	1000	?
Конечный раствор	1440	?

Шаг 3. Составляем систему уравнений материального баланса.

$$V_{\text{конеч}} \rho_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} + V_{\text{вода}} \rho_{\text{вода}}$$

$$V_{\text{конеч}} = V_{\text{раств}} + V_{\text{вода}}$$

В составленном балансе имеется два неизвестных ($V_{\text{конеч}}$ и $V_{\text{вода}}$). Выражаем объемный баланс, используя первый неизвестный элемент, и затем применяем его в массовом балансе.

$$V_{\text{конеч}} = 159 \text{ м}^3 + V_{\text{вода}}$$

Шаг 4. Решаем систему уравнений

$$(159 \text{ м}^3 + V_{\text{вода}}) \times 1440 \text{ кг/м}^3 = 159 \text{ м}^3 \times 1920 \text{ кг/м}^3 + V_{\text{вода}} \times 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$228\,960 \text{ кг} + V_{\text{вода}} \times 1440 \text{ кг/м}^3 = 305\,280 \text{ кг} + V_{\text{вода}} \times 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{\text{вода}} \times 440 \text{ кг/м}^3 = 76\,320 \text{ кг}$$

$$V_{\text{вода}} = 76\,320 \text{ кг} / 440 \text{ кг/м}^3 = 173,5 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{конеч}} = 159 \text{ м}^3 + 173,5 \text{ м}^3 = 332,5 \text{ м}^3$$

Следовательно, для снижения плотности 159 м^3 раствора с плотностью 1920 кг/м^3 до плотности 1440 кг/м^3 понадобится $173,5 \text{ м}^3$.

Данный пример также можно представить в виде:

$$V_{\text{вода}} = V_{\text{раств}} \times \frac{\rho_{\text{конечное}} - \rho_{\text{раств}}}{\rho_{\text{вода}} - \rho_{\text{начальное}}} \text{ м}^3$$

Пример 6. Снижение количества твердой фазы (при использовании системы барит/бentonитовая суспензия).

Исходные данные.

Отрегулировать содержание твердой фазы объема раствора 159 м³ с 8% до 6% и довести плотность до 1440 кг/м³.

Для решения данной задачи будем использовать содержание твердой фазы вместо плотности в уравнении баланса масс.

Шаг 1. Строим диаграмму.



Шаг 2. Отображаем известные и неизвестные компоненты.

Компонент	Плотность (кг/м³)	Объем (м³)
Обработываемый раствор	8	159
Вода	0	?
Конечный раствор	6	?

Шаг 3. Составляем систему уравнений.

$$V_{\text{конечный}} \times \text{ТФ}_{\text{конечн}} = V_{\text{раств}} \times \text{ТФ}_{\text{раств}} + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия} \times \text{ТФ}_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия}$$

Массовый баланс содержит два неизвестных значения ($V_{\text{конечный}}$ и $V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия}$). Составляем баланс объемов для первого неизвестного и затем подставляем в массовый баланс.

$$V_{\text{конечный}} = V_{\text{раств}} + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия}$$

$$V_{\text{конечный}} = 159 \text{ м}^3 + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия}$$

Подставляем первое неизвестное в массовый баланс и решаем уравнение.

$$V_{\text{конечный}} \times \text{ТФ}_{\text{конечн}} = V_{\text{раств}} \times \text{ТФ}_{\text{раств}} + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия} \times \text{ТФ}_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия}$$

$$(159 \text{ м}^3 + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия}) \times 6\% = 159 \text{ м}^3 \times 8\% + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия} \times 0\%$$

$$954 + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия} \times 6\% = 1272$$

$$V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия} = (1272 - 954) / 6 = 53 \text{ м}^3$$

Подставляем второе неизвестное и решаем уравнение.

$$V_{\text{конечный}} = V_{\text{раств}} + V_{\text{утяж}} / \text{глинистая суспензия}$$

$$V_{\text{конечный}} = 159 \text{ м}^3 + 53 \text{ м}^3 = 212 \text{ м}^3$$

Для поддержания плотности на уровне 1440 кг/м³ необходимо рассчитать потребность барита в растворе утяжелятель/глинистая суспензия объемом 53 м³. Используем баланс масс для определения количеств барита и воды, необходимых для создания плотности 1440 кг/м³ в 53 м³.

$$V_{\text{конечный}} = V_{\text{вода}} + V_{\text{утяж}}$$

$$V_{\text{воды}} = V_{\text{конечный}} - V_{\text{утяж}}$$

$$53 \text{ м}^3 = (53 \text{ м}^3 - V_{\text{утяж}}) + V_{\text{утяж}}$$

$$53 \text{ м}^3 \times 1440 \text{ кг/м}^3 = (53 \text{ м}^3 - V_{\text{утяж}}) \times 1000 \text{ кг/м}^3 + V_{\text{утяж}} \times 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$76 \text{ 320 кг} = 53 \text{ 000 кг} - 1000 \times V_{\text{утяж}} + V_{\text{утяж}} \times 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$76 \text{ 320 кг} - 53 \text{ 000 кг} = -1000 \times V_{\text{утяж}} + V_{\text{утяж}} \times 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$23 \text{ 320 кг} = V_{\text{утяж}} \times 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{\text{утяж}} = 5,6 \text{ м}^3$$

$$\text{Потребность воды } 53 \text{ м}^3 - 5,6 \text{ м}^3 = 47,4 \text{ м}^3$$

Следовательно, для снижения твердой фазы с 8% до 6% в объеме раствора равном 159 м³ и сохранения заданной плотности 1440 кг/м³ необходимо 47,4 м³ воды и 23 320 кг барита.

АНАЛИЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Неутяжеленный раствор

Данные растворы представлены только легкой твердой фазой и водой. Для решения уравнений вся легкая твердая фаза принимается плотностью 2600 кг/м³ без уточнения плотности каждой фракции в отдельности. Диаграмма для решения уравнений — двухкомпонентная. Материальный и объемный балансы представлены следующими формулами:

$$V_{\text{раств}} \times \rho_{\text{раств}} = V_{\text{воды}} \times \rho_{\text{воды}} + V_{\text{ЛТФ}} \times \rho_{\text{ЛТФ}}$$

$$V_{\text{раств}} = V_{\text{вода}} + V_{\text{ЛТФ}}$$

где $V_{\text{раств}}$ — объем раствора, м³

$V_{\text{вода}}$ — объем воды, м³

$V_{\text{ЛТФ}}$ — объем легкой твердой фазы, м³

$\rho_{\text{раств}}$ — плотность раствора, кг/м³

$\rho_{\text{вода}}$ — плотность воды, кг/м³

$\rho_{\text{ЛТФ}}$ — плотность легкой твердой фазы, кг/м³

Плотность воды, легкой твердой фазы и раствора всегда известны. Если объем раствора 100% и плотность известна, то объем ЛТФ может быть определен расчетным путем. Сначала определяем объем воды:

$$\%V_{\text{вода}} = 100\% - \%V_{\text{ЛТФ}}$$

Затем данное выражение подставляется в массовый баланс.

$$100\% \rho_{\text{раств}} = (100\% - \%V_{\text{ЛТФ}}) \times \rho_{\text{вода}} + \%V_{\text{ЛТФ}} \rho_{\text{ЛТФ}}$$

Пропорция для определения процента легкой твердой фазы имеет вид:

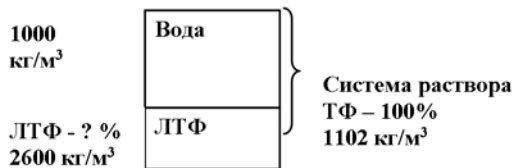
$$\%V_{\text{ЛТФ}} = 100\% \frac{\rho_{\text{раств}} - \rho_{\text{вода}}}{\rho_{\text{ЛТФ}} - \rho_{\text{вода}}}$$

Пример расчета неутяжеленной системы раствора.

Исходные данные.

Плотность системы раствора имеет плотность 1102 кг/м³.

Определить процентное содержание легкой твердой фазы в системе раствора.



$$\%V_{\text{ЛТФ}} = 100\% \frac{\rho_{\text{раств}} - \rho_{\text{вода}}}{\rho_{\text{ЛТФ}} - \rho_{\text{вода}}}$$

$$\%V_{\text{ЛТФ}} = 100\% \frac{1102 - 1000}{2600 - 1000}$$

Утяжеленный раствор

Второй вариант расчетов — для утяжеленных многокомпонентных систем растворов, содержащих хлорид натрия и нефть (смазочную добавку). Этот вариант материального баланса — один из самых усложненных, с которыми приходится сталкиваться инженеру по буровым растворам.

Для примера рассматривается раствор со следующими данными.

Плотность раствора	1918 кг/м ³
Хлориды (CL)	50 000 мг/л
Нефть	5% (плотность 839 кг/м ³)
Вода по реторте	63%
Утяжелитель	Барит (плотность 4194 кг/м ³)

Определить объемный процент и концентрацию компонентов раствора, исходя из их плотности, по справочникам.

Шаг 1. Строим диаграмму.



Шаг 2. Определяем известные и неизвестные величины.

Плотность утяжелителя, легкой твердой фазы, нефти берется из справочников.

Компоненты	ρ , Плотность материала по справочнику, кг/м ³	V, Объем %	Q, Концентрация кг/м ³
Утяжелитель	4194	?	?
ЛТФ	2600	?	?
Нефть	839	5	41,95 (расчетное значение)
Соль	?	?	?
Вода (по реторте)	1000	63	630
Система раствора	1918	100	?

Определение концентрации нефти:

$$Q_{\text{нефть}} = \frac{V_{\text{нефть}}}{100} \times \rho_{\text{нефть}} \text{ кг/м}^3$$

$$Q_{\text{нефть}} = \frac{5}{100} \times 41,95 \text{ кг/м}^3$$

Шаг 3. Записываем материальный баланс и объемные эквиваленты.

$$V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} = V_{\text{утяж}} \rho_{\text{утяж}} + V_{\text{ЛТФ}} \rho_{\text{ЛТФ}} + V_{\text{рассол}} \rho_{\text{рассол}} + V_{\text{нефть}} \rho_{\text{нефть}}$$

$$V_{\text{раств}} = V_{\text{утяж}} + V_{\text{ЛТФ}} + V_{\text{рассол}} + V_{\text{нефть}} = 100\%$$

Объем рассола не может быть определен напрямую. Показания по реторте соответствуют объему дистиллированной воды в системе раствора ($V_{\text{вода}}$). Объем соли может быть определен по концентрации ионов хлора в фильтрате (рассоле).

Объем рассола эквивалентен объему воды по реторте, плюс рассчитанный объем соли.

$$V_{\text{рассол}} = V_{\text{вода}} + V_{\text{соль}}$$

Подставляем данный эквивалент в формулы.

$$V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} = V_{\text{утяж}} \rho_{\text{утяж}} + V_{\text{ЛТФ}} \rho_{\text{ЛТФ}} + (V_{\text{вода}} + V_{\text{соль}}) \times \rho_{\text{рассол}} + V_{\text{нефть}} \rho_{\text{нефть}}$$

$$V_{\text{раств}} = V_{\text{утяж}} + V_{\text{ЛТФ}} + (V_{\text{вода}} + V_{\text{соль}}) + V_{\text{нефть}} = 100\%$$

Количество соли определяется по показаниям ионов хлора, используя один из вариантов. Математическим путем, исходя из соотношения плотности от концентрации по кривой графика зависимости для хлорида натрия

$$Q'_{\text{соль}} = 1 + 1166 \times 10^{-6} \times (CL) - 8375 \times 10^{-33} \times (CL)^2 + 1338 \times 10^{-18} \times (CL)^3$$

$$Q'_{\text{соль}} = 1 + 1166 \times 10^{-6} \times (50\,000) - 8375 \times 10^{-33} \times (50\,000)^2 + 1338 \times 10^{-18} \times (50\,000)^3 = 1056 \text{ кг/м}^3$$

Весовой процент хлорида натрия определяется по следующей формуле с применением значения таблицы перевода:

$$\%NaCl = \frac{(CL) \times \text{Фактор}}{Q_{\text{соль}} \times 10}$$

$$\%NaCl = \frac{50\,000 \times 1,65}{1056 \times 10} = 7,81\%$$

или по таблицам солей.

Ближайшая по значению концентрации ионов хлора 51 260 мг/л соответствует плотности рассола 1056 кг/м³ и 8% весовой концентрации. Следовательно, значения, определенные математическим путем и по таблицам солей, соответствуют друг другу.

Объемный процент соли в растворе определяется из соотношения удельного веса и весового процента хлорида натрия в рассоле по следующей формуле:

$$V_{\text{соль}} = V_{\text{вода}} \left(\frac{100}{\rho_{\text{рассол}} (100 - 100\%NaCl)} \right)^{-1}$$

$$V_{\text{соль}} = 63\% \left(\frac{100}{1056 (100 - 7,81)} \right)^{-1} = 1,69\%$$

Определяем концентрацию соли по пропорции:

$$Q_{\text{соль}} = (V_{\text{вода}} + V_{\text{соль}}) \times \frac{(CL) \times \text{Фактор}}{1000}$$

$$Q_{\text{соль}} = (63 + 1,69) \times \frac{50\,000 \times 1,65}{1000} = 53,36 \text{ кг/м}^3$$

Эквиваленты $V_{\text{утяж}}$ и $V_{\text{ЛТФ}}$ остались неизвестными. Первым находится объемный эквивалент $V_{\text{утяж}}$, содержащегося в $V_{\text{раств}}$.

$$V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} = V_{\text{утяж}} \rho_{\text{утяж}} + V_{\text{ЛТФ}} \rho_{\text{ЛТФ}} + (V_{\text{вода}} + V_{\text{соль}}) \times \rho_{\text{рассол}} + V_{\text{нефть}} \rho_{\text{нефть}}$$

$$V_{\text{утяж}} \rho_{\text{утяж}} = V_{\text{раств}} \rho_{\text{раств}} - (100\% - V_{\text{вода}} - V_{\text{соль}} - V_{\text{утяж}}) \times \rho_{\text{ЛТФ}} - (V_{\text{вода}} + V_{\text{соль}}) \times \rho_{\text{рассол}} - V_{\text{нефть}} \rho_{\text{нефть}}$$

$$V_{\text{утяж}} = \frac{100\% \rho_{\text{раств}} - (100\% - V_{\text{вода}} - V_{\text{соль}} - V_{\text{утяж}}) \times \rho_{\text{ЛТФ}} - (V_{\text{вода}} + V_{\text{соль}}) \times \rho_{\text{рассол}} - V_{\text{нефть}} \rho_{\text{нефть}}}{\rho_{\text{утяж}} - \rho_{\text{ЛТФ}}}$$

$$V_{\text{утяж}} = \frac{1918 \times 100\% - (100\% - 63\% - 1,69\% - 5\%) \times 2600 - (1,69\% + 63\%) \times 1056 - 5\% \times 839}{4194 - 2600} = 25,41\%$$

Это процентное соотношение преобразуется в концентрацию в кг на 1 м³ следующим образом:

$$Q_{\text{утяж}} = \frac{V_{\text{утяж}}}{100} \times \rho_{\text{утяж}} \text{ кг/м}^3$$

$$Q_{\text{утяж}} = \frac{25,41}{100} \times 4194 = 1065,7 \text{ кг/м}^3$$

Значение $V_{\text{ЛТФ}}$ определяется, используя объемный эквивалент:

$$V_{\text{ЛТФ}} = 100\% - V_{\text{вода}} - V_{\text{соль}} - V_{\text{нефть}} - V_{\text{утяж}}$$

$$V_{\text{ЛТФ}} = 100\% - 63\% - 1,69\% - 5\% - 24,41\% = 4,9\%$$

Это процентное соотношение также преобразуется в концентрацию в кг на 1 м³

$$Q_{\text{ЛТФ}} = \frac{V_{\text{ЛТФ}}}{100} \times \rho_{\text{ЛТФ}}$$

$$Q_{\text{ЛТФ}} = \frac{4,9}{100} \times 2600 = 127,4 \text{ на } 1 \text{ м}^3$$

В итоге для проверки суммируются все рассчитанные показатели.

Объем, %		Концентрация, кг/м ³	
$V_{\text{вода}}$	63	$Q_{\text{вода}}$	630
$V_{\text{нефть}}$	5	$Q_{\text{нефть}}$	41,95
$V_{\text{соль}}$	1,69	$Q_{\text{соль}}$	53,36
$V_{\text{утяж}}$	25,41	$Q_{\text{утяж}}$	1065,7
$V_{\text{ЛТФ}}$	4,9	$Q_{\text{ЛТФ}}$	127,4
Итого	100	Итого	1918,4

Значение $V_{\text{ЛТФ}}$ представлено двумя составляющими — выбуренной породой и бентонитом.

Концентрация бентонита ($V_{\text{гл}}$) и выбуренной породы ($V_{\text{шлам}}$) может быть обозначена как Катионная Обменная Емкость (СЕС) раствора и шлама (более известное название Methylene Blue Test (МВТ)).

$$V_{\text{ЛТФ}} = V_{\text{гл}} + V_{\text{шлам}}$$

Обычно при расчетах, если нет точных данных СЕС, используются значения:

$СЕС_{\text{А}}$ — средняя Катионная Обменная Емкость для всей твердой фазы бурового раствора;

$СЕС_{\text{шлам}}$ — Катионная Обменная Емкость шлама принимается 10;

$СЕС_{\text{бентонит}}$ — Катионная Обменная Емкость бентонита принимается 65.

$$МВТ = \frac{\text{количество метиленовой сини (мл)}}{\text{количество раствора (мл)}} \times 14,25 = \text{кг/м}^3$$

$$СЕС_{\text{А}} = \frac{2,968 \times МВТ}{V_{\text{ЛТФ}}}$$

$$V_{\text{вода}} = \frac{V_{\text{ЛТФ}} \times (СЕС_{\text{А}} - СЕС_{\text{шлам}})}{(СЕС_{\text{бентонит}} - СЕС_{\text{шлам}})}$$

$$V_{\text{шлам}} = V_{\text{ЛТФ}} - V_{\text{шлам}}$$

$$Q_{\text{бентонита}} = V_{\text{вода}} \times 26 \text{ кг/м}^3$$

$$Q_{\text{шлам}} = V_{\text{шлам}} \times 26 \text{ кг/м}^3,$$

где $V_{\text{ЛТФ}}$ = общее количество легкой твердой фазы;

$V_{\text{бентонит}}$ = объем бентонита (%);

$V_{\text{шлам}}$ = объем шлама (%);

МВТ = тест на метиленовую синь, кг/м³.

Для подробности приводится пример, в котором использован раствор с содержанием МВТ 71 кг/м³. Находится значение катионной емкости всей твердой фазы

$$СЕС_{\text{А}} = \frac{2,968 \times МВТ}{V_{\text{ЛТФ}}} = \frac{2,968 \times 71 \text{ кг/м}^3}{4,9} = 39,1;$$

рассчитывается объем бентонита

$$V_{\text{бентонит}} = \frac{V_{\text{ЛТФ}} \times (СЕС_{\text{А}} - СЕС_{\text{шлам}})}{(СЕС_{\text{бентонит}} - СЕС_{\text{шлам}})} = \frac{4,9 \times (39,1 - 10)}{(65 - 10)} = 2,59\%$$

$$V_{\text{шлам}} = V_{\text{ЛТФ}} - V_{\text{бентонит}} = 4,9 - 2,6 = 2,3\%$$

$$Q_{\text{бентонит}} = 2,6 \times 26 = 67,6 \text{ кг/м}^3$$

$$Q_{\text{шлам}} = 2,3 \times 26 = 59,8 \text{ кг/м}^3$$

ТАБЛИЦЫ СОЛЕЙ

Максимальная плотность растворов различных солей

Типы применяемых солей	Максимальная плотность кг/м ³
NaCl	1200
CaCl ₂	1390
CaCl ₂ / CaBr ₂	1870
KCl	1160
NaBr	1510
CaBr ₂	1810
ZnBr ₂	2300
NaCOOH	1340
KCOOH	1560
CsCOOH	2340

Характеристики рассолов хлорида натрия (NaCl)

Содержание (%)	Плотность, (кг/м ³)	Cl, (мг/л)	Na, (мг/л)	NaCl, (кг/м ³)	Вода, (м ³)	Кристаллизация, (С°)
1	1005	6127	3973	9,99	990,01	-0,6
2	1013	12254	7946	20,26	979,74	-1,2
3	1020	18563	12037	30,53	969,47	-1,8
4	1027	24932	16168	41,08	958,92	-2,4
5	1034	31363	20337	51,64	948,36	-3,1
6	1041	37914	24586	62,48	937,52	-3,7
7	1049	44526	28874	73,32	926,68	-4,4
8	1056	51260	33240	84,45	915,55	-5,1
9	1063	58054	37646	95,58	904,42	-5,8
10	1071	64970	42130	106,99	893,01	-6,5
11	1078	71946	46654	118,40	881,60	-7,3
12	1086	79044	51256	130,10	869,90	-8,2
13	1093	86202	55898	141,79	858,21	-9,0
14	1101	93481	60619	153,78	846,22	-9,9
15	1109	100882	65418	166,04	833,96	-10,9
16	1116	108344	70256	178,31	821,69	-11,9
17	1124	115927	75173	190,87	809,13	-12,9
18	1132	123570	80130	203,42	796,58	-14,0
19	1140	131396	85204	216,26	783,74	-15,2
20	1148	139282	90318	229,38	770,62	-16,4
21	1156	147229	95471	242,22	757,78	-17,8
22	1164	155357	100743	255,63	744,37	-19,1
23	1172	163547	106053	269,32	730,68	-20,6
24	1180	171858	111442	283,02	716,98	-17,0
25	1189	180290	116910	296,71	703,29	-9,6
26	1197	188843	122457	310,98	689,02	-2,3

Характеристики рассолов хлорида кальция (CaCl₂)

Содержание (%)	Плотность, (кг/м ³)	Cl, (мг/л)	Ca ²⁺ , (мг/л)	CaCl ₂ , (кг/м ³)	Вода, (м ³)	Кристаллизация, (С°)
1	1007	6453	3647	9,99	990,01	-0,4
2	1015	12969	7331	20,26	979,74	-0,9
3	1023	19613	11087	30,53	969,47	-1,3
4	1032	26385	14915	41,37	958,63	-1,8
5	1040	33221	18779	51,92	948,08	-2,3
6	1049	40185	22715	62,77	937,23	-2,9
7	1057	47277	26723	73,89	926,11	-3,6
8	1066	54496	30804	85,30	914,70	-4,3
9	1075	61779	34921	96,43	903,57	-5,1
10	1084	69190	39110	108,13	891,87	-5,8
11	1092	76793	43407	120,11	879,89	-6,7
12	1101	84459	47741	132,09	867,91	-7,7
13	1111	92253	52147	144,08	855,92	-8,7
14	1120	100175	56625	156,63	843,37	-9,8
15	1129	108225	61175	169,18	830,82	-11,0
16	1139	116403	65797	182,02	817,98	-12,3
17	1148	124708	70492	194,86	805,14	-13,7
18	1158	133141	75259	207,98	792,02	-15,1
19	1168	141766	80134	221,68	778,32	-16,7
20	1178	150455	85045	235,09	764,91	-18,3
22	1198	168343	95157	263,05	736,95	-21,7
24	1218	186743	105557	291,86	708,14	-25,3
26	1239	205781	116319	321,53	678,47	-29,7
28	1260	225395	127405	352,35	647,65	-35,1
30	1282	245647	138853	384,01	615,99	-44,2
32	1304	266474	150626	416,54	583,46	-28,6
34	1326	288004	162796	450,20	549,80	-15,4
36	1349	310237	175363	485,01	514,99	-4,4
38	1372	333109	188291	520,67	479,33	5,6
40	1396	356683	201617	557,48	442,52	13,3

Характеристики хлорида магния ($MgCl_2$)

Содержание (%)	Плотность, (кг/м ³)	Cl, (мг/л)	Mg ²⁺ , (мг/л)	MgCl, (кг/м ³)	Вода, (м ³)	Кристаллизация, (С°)
1	1006	7492	2568	10,10	989,90	-0,5
2	1014	15106	5178	20,57	979,43	-1,1
3	1023	22842	7830	31,33	968,67	-1,7
4	1031	30703	10524	42,45	957,55	-2,3
5	1039	38696	13264	53,95	946,05	-3,0
6	1048	46814	16047	65,82	934,18	-4,3
7	1056	55060	18873	78,03	921,97	-5,4
8	1065	63444	21747	90,64	909,36	-5,8
9	1074	71957	24665	103,65	896,35	-6,9
10	1083	80608	27631	117,06	882,94	-7,8
12	1101	98329	33705	145,16	854,84	-9,8
14	1119	116635	39980	175,06	824,94	-14,5
16	1137	135477	46439	206,67	793,33	-18,8
18	1155	154838	53075	239,97	760,03	-25,0
20	1174	174856	59937	275,43	724,57	-33,2
22	1194	195553	67031	313,17	686,83	-28,0
24	1214	216940	74362	353,32	646,68	-24,3
26	1235	236006	81926	395,85	604,15	-20,5
28	1256	261748	89722	440,85	559,15	-17,0
30	1276	285091	97723	488,12	511,88	-16,4

Характеристики хлорида калия (KCl)

Содержание (%)	Плотность, (кг/м ³)	Cl, (мг/л)	K, (мг/л)	KCl, (кг/м ³)	Вода, (м ³)	Кристаллизация, (С°)
1	1005	4756	5244	9,99	990,01	-0,4
2	1011	9606	10594	20,26	979,74	-0,9
3	1017	14504	15996	30,53	969,47	-1,4
4	1024	19498	21502	41,08	958,92	-1,8
5	1030	24491	27009	51,35	948,65	-2,3
6	1037	29576	32621	61,35	948,65	-2,8
7	1043	34715	38285	72,20	937,80	-3,3
8	1050	39947	44053	83,04	926,96	-3,8
9	1057	45225	49875	93,88	916,12	-4,3
10	1063	50551	55749	104,72	905,00	-4,8
11	1070	55973	61727	116,13	893,87	-5,3
12	1077	61442	67758	128,13	882,46	-5,9
13	1084	67006	73894	140,65	871,04	-6,4
14	1091	72617	80083	153,35	859,35	-6,7
15	1097	78276	86324	166,33	847,65	-7,5
16	1104	84030	92670	179,81	835,67	-8,3
17	1111	89832	99068	193,81	823,68	-8,9
18	1119	95729	105571	208,31	811,42	-9,4
19	1126	101721	112179	223,31	798,86	-10,0
20	1133	107760	118840	238,81	786,31	-10,5
22	1147	120030	132370	263,81	773,76	1,1
24	1162	132632	146268	289,31	748,08	15,0

Характеристики хлорида аммония (NH₄Cl)

Содержание (%)	Плотность, (кг/м ³)	Cl, (мг/л)	K, (мг/л)	KCl, (кг/м ³)	Вода, (м ³)	Кристаллизация, (С°)
1	1001	6066	3934	9,99	990,01	-0,6
2	1005	12193	7907	19,97	980,03	-1,3
3	1008	18320	11880	30,24	969,76	-1,9
4	1011	24508	15892	40,23	959,77	-2,6
5	1014	30756	19944	50,50	949,50	-3,2
6	1017	37004	23996	61,05	938,95	-3,9
7	1020	43313	28087	71,33	928,68	-4,7
8	1023	49622	32178	81,60	918,40	-5,4
9	1026	55992	36308	92,15	907,85	-6,2
10	1029	62422	40478	102,71	897,29	-6,9
11	1032	68852	44648	113,26	886,74	-7,8
12	1034	75282	48818	123,82	876,18	-8,6
13	1037	81773	53027	134,66	865,34	-9,4
14	1040	88325	57275	145,50	854,50	—
15	1043	94877	61523	156,06	843,94	-11,7
16	1046	101489	65811	167,19	832,81	—
17	1049	108101	70099	178,03	821,97	—
18	1051	114774	74426	188,87	811,13	—
19	1054	121508	78792	200,00	800,00	—
20	1057	128180	83120	211,12	788,88	—
22	1062	141769	91931	233,38	766,62	—
24	1067	155418	100782	255,91	744,09	-0,6

Характеристики сульфата калия (K₂SO₄)

Содержание (%)	Плотность, (кг/м ³)	K, (мг/л)	SO ₄ ²⁻ , (мг/л)	K ₂ SO ₄ , (кг/м ³)	Вода, (м ³)	Кристаллизация, (С°)
0,5	1004	2244	2756	5,14	994,86	-0,1
1,0	1008	4532	5568	9,99	990,01	-0,3
1,5	1012	6821	8379	15,12	984,88	-0,1
2,0	1016	9110	11190	20,26	979,74	-0,5
2,5	1020	11443	14057	25,39	974,61	-0,1
3,0	1024	13776	16924	30,53	969,47	-0,1
3,5	1028	16110	19790	35,95	964,05	-0,1
4,0	1032	18488	22712	41,08	958,92	-0,1
4,5	1037	20911	25689	46,50	953,50	-1,1
5,0	1041	23290	28610	51,92	948,08	-1,2
5,5	1045	25758	31642	57,35	942,65	-
6,0	1049	28181	34619	62,77	937,23	-
6,5	1053	30649	37651	68,19	931,81	-
7,0	1057	33162	40738	73,89	926,11	-
7,5	1061	35675	43825	79,31	920,69	-
8,0	1066	38188	46912	85,02	914,98	-
8,5	1070	40746	50054	90,73	909,27	-
9,0	1074	43304	53196	96,43	903,57	-
9,5	1078	45907	56393	102,42	897,58	-
10,0	1083	48509	59591	107,84	892,16	-

Характеристики К-52™ (ацетат калия $KC_2H_3O_2$)

Содержание (%)	Плотность, (кг/м³)	K, (мг/л)	$C_2H_3O_2$, (мг/л)	$KC_2H_3O_2$, (кг/м³)	Вода, (м³)	Кристаллизация, (С°)
1	1004	3984	6016	9,99	990,01	0,0
2	1009	7967	12033	19,97	980,03	-0,3
3	1014	11951	18049	29,96	970,04	-0,6
4	1019	15935	24065	39,94	960,06	-
5	1024	19918	30082	49,93	950,07	-
6	1029	25040	37817	62,77	937,23	-
7	1034	29593	44693	74,18	925,82	-
8	1040	34146	51568	85,59	914,41	-
9	1045	39837	60163	99,86	900,15	-
10	1050	44390	67039	111,27	888,73	-
11	1055	48943	73915	122,68	877,32	-
12	1060	54634	82509	136,94	863,06	-
13	1065	59186	89385	148,36	851,64	-
14	1070	64877	97980	162,62	837,38	-
15	1076	70568	106574	176,89	823,11	-
16	1081	76259	115169	191,15	808,85	-
17	1086	81950	123764	205,42	794,58	-
18	1091	87641	132359	219,68	780,32	-
19	1097	93332	140953	233,95	766,05	-
20	1102	100162	151267	251,06	748,94	-
21	1108	105853	159862	265,33	734,67	-
22	1113	112682	170175	282,45	717,55	-
23	1119	119511	180489	299,57	700,44	-
24	1124	126340	190803	316,68	683,32	-17,2
25	1129	133169	201116	333,80	666,20	-

Формулы перевода

Исходные \ Результат	Соль (% веса)	Хлориды (% веса)	Соль (ppm)	Хлориды (ppm)
Соль (% веса)	1,0	×1/фактор	×10 ⁴	×1/фактор×10 ⁴
Хлориды (% веса)	× фактор	1,0	× фактор×10 ⁴	×10 ⁴
Соль (ppm)	× 10 ⁻⁴	× 1/фактор × 10 ⁻⁴	1,0	× 1/фактор
Хлориды (ppm)	× 1/фактор × 10 ⁻⁴	× 10 ⁻⁴	× фактор	1,0

Соль	Фактор	1/фактор
CaCl ₂	1,5642	0,6393
NaCl	1,6488	0,6065
KCl	2,103	0,4755

Раздел 15

Реология и гидравлика промывочных жидкостей

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- A_1 — площадь общая, м²
- D — диаметр внутренний, м
- D_1 — наружный диаметр трубы, м
- D_2 — диаметр ствола скважины, м
- ECD — эквивалентная плотность циркуляции, кг/м³
- EMW — эквивалентная плотность раствора, кг/м³
- J — размер сопел, мм
- L — длина, м
- N — число сопел
- P_a — потери давления в межтрубном пространстве, МПа
- P_g — потери давления на преодоление предельного статического напряжения сдвига, МПа
- P_n — потери давления в насадках долота, МПа
- P_p — потери давления в трубе, МПа
- Q — объемный расход, м³/с
- V — скорость, м/с
- θ_3 — показания при 3 об/мин
- θ_{300} — показания при 300 об/мин
- θ_{600} — показания при 600 об/мин
- $\mu_{(эф)}$ — эффективная вязкость, сП
- ρ — плотность раствора, кг/м³

ВВЕДЕНИЕ

О гидравлике буровых растворов было много написано за последние 30–40 лет. Имеется несколько различных концепций, моделей и систем уравнений, которые могут быть использованы для планирования, оптимизации и расчетов гидравлики бурения. Почти во всех случаях разница, возникающая при использовании той или иной концепции, значительно меньше погрешностей самих данных, используемых в расчетах. Вычисление различных гидравлических параметров при бурении очень важно для контроля многих переменных, относящихся к буровым растворам, что позволяет обеспечить безопасное заканчивание скважины с минимумом повреждения пласта при минимальных затратах. Оптимизация любого отдельного гидравлического параметра будет в первую очередь зависеть от

места бурения. Например, бессмысленно увеличивать гидравлическую мощность на долоте или ударное усилие при бурении мягких пород, когда скорость проходки лимитируется временем, необходимым для выполнения соединений в колонне буровых труб.

Последующие разделы описывают гидравлические параметры и соответствующие уравнения, используемые для расчетов по методике Milpark Drilling Fluids для степенной модели течения жидкости.

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТЕЙ

Реология — отдел науки, изучающий деформацию всех форм вещества, но ее наибольшие достижения связаны с изучением поведения суспензий, текущих по трубам и другим каналам. Следует также иметь в виду, что реологические и гидравлические свойства буровых растворов не являются точными (по научным данным), а выводятся на основе математических моделей, которые относительно точно описывают реологические и гидравлические свойства жидкости. Буровые растворы не поддаются точному моделированию, и отсюда различные методы могут применяться для расчета реологических и гидравлических параметров.

Деформация жидкостей

Деформацию жидкости можно просто представить двумя параллельными пластинами, расположенными на некотором расстоянии друг от друга, как показано на рисунке 1.

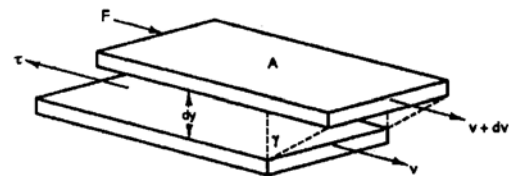


Рис. 1. Деформация жидкости в результате простого сдвига

Напряжение сдвига (сдвиговое напряжение)

Прилагаемая сила F , действуя на площадь A , заставляет слои скользить один относительно другого. Однако имеется сопротивление в результате трения — сила, которая противодействует перемещению этих слоев. Эта сила сопротивления называется «напряжением сдвига» — τ , представляемым уравнением вида:

$$\tau = F/A, \quad (1)$$

где напряжение сдвига имеет типичную размерность: фунт/100 фут².

Кроме того, слои жидкости сдвигаются один относительно другого легче, чем слой раствора относительно стенки трубы. Поэтому очень тонкий слой жидкости непосредственно у трубы можно считать неподвижным.

Скорость сдвига

Разница в скоростях между двумя слоями раствора, разделенных расстоянием между ними, называется «скоростью сдвига», представляемой уравнением:

$$\gamma = \text{разность скоростей/расстояние} \quad (2)$$

с типичной размерностью: (фут/с)/фут = 1/с = с⁻¹ или величина обратная секунде.

Ньютоновские и неньютоновские жидкости

Соотношение между напряжением сдвига τ и скоростью сдвига определяет поведение потока жидкости. У некоторых жидкостей это соотношение имеет линейный характер: если скорость сдвига удваивается, то напряжение сдвига также удваивается. Такие жидкости называются ньютоновскими жидкостями. Примерами ньютоновских жидкостей являются вода, спирт и легкое масла. Очень немногие буровые растворы подпадают под категорию ньютоновских жидкостей.

Растворы с такими характеристиками потока, при которых напряжение сдвига не возрастает прямо пропорционально скорости сдвига, называются неньютоновскими жидкостями. Большинство буровых растворов относятся к этому типу.

Вязкость

Для ньютоновской жидкости соотношение между напряжением сдвига и скоростью сдвига определяется как вязкость μ , где:

$$\mu = \tau / \gamma \quad (3)$$

Как указывалось выше, соотношение между напряжением сдвига и скоростью сдвига прямо пропорционально у ньютоновских жидкостей. Вязкость остается постоянной и является единственным параметром, необходимым для характеристики свойств потока. Обычно применяемой единицей вязкости является пуаз, которая определяется как сила в динах на квадратный сантиметр, необходимая для создания разности скоростей в один сантиметр в секунду между двумя слоями, находящимися на расстоянии одного сантиметра друг от друга. Сантипуаз — это одна сотая пуаза.

У неньютоновских жидкостей соотношение между напряжением сдвига и скоростью сдвига определяется как эффективная вязкость. Однако эффективная вязкость неньютоновских жидкостей не является постоянной величиной. У большинства буровых растворов эффективная вязкость будет относительно высокой при низких скоростях сдвига и относительно низкой — при высоких скоростях сдвига. Другими словами, эффективная вязкость падает при возрастании скорости сдвига. Когда раствор ведет себя таким образом, то это явление называется «сдвиговым разжижением». Сдвиговое разжижение является очень благоприятной характеристикой для буровых растворов. Эффективная вязкость жидкости будет относительно ниже при более высоких скоростях сдвига в таких местах, как буровая труба и насадки долота. Аналогичным образом, эффективная вязкость раствора будет относительно выше при более низких скоростях сдвига в затрубном пространстве, где более высокая эффективная вязкость бурового раствора способствует выносу шлама из скважины.

Режим течения

В 1883 г. Осборн Рейнольдс провел эксперименты с различными жидкостями, протекающими через стеклянные трубки. Рейнольдс вводил краситель в движущийся поток жидкости в различных точках. Он обнаружил, что при относительно низкой скорости

потока вводимый им краситель образовывал равномерную, тонкую прямую струйку, направленную вниз по трубке. Практически отсутствовало смешивание красителя с жидкостью. Такой тип течения, когда все жидкие компоненты потока перемешаются в одном направлении, называется ламинарным потоком.

Рейнольдс также обнаружил, что при относительно высоких скоростях потока в какой бы точке он ни вводил краситель, последний быстро диспергировался в трубке. Быстрое хаотичное перемещение жидкости во всех направлениях приводило к поперечному перемешиванию красителя. Такой тип потока называется турбулентным.

Далее Рейнольдс показал, что при некоторых условиях течение может меняться и попеременно переходить из ламинарного в турбулентное и обратно; такое течение называется переходным.

Кроме того, был введен еще один термин для описания течения жидкости при сверхнизких скоростях потока — пробковый (поршневой) режим потока.

Пробковый режим течения

При пробковом потоке жидкость течет в основном как единое, не изменяющееся твердое тело. Движение жидкости происходит ввиду скольжения очень тонкого слоя жидкости вдоль стенки трубы или поверхности направляющей колонны. Пробковый поток обычно имеет место при экстремально низких скоростях потока.

Ламинарный режим течения

Ламинарный поток ньютоновской жидкости в кольцевой трубке показан на рисунке 2. На рисунке видно, что ламинарный поток ньютоновской жидкости можно представить в виде соосных цилиндрических слоев, перемещающихся относительно друг друга, как в подзорной трубе. Скорость слоя у стенки трубы — нулевая, а скорость слоя в центре трубы — максимальная.

Двухмерный профиль скоростей показан на рисунке 3. Степень сдвига, определенная выше как разница скоростей двух слоев жидкости, деленная на разницу двух слоев, представляет собой просто наклон линии в любой точке вдоль профиля скоростей.

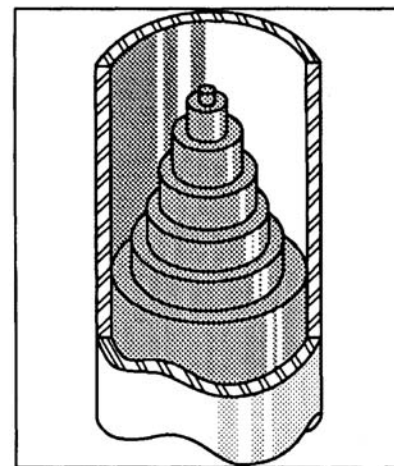


Рис. 2. Трехмерное изображение ламинарного потока в трубке с ньютоновской жидкостью

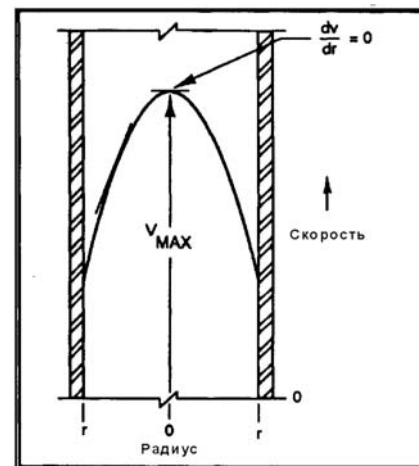


Рис. 3. Двухмерный профиль скоростей ламинарного потока в трубке с ньютоновской жидкостью

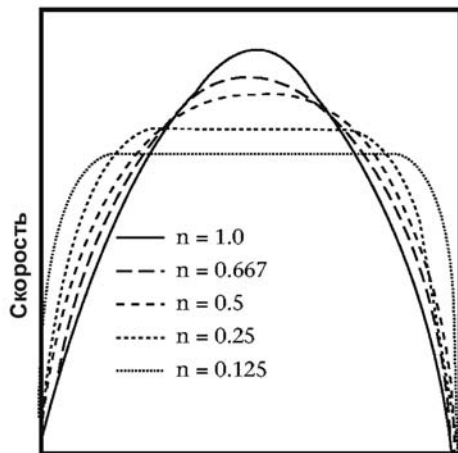


Рис. 4. Двухмерный профиль скоростей неньютоновской жидкости при ламинарном течении

Скорость сдвига максимальная у стенки и нулевая в центре трубы. Поскольку у ньютоновских жидкостей напряжение сдвига и скорость сдвига прямо пропорциональны, то напряжение сдвига также максимально у стенки и нулевое в центре трубы.

Ламинарный поток неньютоновской жидкости очень похож на ламинарный поток ньютоновской жидкости с тем исключением, что какая-то часть цилиндрических тел оси в центре трубы может не скользить относительно друг друга. Двухкоординатная эпюра скоростей неньютоновской жидкости при ламинарном течении зависит от соотношения напряжения сдвига и степени сдвига. Несколько примеров эпюр скоростей приведены на рисунке 4.

Турбулентный режим течения

Турбулентный поток возникает тогда, когда жидкость подвергается беспорядочному, хаотическому сдвиговому воздействию, возникающему в результате локальных отклонений скорости и направления потока, при этом сохраняется средняя скорость в направлении потока. Лишь у самой стенки сущест-

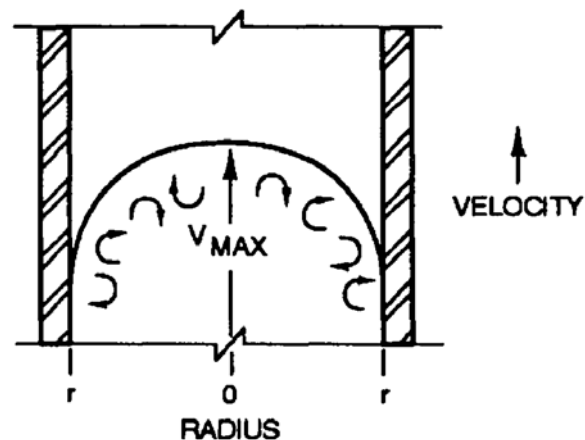


Рис. 5. Двухмерный профиль скорости турбулентного потока в трубе с ньютоновской жидкостью

вует тонкий слой с регулярным сдвигом. Таким образом, профиль скорости очень крутой у стенок, но практически плоский в любых других местах, что видно на рисунке 5.

Переходный поток

Переходным считается поток, когда течение жидкости не является ни ламинарным, ни турбулентным. Другими словами, отсутствует резкий переход от одного режима течения к другому.

Определение режима течения

Кроме того, что эксперименты Рейнольдса дали определенное поведению потоков жидкости, они сделали возможным самое широкое применение размерного анализа благодаря введению числа Рейнольдса — Re .

Число Рейнольдса учитывает главные показатели потока в трубе: диаметр трубы, среднюю скорость жидкости, плотность жидкости и ее вязкость. Число Рейнольдса представляется уравнением:

$$Re = (VD\rho)/\mu \quad (4)$$

Рейнольдс показал, что в гладких кольцевых трубах для всех ньютоновских жидкостей и при всех диаметрах труб переход из ламинарного течения в турбулентное происходит, когда число Рейнольдса имеет значение порядка 2000. Однако турбулентное течение возникает во всей жидкости, когда число Рейнольдса превышает 4000.

Поэтому у ньютоновских жидкостей ламинарное течение определяется числом Рейнольдса равным 2000 и ниже. Турбулентное течение определяется числом Рейнольдса, равным 4000 или более. Переходный поток определяется числом Рейнольдса от 2000 до 4000.

Как указывалось выше, вязкость неньютоновских жидкостей зависит от соотношения напряжения сдвига и скорости сдвига. Аналогично значение числа Рейнольдса, при котором происходит переход от ламинарного течения к турбулентному, зависит от соотношения напряжения сдвига и скорости сдвига.

Непрерывность потока

Многие гидравлические расчеты требуют использования скорости жидкости. Важно представлять различие между расходом (объемной скоростью) и скоростью жидкости. Рассмотрим поток жидкости в трубе при постоянном расходе Q , как это показано на рисунке 6.

Поскольку буровые растворы почти несжимаемы, объемная скорость потока жидкости, поступающей в трубу, должна быть равна ее объемной скорости на выходе из трубы. Это основной принцип непрерывности потока. Важным результатом этого

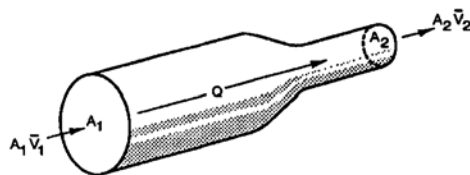


Рис. 6. Непрерывность потока: скорость жидкости обратно пропорциональна площади поперечного сечения в направлении потока

принципа является то, что при постоянном расходе скорость жидкости обратно пропорциональна площади, через которую она проходит. Другими словами, если площадь уменьшается, то скорость жидкости должна расти при постоянном расходе.

Математические модели течения жидкости

Математическая модель жидкости описывает поведение потока путем математических соотношений скорости сдвига и напряжения сдвига. Для неньютоновских жидкостей соотношение напряжения сдвига и скорости сдвига представляется наиболее сложным. Обобщенное соотношение для всех неньютоновских жидкостей еще не установлено. Вместо этого предложено несколько математических моделей. Эти математические модели не дают точного описания поведения неньютоновских жидкостей, а описывают их в близком приближении.

Модель поведения ньютоновской жидкости

Модель ньютоновской жидкости является базисной, на основе которой разработаны остальные модели. Поведение потока ньютоновской жидкости уже описано, и оно представлено уравнением 3, где соотношение напряжения сдвига и скорости сдвига дано как:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (5)$$

При постоянной температуре напряжение сдвига и скорость сдвига прямо пропорциональны; константа пропорциональности — это вязкость μ . На рисунке 7 дана кривая течения ньютоновской жидкости.

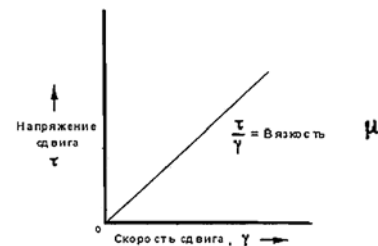


Рис. 7. Кривая течения ньютоновской жидкости

Заметьте, что кривая течения представляет собой прямую линию, которая проходит через точку начала координат (0,0), а наклон линии показывает вязкость μ .

Вязкопластичная модель Бингама

В начале 19-го столетия У.С. Бингам впервые показал, что некоторые жидкости обладают пластичным поведением, отличным от поведения ньютоновских жидкостей тем, что для них требуется создать некоторое конечное напряжение для начала пластического движения. Напряжение пластического течения обычно называют «пределом текучести — Y_P ». Соотношение напряжения сдвига и скорость сдвига в вязкопластичной модели Бингама представлено уравнением:

$$\tau = \tau_0 + \mu\dot{\gamma} \quad (6)$$

В вязкопластичной модели Бингама эффективная вязкость, определяемая как напряжение сдвига, деленная на скорость сдвига, изменяется в зависимости от изменения скорости сдвига. Эффективная вязкость визуалью представлена на рисунке 8 наклоном линии от точки пересечения координат в направлении напряжений сдвига при каком-то определенном значении скорости сдвига. Наклоны пунктирных линий на рисунках 3–8 представляют собой эффективную вязкость при различных значениях скорости сдвига. Видно, что эффективная вязкость снижается при повышении скорости сдвига. По мере того как скорость сдвига приближается к бесконечности,



Рис. 8. Кривая течения пластичной жидкости по Бингаму

эффективная вязкость достигает предела, называемого «пластической вязкостью — PV ». Пластическая вязкость жидкости по Бингаму представляет собой наименьшее значение, которое может иметь эффективная вязкость при бесконечно высокой скорости сдвига или, проще говоря, при наклоне прямой пластичности по Бингаму.

Вязкопластичная модель Бингама и термины пластическая вязкость (PV) и предел текучести (Y_P) широко применяются в индустрии буровых растворов. Пластическая вязкость используется как показатель размера, формы, распределения и количества твердой фазы и вязкости жидкой фазы. Предел текучести является мерой электрических сил притяжения в буровых растворах в условиях текучести.

Эффективная вязкость при скорости сдвига 600 об/мин на вискозиметре отличается от эффективной вязкости при других значениях напряжения сдвига и скорости сдвига на величину, называемую «кажущаяся вязкость». Отсюда кажущуюся вязкость определяют при скорости сдвига 600 об/мин по уравнению:

$$\mu_{эф} = \theta_{600}/2 \quad (7)$$

Хотя пластическая вязкость (PV) и предел текучести (Y_P) являются двумя наиболее признанными свойствами буровых растворов, эти показатели являются просто константами в математической модели Бингама. Очень немногие буровые растворы вписываются в эту модель, но эмпирическая значимость PV и Y_P твердо укоренилась в технологии бурения. В действительности полимерные системы буровых растворов значительно отступают от модели Бингама, и показатели PV и Y_P следует интерпретировать с осторожностью.

Степенная модель

Поведение многих буровых растворов лежит где-то в промежутке между поведением, описанными Ньютоновской моделью и моделью Бингама. Такое поведение классифицируется как псевдопластичное. Соотношение между напряжением сдвига и скоростью сдвига у псевдопластичных жидкостей определяется Степенной математической моделью:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n, \quad (8)$$

где K = коэффициент консистентности;

$\dot{\gamma}$ = скорость сдвига;

n = показатель нелинейности поведения потока.

На рисунке 9 показана кривая псевдопластичной жидкости.

Как и модель Бингама, Степенная модель не дает абсолютно точной характеристики бурового раствора. Однако константы n и K для движения раствора в трубах и кольцевом пространстве используются в гидравлических расчетах, что обеспечивает приемлемую степень точности.

На рисунке 11 дается сравнение кривой течения типичного бурового раствора с кривыми течения по Ньютоновской модели, модели Бингама и Степенной модели. Буровой раствор характеризуется напряжением пластического течения, пределом текучести и сдвиговым разжижением. При высоких скоростях сдвига все модели типовых буровых растворов оказываются приемлемыми в разумных пределах. Различия между моделями в большей степени проявляются при низких скоростях сдвига — обычно предел скорости сдвига является наиболее критическим показателем для очистки скважины и удерживания утяжеляющего материала.

Два показателя K и n являются константами в Степенной модели. Обычно K называют коэффициентом консистентности, и он характеризует консистентность и в какой-то степени аналогичен эффективной вязкости. Если буровой раствор становится более вязким, то константа K должна увеличиваться, чтобы

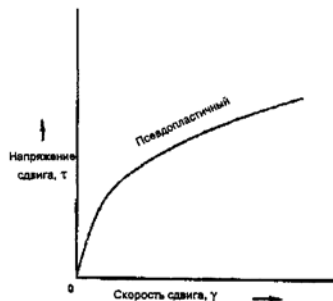


Рис. 9. Кривая потока жидкости по энергетической модели

в соответствии с этим охарактеризовать соотношение напряжения сдвига и скорости сдвига.

n называется показателем нелинейности поведения потока, и он характеризует степень неньютоновского поведения. Жидкости, у которых $n=1$, являются ньютоновскими. Если n больше 1, то тогда это уже другой тип жидкости, классифицируемый как «дилатантный», эффективная вязкость повышается по мере увеличения скорости сдвига. Для буровых растворов характерно псевдопластичное поведение, оно возникает, когда значение n лежит в интервале от нуля до 1. Легко понять, что псевдопластичные растворы проявляют сдвиговое разжижение; эффективная вязкость уменьшается по мере повышения скорости сдвига так же, как и в модели Бингама. На рисунке 10 представлены кривые течения по этим значениям n .

Модель Бингама включает показатель напряжения пластического течения, но не дает точного описания поведения раствора при низких скоростях сдвига. Степенная модель более точно описывает поведение при низкой скорости сдвига, но не включает показатель напряжения пластического течения и поэтому дает плохие результаты при экстремально низких скоростях сдвига. Фактически, типовые буровые растворы по своему поведению относятся к интервалу между пластической моделью Бингама и Степенной моделью.

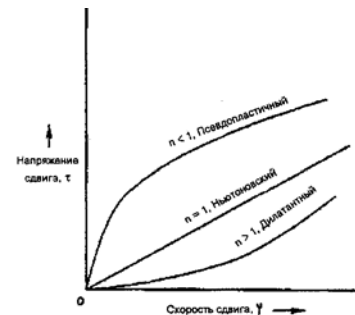


Рис. 10. Кривые течения жидкости по энергетической модели

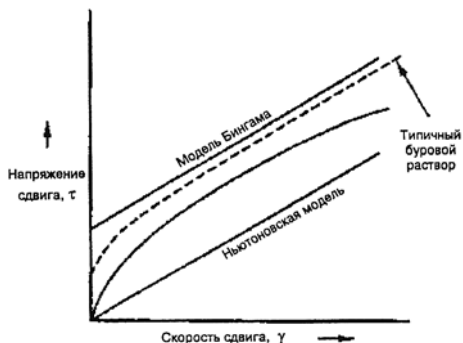


Рис. 11. Поведение типичного бурового раствора в сравнении с растворами Ньютоновской модели, модели Бингама и Степенной модели

Определение n и K

Константы энергетической модели n и K можно определить по любым двум наборам данных по напряжению сдвига и скорости сдвига. Диапазон низких скоростей сдвига, грубо говоря, соответствует скорости сдвига в затрубном пространстве, а диапазон высоких скоростей сдвига соответствует степени сдвига в бурильной трубе.

Уравнение 8 можно представить в логарифмической форме следующим образом:

$$\log \tau = \log K + n \log \gamma \quad (9)$$

Соотношение напряжения сдвига и скорости сдвига, представленное по логарифмической шкале, имеет линейную характеристику для псевдопластичных жидкостей. Как показано на рисунке 12, наклон кривой равен n, а отрезок, отсекаемый на оси напряжения сдвига, при γ = 1 равен K (поскольку логарифм 1 равен 0).

В таблице 1 показано соответствие скорости сдвига (в обратных секундах) к скорости (в об/мин) по вискозиметру при стандартной комбинации ротора и пружины (R1–B1).

Мы определяем n_a и K_a, как константы Степенной модели для диапазона низких скоростей сдвига и n_p и K_p — как константы для диапазона высоких скоростей сдвига.

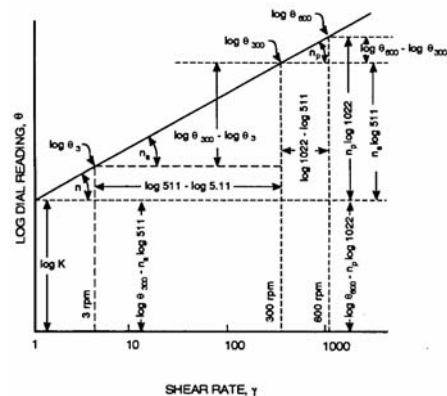


Рис. 12. Определение n и K

Таблица 1

Скорость по вискозиметру и соответствующая скорость сдвига

Скорость по вискозиметру (об/мин)	Скорость сдвига γ (сек ⁻¹)
3	5,11
6	10,2
100	170
200	341
300	511
600	1022

Из рисунка 12 мы определяем наклон на кривой между показаниями по шкале индикатора от 300 об/мин до 3 об/мин. Поскольку наклон кривой равен «подъему над исходной точкой отсчета»:

$$n_a = \frac{\log \theta_{300} - \log \theta_3}{\log 511 - \log 5,11} = 0,5 \frac{\log \theta_{300}}{\log \theta_3} \quad (10)$$

K_a можно получить из графика рисунка 12:
 $\log K_a = \log \theta_{300} - n_a \log 511 \quad (11)$

$$K_a = \frac{\theta_{300}}{511^{n_a}} \quad (12)$$

Аналогичным образом можно получить n_p и K_p :

$$n_p = \frac{\log \theta_{600} - \log \theta_{300}}{\log 1022 - \log 511} = 3,22 \frac{\log \theta_{600}}{\log \theta_{300}} \quad (13)$$

$$\log K_p = \log \theta_{600} - n_p \log 1022 \quad (14)$$

$$K_p = \frac{\log \theta_{600}}{1022^{n_p}} \quad (15)$$

Статическое напряжение сдвига

Замер статического напряжения сдвига проводят с помощью вискозиметра, и оно характеризует тиксотропные свойства бурового раствора в зависимости от времени. Значения статического напряжения сдвига должны регистрироваться с интервалом в 10 с (предельное напряжение) и 10 минут, дополнительное значение предельного статического напряжения сдвига возможно регистрировать через 30 минут.

Статическое напряжение сдвига возникает в буровых растворах ввиду наличия электрически заряженных молекул и частичек глины, которые агрегируются в прочные матричные структуры при прекращении циркуляции. В буровых растворах возникает два типа статического напряжения сдвига — «прогрес-

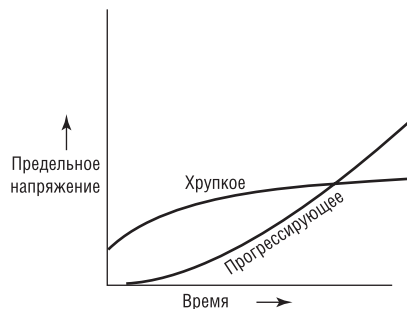


Рис. 13. Статическое напряжение сдвига

сирующее» и «хрупкое». Прогрессирующее напряжение со временем значительно возрастает. Такой тип статического напряжения сдвига требует высокого давления для возобновления циркуляции после временной остановки. Хрупкое статическое напряжение сдвига со временем возрастает лишь незначительно, но первоначально может быть выше прогрессирующего предельного напряжения сдвига.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Скорость течения раствора

Скорость течения бурового раствора через буровой шланг, ведущую трубу, бурильную колонну и затрубное пространство может рассматриваться как поток через последовательность круглых труб. Если объемный расход газа через циркуляционную систему остается постоянным, то быстрота перемещения или скорость бурового раствора изменяется в зависимости от площади поперечного сечения для этой локальной части системы. Наиболее высокая скорость там, где диаметр имеет наименьшее значение. Вычисление скорости раствора представляет собой первый шаг в проведении расчетов по гидравлике бурения.

Для скорости раствора в бурильной колонне справедливо уравнение:

$$V_p = \frac{4Q}{\pi D_p^2} \quad (16)$$

Для скорости раствора в межтрубном пространстве справедливо уравнение:

$$V_a = \frac{Q \times 4}{\pi (D_2^2 - D_1^2)} \quad (17)$$

Эффективная вязкость

Поскольку все буровые растворы представляют собой среды, разжижающиеся до некоторой степени при воздействии сдвигового напряжения, то вязкость раствора изменяется при изменении напряжения сдвига. Для того чтобы рассчитать другие гидравлические параметры, необходимо знать величину

эффективной вязкости при заданной скорости сдвига. Уравнение для эффективной вязкости в трубах имеет вид:

$$\mu(\text{эф})_p = 100K_p \left[\frac{8V_p}{D_p} \right]^{n_p-1} \quad (18)$$

где $\mu(\text{эф})_p$ = эффективная вязкость внутри трубы, сП.

Уравнение для эффективной вязкости в затрубном пространстве:

$$\mu(\text{эф})_a = 100K_a \left[\frac{12V_a}{D_2 - D_1} \right]^{n_a-1} \quad (19)$$

Число Рейнольдса

После вычисления эффективной вязкости как функции скорости раствора и констант степенной функции рассчитывают число Рейнольдса для того, чтобы определить режим потока раствора (т.е. является ли поток ламинарным, переходным или турбулентным).

Уравнение для вычисления числа Рейнольдса внутри трубы следующее:

$$Re_p = \frac{1000V_p \times D_p \times \rho}{\mu(\text{эф})_p \left(\frac{3n_p+1}{4n_p} \right)^{n_p}} \quad (20)$$

Уравнение для числа Рейнольдса в межтрубном пространстве:

$$Re_a = \frac{1000V_a \times (D_2 - D_1) \times \rho}{\mu(\text{эф})_a \left(\frac{2n_a+1}{3n_a} \right)^{n_a}} \quad (21)$$

Режим потока и критическое число Рейнольдса

Поток раствора может быть ламинарным, переходным или турбулентным. В экспериментах, проведенных Осборном Рейнольдсом (Osborne Reynolds) в 1883 г., при наблюдениях за потоком воды в цилиндрических трубах было обнаружено, что переход к турбулентному режиму потока начинается при числе Рейнольдса равном 2000, а полная турбулизация потока наступает при числе Рейнольдса равном 4000. Рейнольдс определил режим потока между числами 2000 и 4000 как переходный режим — уже не полностью ламинарный и еще не полностью турбулентный.

Поскольку буровые растворы не являются ньютоновскими жидкостями, подобно воде, для них числа Рейнольдса для перехода от ламинарного режима к турбулентному не будут теми же, что для воды. Поэтому были разработаны уравнения, приведенные ниже, для определения чисел Рейнольдса, при которых происходит изменение режима потока таких растворов.

Ламинарный поток:

$$Re_{кр} < 3470 - 1370n \quad (22)$$

Переходный поток:

$$3470 - 1370n < Re_{кр} < 4270 - 1370n \quad (23)$$

Турбулентный поток:

$$Re_{кр} > 4270 - 1370n \quad (24)$$

Критическая величина расхода

При бурении обычно желательно иметь в затрубном пространстве ламинарный режим потока. Для того чтобы обеспечить такой режим, для раствора в межтрубном пространстве не должно быть превышено критическое число Рейнольдса для ламинарного режима потока ($3470 - 1370n_a$). Для этого критического числа Рейнольдса легко рассчитать соответствующую критическую величину расхода, проведя вычисления в два этапа.

$$V_{кр} = 0,305 \left[\frac{(3470 - 1370n_a) K_a \left[\frac{2n_a+1}{3n_a} \right]^{n_a}}{3,05 \times \rho (D_2 - D_1) \times \left[\frac{3,65}{(D_2 - D_1)} \right]^{1-n_a}} \right]^{\frac{1}{2-n_a}} \quad (25 а)$$

$$Q_{кр} = \frac{\pi}{4} V_{кр} (D_2^2 - D_1^2) \quad (25 б)$$

Коэффициент трения

Коэффициент трения характеризует сопротивление потоку у стенки скважины и является функцией числа Рейнольдса и поверхности стенок.

Для ламинарного потока в трубах:

$$f_p = \frac{16}{Re_p} \quad (26)$$

Для ламинарного потока в затрубье:

$$f_a = \frac{24}{Re_p} \quad (27)$$

Для переходного режима в трубах:

$$f_p = \left[\frac{Re_p - (3470 - 1370n_p)}{800} \right] \times \left[\frac{a}{(4270 - 1370n_p)^b} - \frac{16}{3470 - 1370n_p} \right] + \frac{16}{3470 - 1370n_p}, \quad (28)$$

где

$$a = \frac{\log n_p + 3,93}{50} \quad (28 \text{ а})$$

$$b = \frac{1,75 - \log n_p}{7} \quad (28 \text{ б})$$

Для переходного режима в кольцевом пространстве:

$$f_a = \left[\frac{Re_a - (3470 - 1370n_a)}{800} \right] \times \left[\frac{a}{(4270 - 1370n_a)^b} - \frac{16}{3470 - 1370n_a} \right] + \frac{16}{3470 - 1370n_a}, \quad (29)$$

где

$$a = \frac{\log n_a + 3,93}{50} \quad (29 \text{ а})$$

$$b = \frac{1,75 - \log n_a}{7} \quad (29 \text{ б})$$

Для турбулентного режима в трубах:

$$f_p = \frac{a}{Re_p^b}, \quad (30)$$

где a и b — уравнения 28 а и 28 б.

Для турбулентного режима в кольцевом пространстве:

$$f_a = \frac{a}{Re_a^b}, \quad (31)$$

где a и b — уравнения 29 а и 29 б.

Потери давления на трение

Общее давление, необходимое для циркулирования бурового раствора, включает в себя потери на трение при протекании через наземную систему, колонну бурильных труб, забойный двигатель, насадки долота и затрубное пространство. Для определения потерь давления на трение в уравнение 32 подставляются соответствующий коэффициент трения. Для каждой секции труб или участка в кольцевом пространстве разного диаметра должны быть использованы соответствующие величины.

Потери на трение в трубе:

$$P_p = \frac{0,42 f_p \times V_p^2 \times \rho}{D_p} L \quad (32)$$

Потери на трение в кольцевом пространстве:

$$P_a = \frac{0,42 f_a \times V_a^2 \times \rho}{(D_2 - D_1)} L \quad (33)$$

Эквивалентная плотность циркуляции

При циркуляции бурового раствора через кольцевое пространство возникают потери давления на трение, в результате чего давление столба раствора на забой возрастает. Эквивалентная плотность циркуляции характеризует плотность, необходимую для создания того же гидростатического давления на пласт, что и раствор с реальной плотностью при циркуляции.

$$ECD = \frac{101971 \sum P_a}{TVD} + \rho \quad (34)$$

ГИДРАВЛИКА ДОЛОТА

Обычные долота имеют несколько насадок, через которые буровой раствор инжектируется с высокой скоростью. Высокая скорость раствора обуславливает возникновение гидравлических усилий, которые влияют на скорость проходки, очистку забоя и другие параметры. Хотя и желательно иметь оптимальные значения для большинства, если не для всех,

параметров, такая оптимизация не должна быть сделана за счет появления каких-либо вредных побочных эффектов. Например, увеличение скорости проходки до предельно возможной величины не обязательно приводит к минимизации стоимости пробуренной скважины в расчете на метр; другие факторы, такие как уменьшение срока службы долота или закупорка шлангом кольцевого пространства, могут увеличить затраты на бурение.

Скорость потока в насадках

Скорость потока бурового раствора определяется расходом циркулирующего раствора и общей площадью насадок в долоте. Даже если насадки имеют разный размер, скорость потока одинакова для каждого из них. Другими словами, скорость потока не зависит от индивидуальных диаметров сопел в соответствии с механикой протекания жидкости через диафрагму.

Сначала рассчитываем общую площадь сопел по следующему уравнению:

$$A_1 = \frac{\pi}{4} (J_1^2 + J_2^2 + J_3^2 + \dots + J_n^2), \quad (35)$$

где A_1 = общая площадь насадок, м²;

J = диаметр насадок, мм.

Затем рассчитываем скорость потока через сопла по уравнению:

$$V_n = \frac{Q}{A_1}, \quad (36)$$

где V_n = скорость потока через насадки, м/сек;

Q = расход, м³/сек.

Перепад давления на долоте

Анализ перепада давления на диафрагмах, которыми в сущности являются насадки долота, может представлять собой довольно сложную задачу, однако эмпирическим путем получены коэффициенты насадок, которые связаны с турбулентностью и скоростью потока через диафрагму. Общий перепад давления на долоте получен из уравнения баланса энергии, называемого уравнением Бернулли и включает коэффициент

насадок равный 0,95. Перепад давления рассчитывается по следующему уравнению:

$$P_n = \frac{1,42Q^2\rho}{(J_1^2 + J_n^2)} \quad (37)$$

Гидравлическая мощность и ударное усилие

Гидравлическая мощность представляет собой произведение давления и расхода потока, в то время как ударное усилие представляет собой произведение плотности раствора, расхода и скорости. Как гидравлическая мощность, так и ударное усилие определяют величину работы, которая может быть выполнена буровым раствором на долоте, хотя оба эти параметра вычисляются различным образом. Гидравлическая мощность на долоте выражается следующим образом:

$$HNP = 1340 \times Q \times P_n, \quad (38)$$

где HNP = гидравлическая мощность, л.с.

Некоторые операторы предпочитают анализировать соотношение гидравлической мощности и площади скважины. Такое соотношение вычисляется по следующей формуле:

$$HNP/m^2 = \frac{4HNP}{\pi D_2^2} \quad (39)$$

Ударное усилие вычисляется по формуле:

$$F_1 = \rho \times Q \times V_n, \quad (40)$$

где F_1 = ударное усилие, Н.

СВАБИРОВАНИЕ И ПУЛЬСАЦИИ

Спускоподъемные операции сопряжены с перемещением колонны бурильных труб вместе со столбом нециркулирующего раствора. Большинство случаев выбросов происходит при подъеме инструмента из скважины, а проблемы с поглощением бурового раствора наиболее часто связаны со спуском в скважину. Общим фактором в обоих случаях является перемещение колонны труб и ее влияние на гидростатическое давление, характерное для башмака обсадной колонны и забоя скважины. Давление свабирования и пульсации может быть

обусловлено совместным влиянием вязкостного сопротивления движению бурового раствора и скоростью, связанной с вытеснением раствора трубами.

Давление свабиrowания и пульсаций может быть вычислено по методу, подобному тому, что был использован для расчета давления круговой циркуляции. Самой трудной проблемой при этом является определение расхода раствора в межтрубном пространстве в случае, когда колонна труб имеет открытый конец и по этой причине распределение потока между внутренним пространством колонны и межтрубным пространством не может быть найдено каким-либо простым методом. Тем не менее, могут быть сделаны предположения, которые упрощают анализ.

Если сделано допущение, что колонна труб закрыта или что весь поток раствора протекает в межтрубном пространстве, то анализ приведет к давлению свабиrowания или пульсаций, равному истинному значению такого давления или превышающему его. Предположение, что колонна труб закрыта, следует использовать при наличии долота с насадками или же в случае обсадной колонны, имеющей перепускной клапан.

Альтернативное предположение, что колонна труб имеет открытый конец, а уровни раствора в колонне труб и межтрубном пространстве находятся на одной высоте, оправдано лишь в редких случаях, и давление свабиrowания и пульсаций, вычисленное при таком предположении, обычно имеет слишком низкое значение.

В конце при расчете давления свабиrowания и пульсаций рассчитанные величины должны быть сопоставлены с величиной давления, необходимого для преодоления предельного статического напряжения сдвига бурового раствора. Если рассчитанное давление свабиrowания или пульсаций меньше суммы значений давления, требуемых для преодоления предельного статического напряжения сдвига, следует использовать величину давления для разрушения геля.

ЭКВИВАЛЕНТНАЯ СКОРОСТЬ РАСТВОРА

При перемещении колонны бурильных труб через стационарный столб раствора может быть вычислена эквивалентная скорость раствора как функция скорости перемещения труб.

Поскольку на давление свабиrowания и пульсаций оказывает влияние комбинация перемещения раствора и вязкостного сопротивления, вводится константа Буркхардта для учета эффекта вязкостного сопротивления. Обычно принимают, что величина константы Буркхардта равна 0,45, при этом ошибка, получаемая при таком предположении, не выходит за пределы доверительного интервала.

Для вычисления эквивалентной скорости раствора в межтрубном пространстве справедливо следующее уравнение:

$$V_m = \left(0,45 + \frac{D_1^2}{D_2^2 - D_1^2} \right) \times V_p \quad (41)$$

Максимальная скорость перемещения трубы V_p может быть определена как длина свечи, поделенная на время спуска (подъема) свечи, умноженная на коэффициент 1,5:

$$V_p = \frac{1,5 \times L}{t} \quad (41 \text{ a})$$

Режим потока

При расчетах пульсаций и свабиrowания необходимо привлечь во внимание возможность турбулизации потока в межтрубном пространстве. В случае, если свойства раствора или диаметры труб не изменялись, то эквивалентную скорость раствора можно сравнить с рассчитанным ранее критическим расходом для требуемого участка в межтрубном пространстве. Если были изменения, то следует вычислить новую величину критического расхода.

Давление пульсаций или свабиrowания

Для расчета потерь давления на пульсации и свабиrowание в каждом интервале используются соответствующий коэффициент трения и формула потерь давления.

Эквивалентная плотность раствора

Для полноты анализа давление пульсаций или свабиrowания и результирующий эквивалентный вес раствора необходимо сравнить с градиентом гидроразрыва и поровым давлением. Перепады давления на каждом участке затрубного пространства суммируются подобно процедуре, используемой для

получения эквивалентной плотности циркуляции по уравнению 34. В случае спуска труб в скважину эквивалентный вес раствора как функция давления пульсаций выражается следующим уравнением:

$$EMW = \frac{101971 \sum P_a}{TVD} + \rho \quad (42 \text{ а})$$

В случае извлечения труб из скважины эквивалентный вес раствора как функция давления свабирования выражается уравнением:

$$EMW = \rho - \frac{101971 \sum P_a}{TVD}, \quad (42 \text{ б})$$

где EMW = эквивалентный вес раствора, кг/м³.

Если эквивалентный вес раствора как функция давления пульсаций превосходит градиент гидроразрыва, то может произойти поглощение бурового раствора на некотором необсаженном участке скважины. Аналогичным образом, если эквивалентный вес раствора как функция давления пульсаций меньше порового давления породы на некотором необсаженном участке скважины, то может произойти поступление пластового флюида в скважину.

Давление преодоления предельного напряжения сдвига

Чтобы разрушить структуру раствора после спуска бурового инструмента в скважину, необходимо преодолеть некоторое давление. Давление, требующееся для преодоления напряжения сдвига раствора в скважине, может быть весьма велико, особенно при прогрессирующем статическом напряжении сдвига.

Для того чтобы найти давление преодоления предельного напряжения сдвига, может использоваться уравнение:

$$P_g = \frac{0,04 \times L \times Gell}{(D_2 - D_1)}, \quad (43)$$

где $Gell$ = 10 или 30-минутный СНС (Гель), фунты/100 футов².

Эквивалентный вес раствора находится аналогично по уравнениям 42 а и 42 б.

Раздел 16

Охрана окружающей среды

Деятельность предприятий нефтяной и газовой промышленности неизбежно связана с техногенным воздействием технологических процессов бурения и добычи на природную среду, поэтому вопросы охраны окружающей среды для отрасли имеют важное значение.

Особенность такого воздействия процессов бурения — высокая интенсивность и кратковременность формирования значительных техногенных нагрузок на объекты гидро- и биосферы, которые нередко превышают пороговые нагрузки, вызывая нарушение экологического равновесия в районах бурения, а в ряде случаев и деградацию отдельных компонентов природной среды.

Среди комплекса природоохранных мер важная роль отводится мероприятиям по очистке, обезвреживанию и утилизации производственно-технологических отходов бурения — буровых сточных вод (БСВ), отработанных буровых растворов (ОБР) и выбуренной породы или бурового шлама (БШ), поскольку они содержат в своем составе широкую гамму загрязнений, представленных применяемыми в бурении материалами и химическими реагентами. Мероприятия, направленные на снижение уровня и объемов загрязнения природной среды, составляют основу экологически безопасной малоотходной технологии бурения и заканчивания скважин.

1. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

Одна из сложных проблем — проблема утилизации отработанных буровых растворов и шлама и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. В этой области имеется богатый опыт зарубежных и отечественных организаций. Этот подход оправдан не только с экологической, но и с экономической точки зрения, так как обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов. Так, фирмой «Шелл Канада» было пробурено 209 скважин, в результате чего образовалось свыше 30 тыс. м³ от-

ходов бурения, основной объем которых составлял отработанный буровой раствор. Расчеты показали, что экономически целесообразным оказалось их повторное использование для бурения других скважин по сравнению с работами по обезвреживанию таких отходов или безопасному захоронению. Для этого была разработана специальная система сбора бурового раствора и его кондиционирования. Она предусматривает использование комплекта металлических отстойников и емкостей, а также очистное оборудование (вибросито с крупной и малой сетками, песко- и илоотделитель и центрифуги). Уходящий в отходы буровой шлам складывается в земляных котлованах, сооруженных на территории буровой, а после окончания бурения его смешивают с глиной и захороняют в этом же амбаре. Из ОБР, не поддающихся восстановлению, отделяют водную фазу с помощью центрифуг. Всего таким образом было получено 3500 м³ воды. Эту воду затем использовали для обработки остального объема ОБР с целью придания ему нужных технологических свойств. ОБР перевозили на другие скважины для бурения.

В отечественной практике бурения повторное использование буровых растворов также находит широкое применение, особенно при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью. Однако это важное и экологически целесообразное направление утилизации ОБР не везде осуществимо из-за специфических природно-климатических и ландшафтных условий районов ведения буровых работ и при значительной удаленности буровых друг от друга, что экономически невыгодно. Расчеты показывают, что затраты на транспортировку ОБР на расстояние свыше 250 км начинают превышать стоимость раствора, приготавливаемого на месте.

Предложен метод утилизации ОБР — регенерации активных компонентов буровых растворов путем получения из него глинопорошка. Показана принципиальная возможность получения из отходов бурения глинопорошка удовлетворительного качества. Однако основным недостатком этого метода утилизации — значительный расход углеводородного топлива на производство глинопорошка. Причем утилизации подлежит лишь отработанный неутяжеленный глинистый буровой раствор плотностью до 1,17–1,20 г/см³. Использование для этих целей

распылительных сушилок конструкции НИИСтройкерамики не позволяет ориентировать промышленную технологию получения глинопорошка в промысловых условиях из-за несовершенства конструкции сушилок, значительных габаритных размеров и необходимости создания специальной системы коммуникаций для обслуживания.

В зарубежной практике известен способ регенерации некоторых химических реагентов из отработанных буровых растворов путем обработки последнего специальными микроорганизмами и штаммами. Однако область применения его весьма ограничена из-за селективности действия используемых микроорганизмов и высокой чувствительности их к составу утилизируемого ОБР.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. При этом возможны два варианта. По первому варианту ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин; по второму — в качестве основного тампонажного материала. Так, фирма «Дрессер Мэгкобэр» разработала тампонажный материал, для приготовления которого использован ОБР на водной основе, причем в составе ОБР допускается определенное содержание нефти и нефтепродуктов (дизельного топлива) и утяжелителя. При этом отмечается, что наличие утяжелителя играет положительную роль, так как он способствует увеличению прочности полученного тампонажного камня. К достоинствам такого материала относятся его хорошая совместимость с буровым раствором и отсутствие усадки. Тампонажный камень, твердеющий при температуре 88 °С, имел прочность на сжатие 4,9 и 6,3 МПа через 24 и 48 ч соответственно. Испытания тампонажного материала с добавкой ОБР на нескольких скважинах прошли успешно. Такой опыт имеется в отечественной практике. Другое направление — разработка специальных отверждаемых глинистых растворов (ОГР), выполняющих функции тампонажного камня при креплении скважин. Для этого в качестве отвердителя предлагается использовать алкилрезорцины с формалином. Такой

материал пригоден для крепления скважин в интервале температур 20–50 °С. Однако реализация этого способа сдерживается высокой токсичностью применяемых веществ, трудностью регулирования сроков твердения буровых растворов и сложностью технологии обработки растворов на дневной поверхности.

Заслуживающим внимание способом утилизации ОБР является их использование в качестве основы удобряющих компостов и мелиорантов, предназначенных для внесения в почву при рекультивации шламовых амбаров и территории буровой, а также структурообразователя почвогрунтов. Пригодными для этих целей смогут быть лишь буровые растворы, не содержащие нефти и нефтепродуктов, хроматов и токсичных для почв минеральных солей. Наиболее целесообразно использовать такие компосты и мелиоранты для солонцовых, песчаных и супесчаных почв, т.е. почв, обедненных глинистыми структурообразующими компонентами.

Глинистые ОБР, обрабатываемые в процессе бурения гуматными реагентами, не содержащими нефти и имеющие в своем составе 2% минеральных солей, являются хорошими структурообразующими агентами для указанных выше типов почв. Наиболее ярко мелиорирующий эффект ОБР проявляется при его совместном использовании с фосфогипсом-дигидратом. Эффективность такого мелиоранта обусловлена содержанием в его составе структурообразующего глинистого коллоидного комплекса, рационального количества питательных для почв компонентов (гуматов калия, кальция, разлагающейся органики и др.), носителем которых служит ОБР, а также кальция, фосфора и других микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дигидратом.

Единственное ограничивающее условие применимости этого, безусловно прогрессивного и практически доступного, метода утилизации полужидких отходов бурения — состав ОБР, который не должен содержать вредных и токсичных для почв компонентов.

Наиболее прогрессивное направление утилизации ОБР — их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности при

производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этому служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии, причем глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества (бентонитовый порошок). Кроме того, в составе ОБР содержится значительное количество органических веществ и нефти, наличие которых обеспечивает высокий эффект вспучивания глинистой массы при обжиге.

Исследования подтверждают принципиальную возможность получения из ОБР керамзита и реальность осуществления его производства на действующих заводах без изменения существующей технологии.

В лабораторных и промышленных экспериментах использовали отработанный глинистый буровой раствор, содержащий до 75–80% глины и выбуренной породы и до 6–8% органических веществ в виде химических реагентов и нефти. Кроме того, в его состав входит до 12% минеральных веществ (утраченный барит, карбонаты, силикат, песок и др.). Эксперименты проводили по стандартным методикам, используемым в производстве строительной керамики. Для этого готовили исходную сырьевую смесь и сформированные из нее изделия (откатыши) обжигали при температуре 1100–1200 °С в печах по принятому технологическому регламенту. Сырьевая шихта была представлена как из собственно ОБР, так и из смеси карьерной глины, состав которой соответствует ГОСТ 25254-82, с ОБР, взятых в различных соотношениях.

Результаты исследований, представленные в таблице 1, показывают, что сырьевая смесь на основе ОБР обладает хорошими технологическими свойствами (высокими значениями коэффициента консистенции и числа пластичности), а получаемый из них керамзитовый гравий имеет невысокую насыпную плотность (менее 0,35 г/см³), высокую прочность (1,8–1,9 МПа) и пористость (до 94 %) с преобладанием фракций размером от 5–10 до 10–20 мм. Керамзитовое изделие с указанными характеристиками в соответствии с ГОСТ 9759-83 относится к первой и высшей категориям качества. Качество такого керамзитового

Таблица 1. Характеристика сырьевой смеси и керамзита

Состав сырьевой шихты	Технологические показатели сырьевой смеси		Коэффициент вспучивания (по ГОСТ 19221-73)	Показатели качества керамзитовой фракции размером 10-20 мм		
	Коэффициент консистенции (по ГОСТ 26421-71)	Число пластичности (по ГОСТ 21216:10-75)		Насыпная плотность, кг/м ³ (по ГОСТ 9758-77)	Прочность, МПа (по ГОСТ 9758-77)	Пористость, %
Для лабораторных условий						
ОБР	0,25	30	1,8	280	1,9	94,0
ОБР: карьерная глина = 1:1	0,25	25	1,7	310	1,8	93,0
ОБР: карьерная глина = 2:1	0,25	25	1,7	290	1,8	93,7
ОБР: карьерная глина = 1:2	0,25	15-25	1,7	340	1,8	92,2
Для заводских условий						
ОБР	0,25	30	1,8	300	1,8	91,0
70% карьерной глины + 30% ОБР	0,25	15-25	1,6	360	1,6	88,2
80% карьерной глины + 20% ОБР	0,25	15-25	1,7	350	1,6	89,7
90% карьерной глины + 10% ОБР	0,25	15-25	1,7	340	1,6	90,3

гравия обусловлено в первую очередь хорошим эффектом вспучивания ОБР (коэффициент вспучивания более 1,8). При этом из 1 м^3 ОБР получается $1,4\text{--}1,5 \text{ м}^3$ керамзита.

Аналогичные результаты получены и при использовании ОБР в качестве добавки к традиционно применяемой карьерной глине (см. табл. 1). При этом получаемый керамзит также обладает хорошим качеством и высокими потребительскими свойствами.

Результаты промышленных испытаний свидетельствуют о том, что из ОБР получается керамзит высокого качества (см. табл. 1), а производство такого материала не требует корректировки принятой технологии. При этом наиболее целесообразно ориентировать производство керамзита собственно из ОБР по «мокрому» способу, а при его использовании в качестве добавки к карьерной глине — по «сухому» или «полусухому» способу.

Весьма интересные результаты получены при оценке возможности использования ОБР для производства строительного кирпича.

Для этого в исходную глинистую сырьевую смесь вводили различные количества ОБР и определяли реологические свойства шихты и свойства готового керамического изделия.

Для получения сырьевой смеси использовали суглинок (карьерная глина Краснодарского месторождения Краснодарского края), которая отвечает требованиям ГОСТ 9169-75. Химический состав суглинка следующий, %: SiO_2 — 62,76–68,6; Al_2O_3 — 11,31–14,25; Fe_2O_3 — 4,99–7,43; CaO — 1,81–4,91; MgO — 1,17–2,35; SO_2 — следы; P_2O_5 — 1,3–2,15; H_2O — 1,8–2,65; п.п. — 4,61–7,72. Указанные суглинки относятся к низкодисперсному сырью, гранулометрический состав которого характеризуется (для тонкодисперсных фракций) следующими значениями размера фракций: $r < 0,001\text{--}25,08\%$; $r < 0,01\text{--}43,73\%$. Такие суглинки относятся к умеренно пластичному сырью (пластичность — 11,76%).

В качестве отработанного глинистого бурового раствора использовали водоглинистую суспензию, твердая фаза которой содержала (массовая доля, %) в своем составе высококоллоидальную глинистую фракцию (10–50). Кроме того, в

ОБР содержались (массовая доля, %) нефть и нефтепродукты (0,5–15) и органический углерод (1,5–5,0), а также вода (48,0–70,0).

Качество сырьевой шихты оценивали по показателям реологических свойств — формовочной влажности, пластической вязкости и предельному напряжению сдвига, а готового керамического изделия — по водопоглощению, усадке и прочности. Испытания проводили в лабораторных и промышленных условиях.

Для этого к исходной глиномассе, представленной суглинком, добавляли расчетное количество отработанного глинистого бурового раствора, и смесь тщательно перемешивали на двухвальцовом смесителе, после чего из полученной массы формировали образцы стандартного размера ($250 \times 120 \times 65$ мм). После двухсуточного подсушивания при температуре $46\text{--}50$ °С образцы обжигали при температуре $960\text{--}980$ °С в течение 54 ч по стандартному технологическому регламенту: зона подготовки (повышение температуры от 50 до 700 °С) — 20 ч; зона обжига (повышение температуры от 700 до $960\text{--}980$ °С и поддержание ее на стабильном уровне) — 6 ч; зона закала (падение температуры от 700 до $50\text{--}60$ °С) — 16 ч.

Результаты экспериментов приведены в таблицах 2 и 3. Они показывают, что введение в традиционную сырьевую смесь для производства глиняного кирпича до 25 % ОБР не только не ухудшает показатели качества получаемого керамического изделия, но и существенно улучшает реологические свойства исходной шихты. При этом повышается формовочная влажность массы, ее пластическая вязкость, а показатель предельного напряжения сдвига находится в оптимальном диапазоне. Получаемый кирпич обладает высокими потребительскими свойствами — он характеризуется минимальной усадкой, незначительным водопоглощением и высокими прочностными показателями.

Выполненные исследования показали принципиальную возможность, практическую целесообразность и доступность технологии получения из отхода бурения (отработанного глинистого бурового раствора) как керамзита, так и глиняного кирпича с высокими потребительскими свойствами.

Таблица 2
Результаты изучения влияния содержания состава отработанного бурового раствора на свойства сырьевой смеси и получаемого кирпича

Состав ОБР, %	Реологические свойства сырьевой смеси		Показатели качества строительного кирпича						
	Формовочная влажность, %	Пределъное напряжение сдвига, МПа /10 ³ , Па·с	Пластическая вязкость	Усадка, %		Водопоглощение, %	Прочность, МПа		
				воздушная	огневая		общая	на сжатие	на изгиб
Твердая фаза — 10 Нефть и нефтепродукты — 15 Органический углеводород — 5 Вода — 70	13,6	6,24	5,22	2,1	0,1	2,2	2,1	12,2	2,3
Твердая фаза — 50 Нефть и нефтепродукты — 0,5 Органический углеводород — 1,5 Вода — 48	13,1	6,09	5,33	2,4	0,2	2,5	2,6	12,8	2,6
Твердая фаза — 10 Нефть и нефтепродукты — 13 Органический углеводород — 5 Вода — 72	18,6	7,61	63,8	4,1	0,3	3,0	5,8	8,1	1,8
Твердая фаза — 50 Нефть и нефтепродукты — 0,5 Органический углеводород — 3,5 Вода — 46	17,7	7,48	62,7	4,0	0,4	3,1	5,4	7,9	1,7

Таблица 3
Результаты оценки эффективности сырьевой смеси для получения строительного кирпича

Состав сырьевой смеси, %	Реологические свойства сырьевой смеси		Показатели качества строительного кирпича						
	Формовочная влажность, %	Пределъное напряжение сдвига, МПа /10 ³ , Па·с	Пластическая вязкость	Усадка, %		Водопоглощение, %	Прочность, МПа		
				воздушная	огневая		общая	на сжатие	на изгиб
Суллинок — 75 ОБР — 25	13,6	6,24	5,22	2,1	0,1	2,2	2,1	12,2	2,3
Суллинок — 96 ОБР — 4	12,9	6,00	54,1	2,4	0,3	2,7	2,0	12,7	2,6
Суллинок — 86 ОБР — 14	13,2	6,17	51,6	1,9	0,1	2,0	2,1	12,8	2,4

Таблица 4

Сравнительная оценка эффективности отверждающих составов

Отверждающий состав	Расход состава и его компонентов, % (к объему ОБР и БШ)	Рекомендуемое время твердения, сут	Показатели свойств отвержденных отходов (через 21 сут выдержки в воде)				Экологическая характеристика
			$\sigma_{сж}$ МПа	рН	СО, мг/л	ХПК, мг/л	
Портландцемент	<60	5–7	1,98	11,5	4202	89	IV класс опасности
Фосфогипсологидрат	20	6–7	1,68	7,25	4663	606	IV класс опасности (ПТП)
Карбамидная смола + двойной суперфосфат	6–12	4–6	0,69	6,68	3237	710	То же
Карбамидная смола + фосфогипсидигидрат	10–12	6–7	0,91	7,0	6071	1030	"
Портландцемент + литин	20–30	7–9	1,04	8,3	4318	987	"
Магнезиальный цемент+бишофит	15–25	6–8	1,22	9,9	6116	284	IV класс опасности (ПТП)
«Роса»	5–7,5	5–6	2,25	9,2	1288	62	То же
«Роса» + жидкое стекло	12–14	2–4	2,43	9,2	1410	44	"
Портландцемент + бентонит	20	9–14	0,77	9,5	4356	360	"
Полиизоцианаты типа «Хайсел» и «Буретан»	10	2–4	0,19	8,8	5274	3881	IV класс опасности

Примечания. 1. Характеристика исходного ОБР: рН = 8,75; ХПК = 27,586 мг/л; СО = 6697 мг/л.
2. ПТП — первично-токсикологический паспорт.

Указанное направление утилизации отходов бурения — наиболее эффективный способ решения не только проблемы охраны окружающей среды, но и проблемы ресурсосбережения.

Одно из интересных направлений утилизации ОБР и шлама — их использование в дорожном строительстве. Однако перспективность этого метода и его экономическая состоятельность еще не доказаны, так как рекомендуется использовать ОБР, содержащий в своем составе, судя по анализу полученных данных, как безвредные, так и токсичные компоненты. Только после проведения всесторонних исследований в этой области может быть сделан окончательный вывод о практической полезности и экологической чистоте этого метода.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, наиболее доступна их ликвидация путем захоронения. При этом практикуется захоронение ОБР и шлама в специально отведенных местах, глубокозалегающих подземных горизонтах, земляных амбарах непосредственно на территории буровой.

Захоронение отходов бурения после заканчивания скважин в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. Вместе с тем, захоронение отходов по этому способу — единственно возможный вариант решения природоохранной проблемы, например, при морском бурении, бурении в курортных и прибрежных водоохраных зонах, а также в экологически уязвимой местности.

Недостаточно распространен и метод захоронения жидких отходов, преимущественно ОБР, в глубокозалегающие подземные горизонты. Он может быть реализован только при наличии в разрезе разбуриваемого месторождения соответствующих геологических условий, обеспечивающих безопасное захоронение таких отходов.

Необходимое и обязательное условие при этом — наличие хорошо экранированных водонепроницаемых пластов с высокими емкостными свойствами, не имеющих гидродинамической связи с другими горизонтами. Кроме того, экономически

целесообразно захоронение лишь в случае больших объемов закачки отходов, например при кустовом бурении. Несмотря на очевидную экологическую состоятельность такого метода ликвидации жидких отходов бурения, его техническая реализация представляет определенную трудность.

В США практикуется закачка ОБР через обсадные трубы или кольцевое пространство в глубокие пласты с соленой водой. Пресноводные и продуктивные пласты изолируются с помощью цемента или труб. Этот метод допустим при очень жестких требованиях к пласту, намеченному для приема отходов, в целях исключения возможности их проникновения в другие объекты. Стоимость такой закачки составляет 22–29 долл/т, и, как считают специалисты, этот метод может стать одним из экономически выгодных методов ликвидации отходов.

В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Представляется неэкономичным и способ захоронения ОБР и БШ в специально отведенных местах. Существенный недостаток указанного метода — значительные транспортные расходы на вывоз ОБР с буровой, так как такие места захоронения, как правило, находятся на большом расстоянии от буровых.

В американской практике бурения известен и практикуется метод захоронения ОБР в земляных амбарах, стенки которых изолируются пленкой из полиэтилена или поливинилхлорида и бентонитом. Однако у нас в стране такой метод не получил должного распространения, хотя и заслуживает внимания.

Нашел частичное применение в зарубежной практике метод разбрызгивания ОБР на пахотные земли после предварительной его нейтрализации. Однако использование указанного метода ограничивается типом и системой обработки бурового раствора.

Анализ состояния вопроса свидетельствует о том, что захоронение отходов бурения не решает полностью задачи защиты окружающей среды от заражения. Этот доступный и практически повсеместно используемый метод локализации отходов бурения экономически оправдан лишь при условии обезвреживания захороняемой массы.

2. МЕТОДЫ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев ОБР и буровой шлам захороняются в земляных амбарах непосредственно на территории буровой после окончания бурения скважины. Это решение не обеспечивает надежной экологической защиты мест захоронения отходов. Положение еще более усугубляется тем, что такой метод требует длительного времени ожидания подсыхания содержимого амбаров перед их засыпкой и последующей рекультивацией, а это невыгодно в плане рационального народно-хозяйственного использования земель. Вместе с тем, этот метод ликвидации отходов бурения наиболее доступен по сравнению с другими, несмотря на безвозвратные потери бурового раствора. Обезвреживание отходов позволяет повысить экологичность таких работ и обеспечить благоприятные условия для своевременной рекультивации отстойников с ОБР и шламом, исключив стадию длительного ожидания затвердевания их содержимого.

Основные направления работ в области обезвреживания отходов бурения концентрируются на физико-химической нейтрализации и отверждении ОБР и БШ. Физико-химическая нейтрализация содержимого шламовых амбаров представляется привлекательным методом предотвращения загрязнения объектов природной среды отходами бурения. В частности, предусматривается разделение ОБР на жидкую и твердые фазы с последующей утилизацией жидкой части и нейтрализацией осадка. С этой целью в США предложен способ разделения фаз ОБР. Для обработки используют флокулирующие добавки. Такие добавки вызывают коагуляцию жидкой части отходов и выпадение твердой фазы в осадок. После удаления из

амбара осветленной воды оставшаяся масса вновь обрабатывается флокулянтами, и так продолжается до тех пор, пока вся основная часть воды не будет удалена из жидких отходов.

Один из методов — это метод разделения фаз ОБР с использованием сульфата алюминия и специальных флокулирующих агентов. Отделившаяся вода направляется для технических нужд бурения или приготовления нового бурового раствора. Вода отделяется с помощью декантирующей центрифуги, а оставшаяся часть ОБР направляется на фильтр-пресс, на котором происходит дальнейшее обезвоживание массы. Полученный шлам содержит до 30% влаги и считается безвредным и затем сбрасывается в шламовый амбар для захоронения.

Наиболее перспективным представляется использование передвижных блочных установок для обработки отходов бурения. Так, фирма «ЭсТиБи Индастриз» разработала установку для непрерывной очистки отработанных буровых растворов — «Тэссфорд». Она состоит из блока двигателя, приемной емкости с мешалкой для хранения бурового раствора, погружного насоса, электроприводного устройства для перекачки дегидратированного бурового раствора и в случае необходимости дополнительного узла для физико-химической обработки воды. Производительность установки составляет до 10 м³/ч. Имеются и другие разработки, обеспечивающие глубокое обезвреживание отходов бурения.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды. Он реализуется следующим образом. В амбар с ОБР вводят коагулянт из расчета 1,5 кг на 1 м³ жидкой фазы. В указанном амбаре содержится примерно 50% жидкой фазы. Коагулянт вводят при активном смешении его с ОБР с помощью цементировочного агрегата в течение 1,5–2,0 ч. Затем ОБР отстаивается в течение 1 сут. После отстоя осветленную воду откачивают на технологические нужды. Подвижную часть загущенного осадка буровым насосом откачивают из амбара и смешивают с вяжущим, например с цементом, из расчета 0,8 т на 1 м³ подвижной части загущенного осадка. Полученную смесь вводят в амбар и равномерно распределяют по

поверхности придонной неподвижной части загущенного осадка. Отверждение поверхностного слоя загущенного осадка заканчивается через 2 сут. На отвержденную поверхность наносится экран из глины толщиной 0,3 м. Затем оставшуюся часть котлована засыпают минеральным грунтом.

Предложенный способ пока не имеет достаточной реализации в промышленных условиях, что не позволяет судить о его рациональности. К тому же значителен расход вяжущего.

Один из эффективных методов обезвреживания бурового шлама — окисление и гидрофобизация поверхности. Метод окисления органических загрязнителей, содержащихся в буровом шламе, обладает значительно меньшей эффективностью по сравнению с гидрофобизацией. Это одна из основных причин, не позволяющая рекомендовать метод окисления в практику обезвреживания буровых шламов.

Более перспективным, по мнению исследователей, является обезвреживание шлама методом гидрофобизации его поверхности с помощью органических или растворимых высокомолекулярных соединений с последующим действием электролитов. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ. Из известных растворов полимеров наибольшей эффективностью обладает сополимер малеинового ангидрида с акриламидом, который позволяет получать высокую степень гидрофобизации поверхности бурового шлама и, как следствие, обеспечивает необходимую глубину обезвреживания. Этот метод рекомендован в основном для обезвреживания шлама при морском бурении, так как эффект гидрофобизации поверхности усиливается при попадании обработанного таким полимером БШ в морскую среду. Однако из-за значительных расходов гидрофобизирующего агента и его дефицитности этот метод широко распространения в практике буровых работ не получил.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органических веществ всех основных классов, присутствующих в буровом шламе. По мнению исследователей, этот метод наиболее доступен и перспективен. Его практическая реализация

осуществляется в печах специальной конструкции, в частности в барабанной электрической печи. Она позволяет реализовать необходимые термические режимы для достижения глубокого обезвреживания шламовых масс с высоким содержанием нефти и нефтепродуктов и других загрязнителей. Основным недостатком этого метода, сдерживающим его широкую практическую реализацию, является значительный расход электроэнергии на проведение обжига шлама.

Эффективным и практически доступным методом частично обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющих органических составляющих (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

При содержании нефти более 5% степень отмывки практически не изменяется и составляет в среднем 70–75%. Загрязненность сточных вод взвешенными веществами возрастает при увеличении содержания нефти до 5%, а затем стабилизируется и остается на одном уровне. Влажность шлама также оказывает влияние на процесс и эффективность отмывки. Так, с ростом влажности отмечается увеличение степени отмывки, которое заметно сказывается на шламовых массах с влажностью до 20% и практически не влияет на сильно увлажненные шламы (> 20%). При этом максимальное значение степени отмывки достигает 70–75% в интервале влажности 15–20%, которое в дальнейшем не изменяется. Аналогичную зависимость имеют кривые загрязненности стоков.

Приоритетным направлением обезвреживания указанных отходов бурения является их отверждение. Обезвреживающий эффект при этом достигается за счет превращения указанных отходов бурения в инертную консолидированную массу и связывания в ее структуре загрязняющих веществ, что практически исключает миграцию их за пределы отвержденного бурового раствора. Такую отвержденную массу можно захоронить в земляных амбарах непосредственно на территории буровой без нанесения ущерба окружающей среде. Ввод в ОБР активирующих добавок позволяет, кроме того, получать отвержденную массу, выдерживающую нагрузку, которую создает транспортная техника. При этом значительно упрощается процесс

захоронения, обегается последующая планировка и рекультивация амбаров, а также существенно сокращаются сроки возврата земель основному землепользователю.

Метод отверждения не только практически доступен, но и экономически выгоден. Об этом свидетельствуют и примерные расчеты сравнительной экономической эффективности использования известных методов обезвреживания и утилизации указанных отходов бурения.

Таким образом, метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой более выгоден по сравнению с другими методами, с экологической и технико-экономической точек зрения.

За рубежом в качестве отверждающих составов предлагаются минеральные вяжущие с активными добавками, такими как оксид алюминия, жидкое стекло, хлорид железа. Эти составы в большинстве случаев многокомпонентны, добавка их в ОБР относительно высока, к тому же практически отсутствуют данные об их промышленной реализации.

Японскими специалистами для отверждения бурового шлама предложен состав, состоящий из портландцемента, безводного гипса и добавок порошкообразного материала некоторых солей. Фирма «Чемфикс Грассфорд Поллюшн Сервисез» (Великобритания) рекомендует обрабатывать буровой шлам некоторыми растворами силикатов в присутствии коагулянтов. Получаемый при этом твердый материал может быть утилизирован, т.е. использован для покрытия автостоянок или сброшен на поверхность почвы без вреда для последней.

Расход вяжущего и сроки твердения ОБР и БШ сокращаются в случае применения в качестве активирующей добавки полимерных материалов. При этом формируется эластичная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и БШ; нефть и нефтепродукты как основные загрязнители природной среды не мигрируют за пределы отвержденной массы. Вместе с тем, водоустойчивость такой полимерглинистой композиции намного ниже, чем на основе только минерального вяжущего.

Ряд исследователей предлагают применять для отверждения указанных отходов бурения фенолформальдегидные смолы.

При этом получены положительные результаты по консолидации, однако необходимого обезвреживающего эффекта не достигается. К тому же одна из составляющих этого материала (фенол) представляет собой крайне токсичное вещество, относящееся ко II группе токсичности. Все это не дает основания рекомендовать такие отверждающие составы для обезвреживания ОБР и БШ.

Все разрабатываемые отверждающие составы имели цель придать отвержденной массе ОБР и БШ прочностные характеристики. Для оценки экологичности все отвержденные массы исследовали на токсичность по методикам Минздрава, по результатам которых были получены соответствующие первично-токсикологические паспорта.

Установлено, что количество вводимого отвердителя оказывает существенное влияние на процесс твердения. При этом дозировка портландцемента, необходимая для получения консолидированной массы с требуемыми для практики свойствами, составляет не менее 40%. При такой дозировке время, необходимое для получения консолидированной массы с приемлемыми прочностными характеристиками, не превышает 7 сут. Отвержденная масса, полученная в таких условиях, достаточно устойчива к агрессивному воздействию водной среды и не теряет своих прочностных свойств при ее выдержке в воде (прочность на сжатие не изменяется). Одновременно с ростом количества вводимого в ОБР отверждающего агента отмечается снижение вымываемости из консолидированной массы загрязнителей органической породы.

При отверждении ОБР нефть и нефтепродукты полностью связываются в структуре консолидированной массы и водой из нее не вымываются даже при длительном хранении образцов в водной среде (56 сут).

Исследования показали, что из минеральных вяжущих высокой обезвреживающий эффект обеспечивает портландцемент, фосфогипсполугидрат, магнезиальный цемент и смесь цемента с доломитовой мукой состава «Роса». Их использование позволяет достаточно эффективно решать вопрос обезвреживания ОБР и шлама в широком спектре загрязненности таких отходов бурения. Результаты оценки эффективности от-

верждающих составов приведены в таблице 4. Одним из достоинств таких отверждающих составов является то, что они превращают отходы бурения в консолидированные массы с высокими прочностными свойствами. Последнее представляется важным фактором при засыпке амбаров с отвержденной массой и последующей рекультивацией, так как при этом создаются условия для безопасного использования для этих целей необходимой транспортной техники.

Расходы вяжущего и сроки твердения ОБР и шлама существенно сокращаются в случае применения в качестве активирующей обезвреживающей добавки высокомолекулярных соединений на основе полиизоцианатов. При этом формируется эластичноподобная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и шлама. Вместе с тем водоустойчивость такой полимерглинистой массы намного меньше, чем на основе минерального вяжущего. Следует отметить также дефицитность полиизоцианатов и их высокую стоимость.

Указанных недостатков лишены быстротвердеющие составы на основе силиката натрия и цемента с добавками различных активных материалов (цеолит, фильтроперлит, доломитовая мука и др.). При обработке ОБР и шлама такими составами процесс твердения протекает в две стадии: на первой стадии происходит резкое загрязнение массы с выраженным процессом отверждения, на второй — подсыхание массы и дальнейший набор прочности. Результаты оценки эффективности быстротвердеющих составов свидетельствуют об их практической ценности и целесообразности широкого внедрения в промышленную практику.

Типы отверждающих составов и показатели технологических свойств отвержденных масс приведены в таблице 5. Результаты экспериментов свидетельствуют о том, что значения указанных показателей находятся в допустимых пределах независимо от типа используемых отверждающих составов. Это дает основание считать, что такие технологические свойства отвержденных отходов бурения позволяют обеспечивать качественную засыпку и успешное проведение рекультивации амбаров с находящимися в них отвержденными отходами с использованием традиционной техники.

Таблица 5
 Результаты оценки технологических свойств отвержденных отходов бурения

Отверждающий состав	Водостой- кость N	Прочность на сжатие $\sigma_{сж}$, МПа	Относитель- ная линей- ная усадка I, %	Пористость K, %	Относитель- ная влаж- ность W, %	Модуль структурной деформации E, МПа/%	Модуль уп- ругости G, МПа
Карбамидная смола + двойной суперфосфат	0,81	1,38	32	7,18	10,16	0,043	214
Магнезиальный цемент+карналлит	0,87	1,0	20	35,48	7,21	0,050	292
Портландцемент + ЛПГНИН	0,90	1,03	22	33,49	8,57	0,046	260
Фосфогипсполугидрат	0,98	1,06	10	27,01	2,53	0,096	280



Книга инженера по растворам ЗАО «ССК»
Под общей редакцией Добросмыслова А.С..
Авторский коллектив: Губанов В.Н., Лопатин Д.В.,
Сычев В.С., Толстоухов А.А.

Для специалистов в области бурения скважин

Издательство «Гарусс»

Издано по заказу
ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»
117042, г. Москва, ул. Скобелевская, д. 1, корп. 6,
бизнес-центр «Калита»
