

Глава 1

а̇çÄöŸçàö Àì êéçõï èêéàõçéóçõï à íÄàèéçÄÛçõï êÄëíçéêéç èêéà Àì êöçàà ëäçÄÛàç

В результате бурения скважины на нефтегазоносных площадях должен быть создан долговечный, прочный изолированный канал, связывающий продуктивный горизонт с дневной поверхностью. Решающее значение при проводке скважины имеют буровые промывочные и тампонажные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Тяжелые осложнения в процессе бурения, а в некоторых случаях и ликвидация скважин, нарушение режима эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, связанные со значительным ущербом народному хозяйству, могут быть обусловлены низким качеством буровых и тампонажных растворов, отсутствием надежных методов и средств управления ими. Все это и обуславливает целесообразность затрат на повышение качества этих систем.

С увеличением глубины скважин повышаются температуры и давления, скважина вскрывает горизонты с различными по химической природе флюидами (газ, нефть, пластовая вода), минералогический состав пород также разнообразен, поэтому бурение все больше становится физико-химическим процессом. Этот процесс протекает в среде бурового и цементного растворов, пакерных, буферных и других специальных жидкостей.

Название *буровой промывочный раствор*, *буровой раствор* или *тампонажный раствор* не отражает физико-химической сущности этих систем, и использование их в дальнейшем связано лишь с традициями в нефтяной промышленности. По составу эти системы должны быть отнесены к сложным полиминеральным дисперсиям, стабилизированным поверхностно-активными веществами (ПАВ).

§ 1. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Разрезы нефтяных и газовых месторождений состоят из осадочных пород, которые представляют собой механические или химические продукты разрушения метаморфических и изверженных пород, содержащих продукты жизнедеятельности организмов. К этим породам относятся мономинеральные (каменная соль, гипс, ангидрит, известняк, доломит и др.) и полиминеральные (конгломераты, глины, песчаники и др.) породы.

Горные породы в основном характеризуются неоднородностью по минералогическому и механическому составу, ориентации зерен в массе, пористости, степени уплотнения и трещиноватости. Осадочные породы разделяются на обломочные, сложенные обломками различной величины — от коллоидных частиц до больших глыб, и кристаллические.

Горные породы обладают комплексом механических свойств: упругостью, пластичностью и т.п. Взаимодействие разбуриваемых горных пород с буровыми и цементными растворами, а также возможность возникновения различных осложнений в значительной степени обуславливаются силами сцепления этих пород. По природе сил сцепления различают три группы горных пород.

1. *Скальные (песчаники, известняки и др.).* Силы сцепления имеют электрическую природу, одинаково проявляются как в микро-, так и в макростроении и не исчезают при насыщении породы водой.

2. *Пластичные (глинистые).* Силы сцепления между обломками пород обусловлены взаимодействием коллоидных частиц, адсорбирующихся на поверхности обломков; они значительно уменьшаются при насыщении породы водой и способны восстанавливаться при высыхании.

3. *Породы, у которых силы сцепления обусловлены наличием влаги в порах (сыпучие пески) или ее отсутствием (пльвуны).* В отличие от первых двух типов в породах этой группы силы трения преобладают над силами сцепления.

Разбуриваемые породы, пластовые воды, высокие температуры и давления отрицательно влияют на свойства буровых и тампонажных растворов. Аналогичное влияние оказывают и гидродинамические эффекты при закачивании и продавливании растворов в скважинах. В зависимости от конкретных условий свойства этих систем направленно изменяют, вводя в них различные наполнители и обрабатывая химическими ре-

агентами для предотвращения осложнений и оптимизации процесса бурения.

Наибольшее влияние на качество бурового и тампонажного растворов, а также технико-экономические показатели бурения оказывают породы, которые активно взаимодействуют с этими системами. Например, пластичные породы под влиянием фильтрата раствора набухают, теряют устойчивость и, переходя в буровой раствор, существенно ухудшают его качество. Смачивание этим раствором рыхлых пород вызывает их оползание или осыпание в ствол скважины.

Свойства буровых и тампонажных растворов в значительной мере зависят от минерального состава разбуриваемых пород. Солевые породы вследствие легкой растворимости вызывают коагуляцию буровых растворов и ухудшают свойства тампонажных растворов. Чаще всего эти системы подвергаются натриевой, кальциевой и магниевой агрессии при разбуривании каменной соли, бишофита, гипса и других пород.

Отрицательное влияние на свойства буровых и тампонажных растворов оказывают минерализованные пластовые воды и рапа. Под их воздействием буровые растворы коагулируют, их структурно-механические и фильтрационные свойства ухудшаются. Также в значительной степени изменяются сроки схватывания, время загустевания и реологическая характеристика тампонажного раствора.

Пластовые воды имеют различный генезис, отличаются солевым составом, содержат растворенный газ и нерастворимые, но гидrolитически разлагаемые водой минералы. По преобладающим анионам выделяют воды гидрокарбонатные, карбонатные, сульфатные и хлоридные. В пределах этих классов выделяют воды по преобладающему катиону кальция, магния или натрия. Наиболее минерализованными являются воды, которые находятся в осадочных породах, содержащих известняки, доломиты, гипсы и каменную соль. Минерализация пластовых вод, как правило, возрастает с увеличением глубины и колеблется в широких пределах, достигая 30 г/л и более (рассолы).

Газ, находящийся как в свободном, так и в растворенном состоянии, существенно влияет на изменение свойств тампонажных и особенно буровых растворов. В пластовых водах в небольших количествах растворены гелий, азот, сероводород, в больших — углекислый газ. В водах нефтяных месторождений содержится метан, иногда бутан и пропан. Свободный кислород в пластовых водах на большой глубине от-

сутствует. Зоны затрудненного обмена характеризуются содержанием в водах углекислого газа и сероводорода.

В условиях минерализации большое значение имеют вопросы коррозионного разрушения тампонажного камня, особенно в случае его предельного деформирования до разрушения. Повышенная концентрация в водах хлоридов щелочных металлов ослабляет сульфатную коррозию, усиливает растворение оксида кальция и понижает рН, что в свою очередь ускоряет растворение содержащейся в цементе извести.

Наиболее интенсивное изменение фильтрационных, реологических и тиксотропных свойств буровых и тампонажных растворов, ускорение сроков схватывания последних и, как правило, ухудшение физико-механических свойств тампонажного камня наблюдаются при повышенных температурах и давлениях.

К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов, особенно для глубоких и сверхглубоких скважин, следует отнести температуру, давление и состав пластовых минерализованных вод.

Увеличение глубин нефтяных и газовых скважин сопровождается постоянным ростом забойных температур. На разбуриваемых площадях забойные температуры изменяются в очень широких пределах.

В районах Краснодарского края в интервалах залегания преимущественно терригенных третичных и отчасти меловых отложений средние геотермические градиенты¹ до глубины примерно 2700 м изменяются в пределах 2,25–2,59 °С/100 м. К 1970 г. достигнуты глубины 4500–6000 м, на которых температура окружающих пород составляет 190–200 °С.

В третичных и меловых отложениях нефтегазовых районов Ставропольского края геотермический градиент до глубины 2100 м изменяется в пределах 3,48–8,61 °С/100 м, в майкопских отложениях он возрастает до 10,7 °С/100 м. На глубинах около 4000 м температуры достигает 140–150 °С. Забойные температуры 175–186 °С зарегистрированы в ряде скважин. На глубине 5500 м температура составляет около 200 °С. Наиболее высокая температура на площадях Краснодарского края отмечена в скв. 1 Медведовская – 216 °С на глубине 6087 м.

В Чечне и Ингушетии геотермическая характеристика раз-

¹Под геотермическим градиентом понимается изменение температуры окружающих пород при углублении на следующих 100 м (размерность °С/100 м).

резов скважин отличается значительным влиянием циркуляции пластовых вод, что обеспечивает возникновение термальных очагов в местах залегания водоносных горизонтов. В связи с этим геотермический градиент изменяется по разрезу в существенных пределах и в отложениях, перекрывающих водоносные горизонты, достигает 12–16 °С/100 м. В Узбекистане при бурении скважин на глубине 5500 м зарегистрирована температура 224 °С. В зарубежной практике бурения отмечена температура 237,7 °С (Юго-Западный Техас, США).

Для выбора рецептуры тампонажного раствора при цементировании скважин не всегда можно по установленному геотермическому градиенту точно вычислить температуру забоя скважины.

Высокие температуры оказывают существенное влияние как на технологию проводки и крепления скважин, так и на выбор применяемых при этом материалов. Увеличение глубин скважин до 10000–15000 м приведет к дальнейшему возрастанию роли температурного фактора в процессах, связанных с бурением. Поэтому оценка забойных температур в сверхглубоких скважинах имеет первостепенное значение.

На поверхности Земли температура колеблется в зависимости от времени суток и года. Амплитуда поверхностных колебаний температуры с глубиной быстро уменьшается. Температурные волны, вызванные суточными колебаниями температуры, проникают на глубину до 1 м. Глубина проникновения годовых волн достигает 30 м и более.

Глубина, ниже которой практически не сказывается влияние поверхностной температуры, называется глубиной "нейтрального слоя". Для различных районов эта глубина колеблется от 10 до 30 м. Ниже нейтрального слоя температура непрерывно возрастает с глубиной.

В земной коре действуют горное давление, характеризующее естественное напряженное состояние пород, и давление флюидов, находящихся в горных породах. Эти давления определяют необходимые параметры буровых растворов и нагрузки, действующие на обсадные колонны, забойное и устьевое оборудование скважины.

Горное давление, как существующее в породах напряжение, вызывается действием сил тяжести вышележащих пород, тектоническими процессами, изменениями температурного поля, физико-химическими процессами образования и превращения горных пород и др.

Различают вертикальную и горизонтальную составляющие

горного давления, которые называют соответственно полным и боковым горными давлениями.

Обычно давление флюидов в залежах воды, нефти и газа приблизительно равно условному гидростатическому давлению, за величину которого принимается давление столба пресной воды, равное по высоте глубине залегания залежи. Однако имеются залежи, где давления флюидов превышают обычные в 1,3–1,6 раза и даже достигают горного давления. Такие давления называют аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД).

Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубинах до 3500–4000 м сравнительно невелико и не превышает 10–15 %. При дальнейшем увеличении глубин объем флюидных скоплений с АВПД возрастает. Абсолютная величина АВПД тем больше, чем глубже оно встречено.

Давление в пласте может быть и ниже гидростатического.

Отношение пластового давления к давлению столба воды на данной глубине называется коэффициентом аномальности:

$$a = p_{пл}/p_{г.}$$

Известны пласты с коэффициентом аномальности, равным 1,5–2,0 и выше (Краснодарский край, Чеченская, Ингушская и Дагестанская республики, Украина, Азербайджан и другие регионы).

При цементировании скважин необходимо знать статическую и динамическую температуры.

Статическая температура — это температура пород нетронутого массива. В скважинах температура забоя принимается близкой к статической, если буровой раствор в ней не циркулирует в течение 2–4 сут.

Под динамической температурой понимается установившаяся температура в скважине на некоторой глубине в процессе циркуляции в ней бурового раствора. Практически считается, что постоянная динамическая температура устанавливается в скважине после одного-двух циклов циркуляции бурового раствора. Динамическая температура на забое всегда ниже статической. Разность температур зависит от ряда геолого-технических и технологических условий и составляет для скважин глубиной до 6000 м десятки градусов. Однако в каждом конкретном случае ее следует проверять.

Для первичного цементирования скважин рецептуру тампонажного раствора подбирают с учетом динамической температуры, для проведения повторных цементирований — исходя из статической температуры.

Таблица 1.1
Химический состав пластовых вод (месторождения Краснодарского края)

Место отбора пробы воды, глубина, м	Стратиграфический комплекс	Содержание ионов, 10 ⁻³ моль					
		Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺
Скв. 1 Медведовская, 4280–4265	Нижний мел	930,0	6,40	1,28	227,0	14,06	696,60
Скв. 6 Южно-Советская, 3008–3003	То же	263,0	18,80	3,77	5,05	1,55	278,90
Скв. 26 Северо-Ахтырская, 1050–1029	Караган	779,7	20,54	0,96	14,65	3,67	782,91
Примечание. Ионы CO ₃ ²⁻ отсутствуют.							

Подбирать рецептуры тампонажных растворов и определять их физико-механические свойства необходимо с учетом совместного воздействия температуры и давления.

Минерализованные воды, находящиеся в пластах, могут привести к ускорению сроков схватывания движущегося в заколонном пространстве скважины тампонажного раствора. Совместное действие температуры, давления и пластовых вод разрушает камень многих типов тампонажных цементов. Поэтому выбору типа цемента с учетом его коррозионной стойкости против минерализованных пластовых вод следует уделять серьезное внимание.

По классификации Г.М. Сухарева, воды нефтяных и газовых месторождений могут быть разделены на сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые, хлормагниевого, хлоркальциевого. На нефтяных месторождениях наиболее распространены гидрокарбонатно-натриевые, среди которых на нефтяных промыслах часто встречаются воды, относящиеся к подгруппам хлоридно-щелочных и сульфатно-хлоридно-щелочных.

В качестве примеров состава минерализованных пластовых вод можно привести следующие данные (табл. 1.1).

§ 2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Различают физические и химические свойства бурового раствора. В свою очередь, физические свойства делятся на термодинамические, коллоидно-реологические, фильтрационные, теплофизические и электрические (рис. 1.1). Термины,

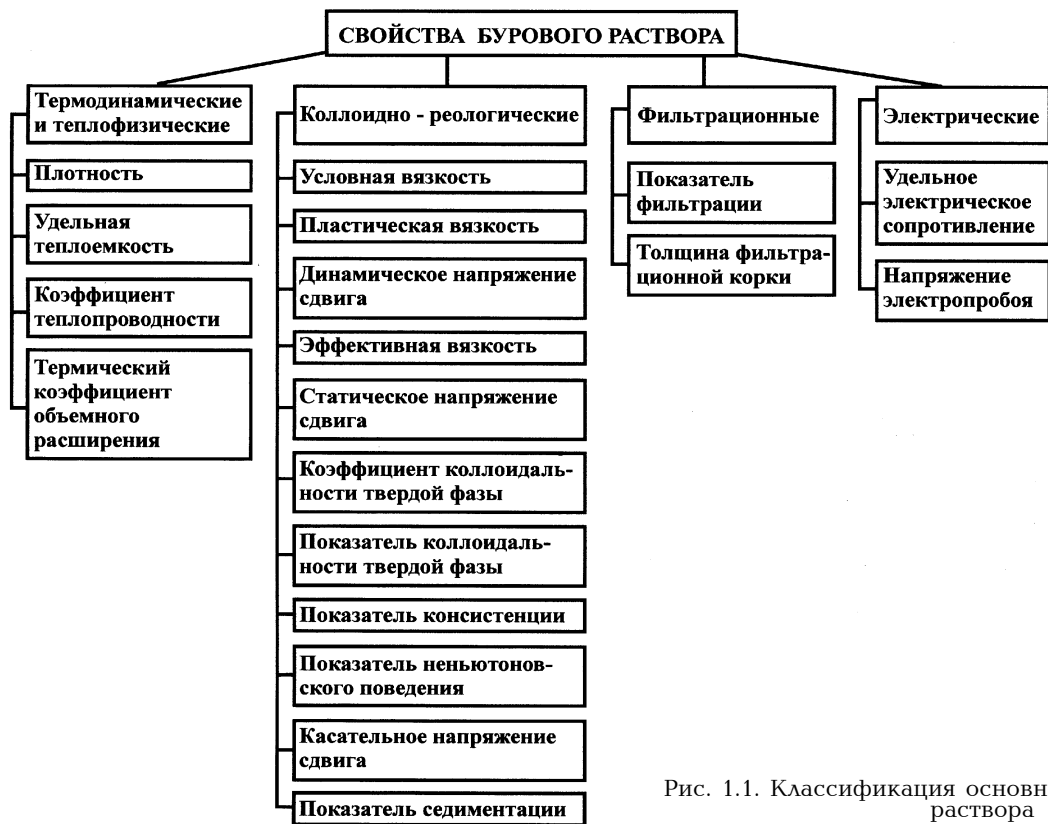


Рис. 1.1. Классификация основных свойств бурового раствора

характеризующие эти свойства, и их определения приведены в табл. 1.2.

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважин, приведены на рис. 1.2 и в табл. 1.3.

Таблица 1.2
Термины и определения основных показателей
бурового раствора

Термин	Размерность	Определение
Плотность	кг/м^3	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость	$\frac{\text{г}}{\text{см}^3 \cdot \text{с}}$	Величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку
Касательное напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига
Пластическая вязкость	Па · с	Величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой
Динамическое напряжение сдвига	Па	Величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Эффективная вязкость	Па · с	Величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига
Статическое напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры

Продолжение табл. 1.2

Термин	Размерность	Определение
Показатель фильтрации	см ³	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время
Толщина фильтрационной корки	мм	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	—	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы
Коэффициент коллоидальности	—	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора
Показатель минерализации	—	Величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия
Водородный показатель	—	Величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода
Напряжение электропробоя	В	Величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор
Электрическое сопротивление	Ом	Сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току

Продолжение табл. 1.2

Термин	Размерность	Определение
Показатель консистенции бурового раствора	Па	Коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора
Показатель неньютоновского поведения бурового раствора	—	Показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Показатель седиментации бурового раствора	—	Величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг · °С)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус
Коэффициент теплопроводности бурового раствора	Вт/(м · °С)	Величина, характеризующая способность бурового раствора проводить теплоту, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице
Термический коэффициент объемного расширения	—	Величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на 1 К, отнесенного к объему бурового раствора при данной температуре

Таблица 1.3

Основные термины и определения для технологического процесса промывки скважины

Термин	Определение
Промывка ствола скважины	Технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора
Приготовление бурового раствора	Комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов
Смешивание компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов

Продолжение табл. 1.3

Термин	Определение
Диспергирование компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов
Перемешивание бурового раствора	Технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение
Дозированная подача компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени
Обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами
Аэрация бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотности
Химическая обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентами
Утяжеление бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности
Прокачивание бурового раствора по стволу скважины	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос – ствол скважины – буровой насос
Подпор бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса
Закачивание бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину
Очистка бурового раствора	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора

Продолжение табл. 1.3

Термин	Определение
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающейся в удалении шлама из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама сетками	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку
Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках
Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах
Дегазация бурового раствора	Технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента
Регенерация компонентов бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования
Замена бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором

Основная технологическая операция промывки скважины — прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважин (рис. 1.3) представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем. Например, некачественная очистка бурового раствора от шлама приводит к более напряженной работе блока обработки; недостаточная дегазация бурового раствора не позволяет буровым насосам обеспечить необходимую подачу и т.д.



Рис. 1.2. Классификационная схема промывки скважины



Рис. 1.3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

§ 3. ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений, приведенных в табл. 1.4.

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых — выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

Рассмотрим более детально значимость функций и ограничений процесса промывки скважин. Одной из важнейшей функций промывки считают разрушение забоя скважины. Это требование не является обязательным, так как основную роль в разрушении забоя играет долото. Однако и промывку нельзя считать второстепенной операцией при разрушении забоя, особенно при бурении рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающимися режущими элементами долота.

С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим буровым раствором в некоторых зарубежных странах ведутся работы по применению высокоабразивных растворов (абразивно-струйное бурение).

Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случаях пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в неустойчивом разрезе потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в ре-

Таблица 1.4

Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функция	Ограничение
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластическое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласты
Предупреждать обвалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора
Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины

зультате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Очевидно, очень важно в каждом конкретном случае установить оптимальное соотношение показателей процесса промывки, определяющих способность бурового раствора разрушать забой скважины.

Основной функцией промывки скважин является также очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются потоком бурового раствора осколки породы с забоя, тем эффективнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя — обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат. Однако и второй метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в буровом растворе, растет каверзность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличе-

нию затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

Таким образом, величина подачи бурового раствора к забою скважины должна иметь технико-экономическое обоснование в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения и выбираться в оптимальных пределах.

Обязательное требование к процессу промывки скважин — выполнение функции транспортирования шлама на дневную поверхность. Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно, изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора. Но с увеличением вязкости и плотности раствора ухудшаются условия работы долота, возрастает гидростатическое и гидродинамическое давление на пласты, что может привести к поглощениям бурового раствора, другим осложнениям и даже авариям.

Несколько безопасней интенсифицировать гидротранспорт шлама на дневную поверхность, повышая скорость циркуляции в кольцевом пространстве. Однако и скорость циркуляции должна быть ограничена сверху, чтобы избежать размыва ствола, больших потерь напора, значительного превышения гидродинамического давления в скважине над гидростатическим.

Практические данные о скоростях и стоимости бурения скважин показывают, что существует некоторое оптимальное значение скорости циркуляции, при котором данный раствор в конкретных условиях удовлетворительно выносит шлам на дневную поверхность и не наблюдается его накопления в скважине до концентраций, затрудняющих процесс бурения. Таким образом, для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

Основной параметр, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной, — плотность бурового раствора, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же время с ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом рас-

творе, что может привести к заметному падению механической скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов.

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодавление на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов. Иными словами, в каждом конкретном случае должно выбираться оптимальное значение плотности бурового раствора.

Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений — поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения степени проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Однако осыпи — такой вид осложнений, которые обычно развиваются медленно и не всегда заметно препятствуют процессу бурения. В связи с этим в некоторых случаях экономически целесообразно отказаться от сложных химических обработок и утяжеления бурового раствора в ущерб устойчивости ствола. При этом сохраняются высокие скорости проходки и не тратится много времени на вспомогательные работы.

Следовательно, для предупреждения осыпей и обвалов стенок скважины с учетом возможности возникновения других видов осложнений и обеспечения высоких скоростей проходки ствола необходимо комплексно подходить к выбору оптимальной величины плотности.

Важное технологическое качество бурового раствора — удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При улучшении реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом возрастают энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

При промывке должны быть обеспечены отделение и сброс шлама на вибрационных ситах, в гидроциклонах, отстойниках и т.д. В противном случае шлам будет поступать в скважину, засорять ее и ухудшать условия работы долота. Для удовлетворительного отделения шлама от бурового раствора следует стремиться к минимизации показателей реологических свойств бурового раствора, однако при этом не должна ухудшаться его удерживающая способность. В противном случае возникают проблемы, связанные с выпадением барита в циркуляционной системе и, следовательно, снижением плотности бурового раствора.

Таким образом, успешность процесса промывки скважин зависит от показателей реологических свойств бурового раствора, в первую очередь напряжения сдвига и вязкости.

Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, раствор способствовал бы уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Возможно, это связано с отрицательным влиянием смазки на внедрение режущих кромок резцов долота в забой. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорости циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, иногда более важных, функций промывки скважины.

§ 4. ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Буровые растворы по целесообразности применения можно расположить в следующий ряд: аэрированная вода, буровой раствор на водной основе, буровой раствор на

углеводородной основе. Однако тип бурового раствора выбирают, как правило, не для обеспечения лучших условий работы породоразрушающего инструмента, а с учетом предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения. Рассмотрим наиболее общие требования, которые необходимо предъявлять к буровым растворам всех типов и, прежде всего, к растворам на водной основе, с помощью которых бурится основной объем глубоких нефтегазовых скважин.

Для обеспечения высоких скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

жидкая основа растворов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;

концентрация глинистых частиц в твердой фазе раствора должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы — максимальным;

буровые растворы должны быть недиспергирующимися под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные показатели;

буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их диспергирование и набухание;

буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;

смазочные добавки должны составлять не менее 10 %.

Выполнение этих требований во многом зависит от геолого-технических условий бурения. Однако они позволяют выбрать из гаммы растворов именно тот, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости ее бурения. В каждом конкретном случае необходимо решать комплексную задачу о целесообразности применения того или иного раствора с учетом технической оснащенности буровой установки, оперативности снабжения ее материалами, квалификации работников, географического положения скважины и т.д.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору — необходимое, но не достаточное условие для достижения высоких показателей работы породоразрушающего инструмента и наилучших показателей

бурения. Надо выполнять также общие требования к основным показателям бурового раствора.

Плотность. В зависимости от характера проводимых при бурении операций требования к плотности бурового раствора могут быть разными. Для обеспечения оптимальной работы долота плотность бурового раствора должна быть минимальной. Однако современная технология проходки скважин такова, что плотность бурового раствора выбирают из условия недопущения нефтегазопроявлений, осыпей и обвалов проходимых горных пород. Для выбора значения плотности определяющим фактором является пластовое (внутрипоровое) давление флюида; давление со стороны скважины должно быть достаточным, чтобы не допустить неуправляемого притока в нее пластового флюида.

Гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине — единственный фактор, благодаря которому пластовой флюид не прорывается на поверхность во время наращивания буровой колонны, спускоподъемных операций, в период отсутствия циркуляции при открытом превенторе и т.д. Соотношение между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением называют показателем безопасности: чем выше этот показатель, тем больше гарантия предотвращения выброса. С увеличением плотности бурового раствора, как правило, повышается также устойчивость ствола.

Когда технологические операции не связаны с циркуляцией бурового раствора, величина плотности ограничивается, давление гидравлического разрыва пласта должно всегда оставаться выше гидростатического давления столба бурового раствора в скважине. Таким образом, для технологических операций, не связанных с циркуляцией, плотность бурового раствора должна удовлетворять следующему соотношению:

$$p_{\text{пл}} \leq \rho_0 g h \leq p_{\text{гр.п}}$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; ρ_0 — плотность бурового раствора; h — рассматриваемая глубина; $p_{\text{гр.п}}$ — давление гидроразрыва породы.

В период работы долота на забое плотность бурового раствора можно понизить, так как в процессе его циркуляции давление на пласты увеличивается в результате возникновения сопротивлений в кольцевом пространстве скважины и на устье. В случае обычной схемы циркуляции без противодействия на устье так называемая эквивалентная плотность бурового раствора $p_э$ (отношение гидравлического давления в

скважине к давлению на рассматриваемой глубине) определяется истинной плотностью раствора и потерями давления p_k в кольцевом пространстве скважины:

$$\rho_3 = \rho_0 + p_k/gh.$$

Условие безопасности при этом можно выразить формулой

$$p_{пл} \leq \rho'_0 gh + p_k \leq p_{гр.п}$$

(ρ'_0 — требуемая плотность бурового раствора при циркуляции).

Очевидно, величина p_k/gh является безопасным резервом снижения плотности бурового раствора в процессе работы долота на забое при традиционной схеме циркуляции:

$$\rho'_0 = \rho_0 - p_k/gh.$$

Еще больший резерв снижения плотности бурового раствора можно реализовать в процессе бурения при равновесном и несбалансированном давлении на забое, когда выполняется условие

$$\rho''_0 gh + p_k + p_0 \leq p_{пл}$$

(p_0 — противодействие на устье скважины при циркуляции бурового раствора).

В этом случае плотность бурового раствора при циркуляции может быть определена из соотношения

$$\rho''_0 = \rho_0 - (p_k + p_0)/gh.$$

При несбалансированном давлении на забое теоретически можно достичь бесконечно низкой плотности бурового раствора и бурить при управляемом выбросе пластового флюида на максимальных скоростях. Поэтому, несмотря на необходимость существенного усложнения устьевого оборудования, взрывоопасность такого технологического процесса и трудность разделения газожидкостного потока в поверхностной циркуляционной системе, в Канаде и США значительный объем бурения осуществляется при несбалансированном давлении.

Статическое напряжение сдвига. Для работы долота вода — лучшая жидкость, но отсутствие тиксотропных свойств резко ограничивает ее применение. Воду невозможно утяжелить грубодисперсными тяжелыми порошками, а при больших глубинах бурения, когда цикл циркуляции через скважину соизмерим с длительностью работы долота на забое, она

не способна выполнить главную функцию — удерживать оставшийся в скважине шлам во взвешенном состоянии при временном прекращении циркуляции. В результате этого в стволе возникают прихваты бурильной колонны так называемыми сальниками — пробками, образующимися из шлама.

Использование буровых растворов при бурении скважин, а также утяжеление их грубодисперсным материалом высокой плотности (гематитом, магнетитом, баритом, галенитом и др.) обусловлены главным образом необходимостью удержания во взвешенном состоянии выбуренной породы в период прерванной циркуляции. Поэтому одно из основных требований, предъявляемых к буровым растворам, — способность к тиксотропному упрочнению их в покое.

Показатель тиксотропных свойств бурового раствора — статическое напряжение сдвига, измеряемое через 1 и 10 мин покоя (v_1 и v_{10} соответственно). Именно этим показателем характеризуется седиментационная устойчивость бурового раствора и его способность удерживать шлам во взвешенном состоянии. Однако значение статического напряжения сдвига выбирают из сугубо практических соображений без учета конкретных геолого-технических условий. В результате этого в ряде случаев она оказывается ниже требуемой, что приводит к различным осложнениям при бурении (затяжкам, посадкам и прихватам бурильной колонны образующимися в скважине сальниками и пробками из утяжелителя), или выше требуемой, что вызывает необходимость восстановления промежуточных циркуляций бурового раствора и может быть причиной возникновения его поглощения.

Необходимость применения научно обоснованного метода выбора показателей тиксотропных свойств бурового раствора очевидна, так как при этом можно не только избежать осложнений при бурении, но и повысить степень очистки раствора виброситами и гидроциклонами, исключить засорение резервуаров грубодисперсным осадком и др.

Предлагаемый метод основан на математическом описании процесса оседания обломков выбуренной породы в неподвижном тиксотропно упрочняющемся буровом растворе. В этом случае задача сводится к определению параметров θ' и K уравнения Гаррисона, так как с ними однозначно связаны показатели v_1 и v_{10} :

$$v = (\theta'Kt)/(1 + Kt),$$

где t — время пребывания бурового раствора в покое: при $t = 60$ с $v = v_1$, при $t = 600$ с $v = v_{10}$.

Значения θ' и K определяются из условия минимизации θ' , осуществляемой с целью снижения продавочного давления, при ограничениях, налагаемых на θ' , K и толщину осадка h , образуемого выбуренной породой в призабойной зоне за время отсутствия циркуляции. В зависимости от геолого-технических условий бурения цель ограничения $h < h_{\text{п}}$ может быть различной: предупреждение прихватов инструмента осадком выбуренной породы, сокращение затрат времени и энергии на разбуривание осадка, уменьшение происходящего при этом вторичного диспергирования выбуренной породы, ведущего к усложнению очистки и загрязнению раствора, и т.д. В связи с этим предельно допустимая толщина осадка $h_{\text{п}}$ будет иметь разные значения, также зависящие от условий бурения.

Важно выбрать значение v_1 , а значение v_{10} , очевидно, необходимо приближать к значению v_1 , чтобы минимизировать затраты времени и энергии на восстановление промежуточных циркуляций.

Нетрудно установить, что в такой постановке величина Kt (при $t \geq 60$ с) существенно больше единицы, поэтому в первом приближении можно принять $v_1 = \theta'$, причем значение θ' должно быть не менее:

$$\theta' \geq D_{\text{м}}(\rho_{\text{п}} - \rho)/6m,$$

где $D_{\text{м}}$ — эффективный диаметр наиболее крупных частиц выбуренной породы, находящихся в скважине; $\rho_{\text{п}}$, ρ — плотности соответственно выбуренной породы и бурового раствора; m — коэффициент формы оседающих в буровом растворе частиц; $m = 1,6 \div 2,5$.

Значение $D_{\text{м}}$ приближенно можно оценивать из эмпирических формул:

$$\text{для долот типа С } D_{\text{м}} = 3,5 + 0,037 d_{\text{с}};$$

$$\text{для долот типа Т } D_{\text{м}} = 2,0 + 0,035 d_{\text{с}},$$

где $d_{\text{с}}$ — диаметр долота, мм.

Выбор значений v_1 и v_{10} с учетом как практических рекомендаций, так и данных расчета позволит избежать необоснованных завышений или занижений этих параметров и, следовательно, осложнений и других технологических и экономических потерь, связанных с ними.

Показатель фильтрации и толщина фильтрационной корки. Очевидно, для улучшения условий разрушения породы долотом целесообразно стремиться к увеличению показателя фильтрации бурового раствора и уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако такое требование выполни-

мо при бурении в непроницаемых устойчивых породах. При проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением, продуктивных горизонтов значение показателя фильтрации бурового раствора строго регламентируется. Практикой бурения неустойчивых и проницаемых отложений установлено, что в этих условиях значение показателя фильтрации, определяемое прибором ВМ-6, должно находиться в пределах $3-6 \text{ см}^3$ за 30 мин.

Показатель фильтрации бурового раствора является интегральной величиной за промежуток времени, неизмеримо больший, чем период вращения долота. Поэтому он не всегда четко коррелируется с показателями работы долота. Существует также мнение, что показатель фильтрации не влияет на эффективность работы долота, а корреляционная зависимость механической скорости проходки и проходки на долото от него обусловлена изменением вязкости бурового раствора, всегда сопровождаемым изменением показателя фильтрации.

Процесс фильтрации бурового раствора на забое скважины ослабляет сопротивляемость породы за счет расклинивающего воздействия проникающего в поры и микротрещины породы фильтрата, что вполне соответствует известным положениям теории П.А. Ребиндера. Кроме того, проникающий на забой фильтрат способствует выравниванию давлений над сколотой частицей и под ней и таким образом создает благоприятные условия для очистки забоя от обломков породы.

Однако следует иметь в виду не интегральную величину показателя фильтрации, а его мгновенное значение в начальный период процесса. Очевидно, что из двух буровых растворов с одинаковыми значениями интегрального показателя фильтрации лучшим является тот, у которого выше скорость фильтрации в начальный момент времени (рис. 1.4).

Таким образом, несмотря на отсутствие теоретических и экспериментальных основ для разработки требований к величине показателя фильтрации бурового раствора, при его

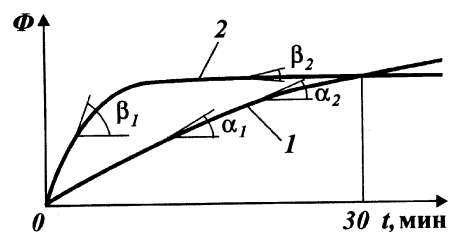


Рис. 1.4. Зависимость показателя фильтрации бурового раствора от времени: 1, 2 — растворы соответственно с низкой (α_1) и высокой (β_1) начальной скоростью фильтрации Φ ; α_2 и β_2 — конечные скорости фильтрации

выборе можно руководствоваться следующим общим требованием: скорость фильтрации бурового раствора должна резко уменьшаться с течением времени до нуля, обеспечивая интегральную величину показателя фильтрации за 30 мин, необходимую для предотвращения осложнений в стволе скважины.

Во всех случаях необходимо стремиться к уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако было бы ошибочным полагать, что на толщину фильтрационной корки воздействует только показатель фильтрации бурового раствора. Анализируя известную формулу, связывающую объем фильтрата с показателями качества бурового раствора, убеждаемся, что с приближением концентрации твердых частиц в буровом растворе к концентрации твердых частиц в корке толщина фильтрационной корки при прочих равных условиях уменьшается, так как с выравниванием концентраций твердых частиц в корке и буровом растворе скорость фильтрации стремится к нулю:

$$V_{\phi} = A \sqrt{2k_{\text{пр}} \left(\frac{C_{\text{к}}}{C_{\text{р}}} - 1 \right) \Delta p \frac{t}{\mu}},$$

где V_{ϕ} — объем фильтрата; A — площадь фильтра; $k_{\text{пр}}$ — проницаемость фильтрационной корки; $C_{\text{к}}$ — объемная доля твердых частиц в корке; $C_{\text{р}}$ — объемная доля твердых частиц в буровом растворе; Δp — перепад давления на фильтре; t — время фильтрации; μ — вязкость фильтрата.

Как видно из приведенной формулы, толщина фильтрационной корки существенно зависит от дифференциального давления в скважине, проницаемости пород и вязкости фильтрата бурового раствора. Для того чтобы уменьшить толщину фильтрационной корки, необходимо в первую очередь снизить дифференциальное давление в скважине. При сбалансированном давлении в скважине, когда дифференциальное давление на забое равно нулю, фильтрационная корка на забое не образуется.

Вязкость. Требование к значению вязкости раствора однозначное: оно должно быть минимальным. С уменьшением вязкости отмечается всеобщий положительный эффект бурения: снижаются энергетические затраты на циркуляцию бурового раствора, улучшается очистка забоя за счет ранней турбулизации потока под долотом, появляется возможность реализовать большую гидравлическую мощность на долоте, уменьшаются потери давления в кольцевом пространстве

скважины. В гидротранспорте шлама на дневную поверхность роль вязкости бурового раствора подчиненная. Поэтому при бурении скважин необходимо стремиться к удержанию минимально возможной условной и пластической вязкости бурового раствора.

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что верхний предел условной вязкости, определяемый прибором ПВ-5, не должен превышать 30 с для растворов плотностью до 1,4 г/см³ и 45 с для растворов плотностью выше 1,4 г/см³. Пластическая вязкость для этих же растворов не должна превышать соответственно 0,006 и 0,01 Па · с.

Приближенно предельное значение пластической вязкости для утяжеленных буровых растворов на водной основе можно оценить с помощью известной формулы Муни:

$$\mu = \exp\left(\frac{2,5C}{1 - C/Y}\right),$$

где μ — относительная вязкость бурового раствора (по отношению к жидкой фазе раствора); C — концентрация твердой фазы в буровом растворе; Y — 0,65±0,75 — степень уплотнения однородных по размеру частиц.

Для неутяжеленных буровых растворов на базе бентонитовых порошков значение пластической вязкости не должно превышать 0,002 Па · с.

Динамическое напряжение сдвига. Очистка скважины от шлама определяется главным образом двумя факторами: скоростью восходящего потока и динамическим напряжением сдвига бурового раствора. Длительные промысловые наблюдения позволили установить, что для удовлетворительного гидротранспорта шлама из скважины на дневную поверхность ламинарным потоком, а также для предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно, чтобы значение динамического напряжения сдвига составляло 15–20 дПа. Дальнейшее увеличение динамического напряжения сдвига не приводит к сколько-нибудь заметному улучшению очистки скважины от шлама.

Опытным путем также установлено оптимальное соотношение между динамическим напряжением сдвига τ_0 (дПа) и пластической вязкостью (мПа · с):

$$\tau_0/\eta = R = 4,5\div 5,0.$$

Эти рекомендации целесообразно принять к руководству. Однако по мере совершенствования технологического процесса промывки скважин реологические показатели бурового

раствора (τ_0 и η) надо выбирать совместно с режимом циркуляции и реализовывать их в виде оптимальной реогидравлической программы.

§ 5. УСЛОВИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

Требования к тампонажным материалам для цементирования нефтяных и газовых скважин в основном определяются геолого-техническими условиями в скважинах. Проблема выбора материалов сложна. Тампонажный раствор должен оставаться подвижным во время транспортирования в заколонное пространство и сразу же после прекращения процесса затвердеть в безупрочный камень с определенными физико-механическими свойствами. Указанные процессы происходят в стволе скважины сложной конфигурации, где температуры и давления изменяются с глубиной, имеются поглощающие и высоконапорные пласты, а также пласты с наличием минерализованных вод, нефти и газа. При таких изменяющихся условиях один тип цемента или одна и та же рецептура тампонажного раствора не могут быть одинаково приемлемы. Один тип цемента не может отвечать всем требованиям, связанным с разнообразием условий даже в одной скважине.

Перспективы сверхглубокого¹ бурения в настоящее время таковы, что уже выделены объекты для проводки скважин на глубины до 15 000 м.

Геометрия заколонного пространства. Пространство скважины, где формируется и впоследствии работает и разрушается тампонажный камень, представляет собой "сосуд" без строго "выраженного" дна и ограниченного стенками — стенкой скважины и наружной поверхностью обсадной колонны. Этот "сосуд" называют заколонным пространством.

Размеры его, т.е. объем и расстояние между стенками (даже при фиксированной глубине, оснащении определенным количеством технологической оснастки и т.д.), не являются постоянными как во время транспортирования тампонажного раствора, так и в процессе работы тампонажного камня.

Увеличение давления в обсадной колонне приводит к уменьшению объема заколонного пространства. Понижение

¹ Понятия *глубокая* и *сверхглубокая* скважина определяются уровнем развития техники, технологии бурения и степенью изученности этих вопросов.

скорости вытеснения бурового раствора тампонажным также способствует уменьшению этого объема, так как количество вытесняемого бурового раствора понизится.

Конфигурация стенки скважины существенно меняется как по длине, так и по периметру (диаметру), что, бесспорно, является одной из принципиальных особенностей формирования цементного камня в условиях скважины.

Влияние этого фактора проявляется в двух направлениях. Чем "неправильнее" форма, т.е. чем больше она отличается от цилиндрической, тем труднее вытеснить буровой раствор из заколонного пространства. Чем больше выступов и сужений и чем они резче, тем больше при использовании без специальной химической обработки портландцементного или шлакового растворов образуется водных карманов вдоль ствола скважины. При твердении тампонажного раствора в наклонных скважинах облегчается образование каналов непосредственно в тампонажном растворе за счет прохождения седиментационных процессов. Последнее не имеет существенного значения, если фильтрация тампонажного раствора близка к нулю. Наименьшее влияние оказывает конфигурация заколонного пространства при использовании отверждаемых буровых растворов.

Вытеснить из стеклянного цилиндрического сосуда полностью буровой раствор практически невозможно при разовой непродолжительной операции. Из сосуда с конфигурацией заколонного пространства скважины вытеснить буровой раствор полностью невозможно даже при теоретическом рассмотрении этой задачи.

Для осуществления процесса цементирования с наибольшим вытеснением бурового раствора тампонажным следует выполнить ряд специальных мероприятий. Такие мероприятия могут и не обеспечить полного вытеснения бурового раствора тампонажным, однако в интервалах обязательного заполнения тампонажным раствором этого добиться можно. Необходимо обеспечить контактирование тампонажного раствора со стенкой скважины и обсадной колонной. Применение комплекса технологических мероприятий с расхаживанием обсадных колонн при использовании скребков и других приспособлений изменит условия формирования тампонажного раствора.

Качественное цементирование скважин следует планировать на стадии бурения, обеспечивая форму ствола, приближающуюся по конфигурации к цилиндру.

Подвижность тампонажного раствора. Наиболее важное свойство тампонажного раствора — его подвижность, т.е. способность легко прокачиваться по трубам в течение необходимого для проведения процесса цементирования времени. Подвижность (растекаемость) раствора устанавливается при помощи конуса АзНИИ. Это свойство тампонажных материалов определяется природой вяжущего, тонкостью помола, водоцементным отношением, количеством, степенью загрязненности и удельной поверхностью наполнителя, добавок, а также условиями, в которых раствор пребывает в течение процесса цементирования, временем и способом перемешивания раствора. Требуемая подвижность раствора обусловлена техникой и технологией проведения тампонажных работ и может быть изменена в желаемую сторону.

Метод определения подвижности позволяет быстро подбирать количество воды при соответствующем составе смеси. Полученные при этом результаты могут рассматриваться как ориентировочные. Для глубоких скважин с малыми зазорами растекаемость тампонажных растворов рекомендуется повышать до 22 см. Раствор считается соответствующим ГОСТ 1581—91, если диаметр круга расплывшегося раствора не менее 180 мм при водоцементном отношении 0,5.

Плотность тампонажного раствора — одна из важнейших его характеристик. В процессе цементирования скважины плотность — практически пока единственный критерий для оценки качества тампонажного раствора.

Колебания плотности тампонажного раствора при цементировании указывает на изменения его водоцементного отношения. Такие колебания считаются нарушением технологического режима процесса и могут привести к осложнениям, в частности, к повышению давления при цементировании. Особенно трудно на практике придерживаться заданной рецептуры при затворении цементных смесей, дающих облегченные тампонажные растворы. Уменьшение плотности — это увеличение водоцементного отношения, что приводит к ухудшению свойств камня.

Учитывая, что водоцементное отношение определяет и другие физико-механические свойства, необходимо строго контролировать изменение плотности тампонажного раствора при цементировании и не допускать отклонений от заданной величины. Процесс цементирования проходит обычно нормально, если колебания плотности не превышают $0,02 \text{ г/см}^3$.

Сроки схватывания тампонажных растворов. Пригодность тампонажного раствора для транспортирования в законное пространство скважины оценивается сроками схватывания. Для определения этих сроков при температурах 22 и 75 °С применяют прибор, называемый иглой Вика.

Началом схватывания считается время от момента затворения цемента водой до момента, когда игла, погружаясь в раствор, не доходит до нижней пластины на 0,5–1,0 мм, а концом схватывания – время от момента затворения цемента водой до момента, когда игла, погружаясь в раствор, проникает в него не более, чем на 1 мм.

Для определения сроков схватывания тампонажных растворов при высоких температурах и давлениях применяют специальный прибор – автоклав, рассчитанный на рабочее давление до 100 МПа и высокую температуру.

Сроки схватывания тампонажных растворов подбирают исходя из конкретных условий.

Консистенция тампонажного раствора. Для цементирования глубоких высокотемпературных скважин кроме сроков схватывания в статических условиях необходимо устанавливать изменение загустевания (консистенции) тампонажных растворов во времени в процессе их перемешивания.

Для указанной цели применяют консистометры КЦ-3 и КЦ-4, рассчитанные для испытания тампонажных растворов соответственно при температуре 200 и 250–300 °С и рабочем давлении до 100 и 150 МПа. Узлы консистометров смонтированы на одной раме в общем корпусе, который разделен на две части: в одной смонтирована гидравлическая система, в другой – электрическая.

Принципиальная схема КЦ-3 приведена на рис. 1.5. Принцип действия прибора состоит в измерении крутящего момента на лопатке 17, который возникает при вращении с заданной частотой стакана 18 с испытуемым цементным раствором. Лопатка 17 заторможена измерительной пружиной 9, угол закручивания которой с помощью торцового кулачкового устройства (мультипликатора) 10 преобразуется в линейное перемещение плунжера 11 дифференциально-трансформаторного датчика 12 и регистрируется малогабаритным самопишущим прибором 13 типа ДСМР-2, соединенным с блоком питания 14. Корпус датчика 12, полость которого связана с автоклавом высокого давления 19, и шток плунжера 11 выполнены из немагнитного материала, что позволяет компенсировать изменения их линейных размеров при измерениях температуры.

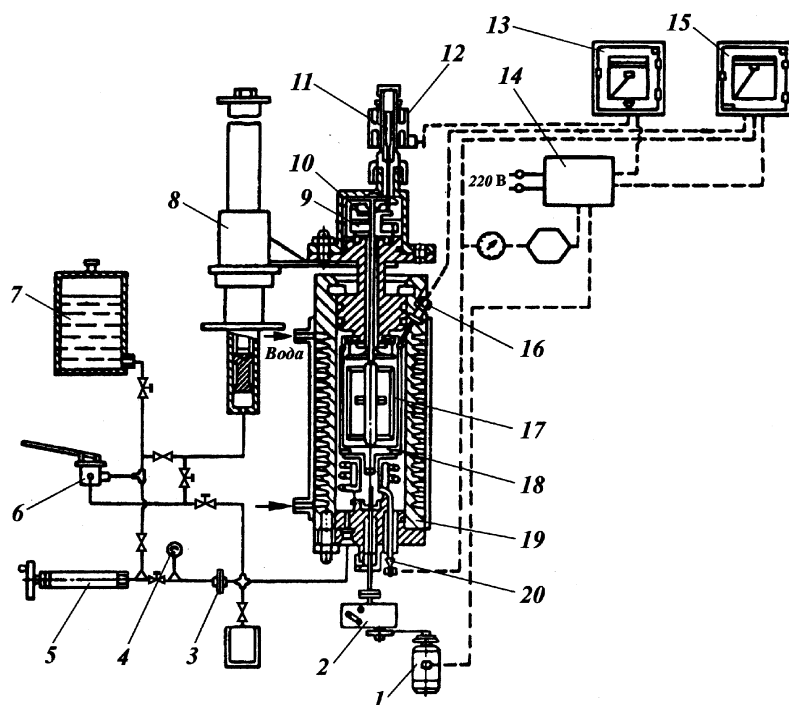


Рис. 1.5. Принципиальная схема консистометра КЦ-3

Стакан 18 с цементным раствором и лопаточным устройством помещают в автоклав, который заполнен маслом. Масло и цементный раствор разделены резиновой диафрагмой. Подогрев проводят внутренним электрическим нагревателем 20 типа ТЭН.

Для равномерного нагрева масла на внешней стороне стакана нарезан винтовой паз, который при вращении стакана направляет поток масла вниз. Теплоизоляционный кожух автоклава служит для снижения теплоотдачи. Скорость нагрева прибора 3–5 °С в 1 мин; она регулируется изменением мощности электронагревателя. Контроль, регистрация и автоматическое поддержание заданной температуры осуществляются с помощью термопары 16, связанной с самопишущим потенциометром 15, имеющим регулирующее устройство.

Автоклав заполняется маслом из бачка 7 ручным плунжерным насосом 6. Давление в автоклаве создается и регулируется с помощью ручного гидравлического пресса 5, рассчитан-

ного на рабочее давление 100 МПа, и мультипликатора 10. Давление контролируется манометром 4. Разделитель 3 передает давление в линию, наполненную маслом.

Стакан 18 получает вращательное движение через двухскоростную коробку передач 2 от электродвигателя 1.

Автоклав за 15 мин охлаждается от максимальной температуры до температуры 40–50 °С пропусканием воды между ребристой поверхностью автоклава и кожухом.

Автоклав разбирается просто и быстро благодаря наличию быстросъемного приспособления – вилки. Для подъема крышки смонтирован гидравлический подъемник 8, работающий от ручного плунжерного насоса 6.

Методика работы проста. Цементный раствор заливают в стакан и вместе с лопаткой на крышке опускают в автоклав. После герметизации прибора создают заданные температуру и давление. Вращение стакана обеспечивает непрерывное перемешивание цементного раствора в нем и движение масла в автоклаве. Время загустевания цементного раствора фиксируется на ленте прибора 9 в виде кривой с резким перегибом и подъемом. Условным пределом степени загустеваемости тампонажного раствора считается 10 Па · с. Время достижения этого предела называется временем загустевания раствора.

Однако опыт показывает, что целесообразно ориентироваться на условную вязкость 5 Па · с, так как в условиях действия высоких температур и давлений она растет интенсивно. Прибор охлаждают и разбирают.

Консистометр КЦ-5 для определения времени загустевания тампонажных растворов при атмосферном давлении и температуре до 90–95 °С более прост по конструкции и позволяет определять рассматриваемый параметр тампонажных растворов для скважин с менее жесткими условиями.

Вспенивание. При закачивании цементного раствора в скважину необходимо обеспечить точность подсчета объема прокачиваемого раствора, а также бесперебойность работы насосов.

Серьезные последствия вызывает вспенивание раствора при его обработке различными химическими реагентами. При их больших дозировках во время приготовления цементного раствора часто образуется много пены, которая в значительной степени затрудняет работы, а главное – дает неверное представление об объеме закачанного раствора в скважину и его плотности.

В связи с этим необходимо предварительно определить в лаборатории способность раствора к пенообразованию.

Водоотдача цементного раствора. Одно из наиболее важных свойств цементного раствора — его седиментационная устойчивость, характеризуемая водоотстоем. Результатом нестабильности раствора являются его расслоение, образование зон воды и цементного теста, несплошности цементного камня в заколонном пространстве скважины.

Радикальное мероприятие повышения стабильности тампонажных растворов — уменьшение их водоотдачи.

Принципиальная гидравлическая схема установки для определения водоотдачи представлена на рис. 1.6.

Установка УВЦ-1 смонтирована на общей раме и разделена на две изолированные части — гидравлическую и электрическую. В гидравлической части установлены автоклав 16, мультипликатор 3 с регистратором 4, гидравлический пресс 2, ручной пресс 1, предохранительный клапан, манифольд, два показывающих и один регистрирующий манометры и бачок.

В электрической части стенда смонтирован потенциометр ПСМР-2, вторичный прибор ДСМР-2 для регистрации давления и лабораторный автотрансформатор типа ЛАТР. На лицевой панели укреплены амперметр и панель управления.

Автоклав 16 состоит из корпуса 14, вставки 13 и теплоизоляционного кожуха 15. Вставка удерживается в корпусе специальным замком-вилкой 10.

На наружной боковой поверхности корпуса автоклава нарезан винтовой паз (для протока воды с целью охлаждения), закрытый снаружи металлической рубашкой, приваренной к корпусу.

В днище корпуса закреплены трубчатый электронагреватель, выполненный в виде спирали 7, и карман термопары. Внутри спирали нагревателя установлен съемный стакан 9, в который залит испытуемый цементный раствор. В стакан также вставлена мешалка 8. Привод мешалки осуществляется через муфту от валика 11, расположенного в центре вставки 13. На верхнем конце валика 11 укреплен шкив для соединения с редуктором. Верхняя часть вставки 13 соединена с подъемником 12, позволяющим поднимать мешалку 8 из стакана с испытуемым раствором. Необходимые перепады давления при определении водоотдачи и водопроницаемости создаются мультипликатором, состоящим из корпуса, сменных втулок 6 и поршней 5.

Водоотдача тампонажных растворов должна быть низкой, приближающейся к водоотдаче высококачественных буровых растворов.

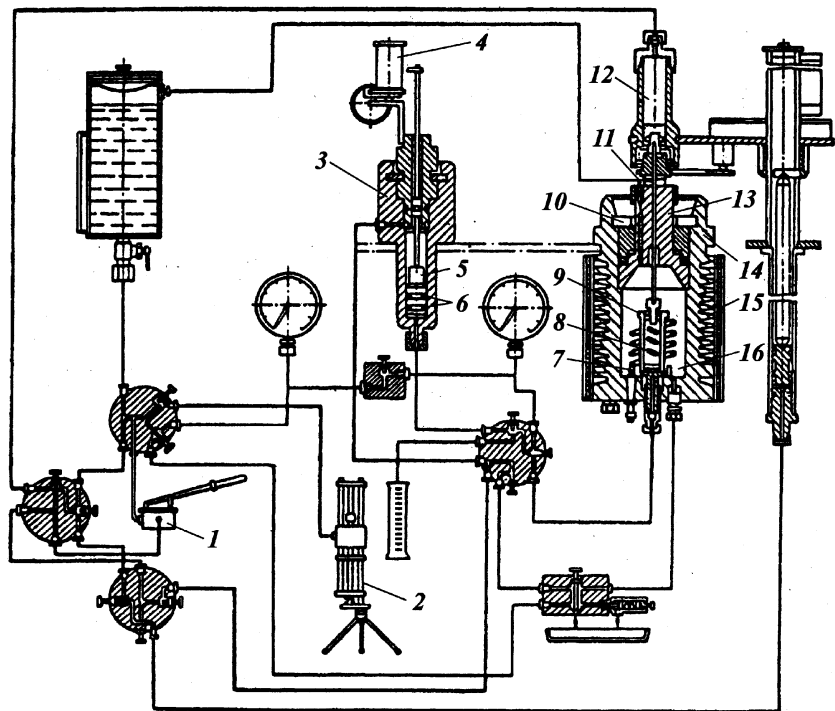


Рис. 1.6. Принципиальная схема установки для определения водоотдачи цементного раствора

При установлении предельно допустимой водоотдачи тампонажного раствора исходят из двух основных положений: 1) сохранение прокачиваемости раствора в течение всего процесса цементирования; 2) влияние проникновения фильтрата раствора в продуктивный пласт на изменение его коллекторских свойств.

При водоотделении тампонажный раствор загустевает и при определенном количестве отфильтровавшейся воды может потерять прокачиваемость, что, как правило, приводит к осложнениям. Проникновение фильтрата тампонажного раствора в продуктивный пласт ухудшает его проницаемость, что способствует удлинению периода освоения скважины.

Механическая прочность цементного камня. Механическая прочность цементного (тампонажного) камня является пока основной оценочной характеристикой тампонажных цементов. Механические свойства цементного камня характеризуются пределами прочности на изгиб образцов-балочек стандартного размера (в РФ) и на сжатие цилиндрических образцов (в США).

Когда говорят о механической прочности цементного камня, понимают обычно прочность, указанную в ГОСТ 1581–91. Ею обладает цементный камень через 2 сут твердения в водной среде при некоторой (принятой за стандартную) температуре. В ГОСТ 1581–91 указаны нормы на цементный камень как на материал. Теоретические и экспериментальные работы показывают, а производственный опыт подтверждает, что при проведении первичного цементирования обсадных колонн требования к прочности цементного камня могут быть понижены.

В зацементированном заколонном пространстве скважины могут возникать растягивающие, сжимающие и изгибающие напряжения. Однако можно заключить, что выбор испытания образцов в лаборатории пока не может определяться видами деформации в цементном кольце заколонного пространства скважины. Опыт показывает, что для установления качества тампонажного цемента могут быть приняты все виды испытаний, но предпочтение следует отдавать изгибу и сжатию. Испытание образцов тампонажных цементов на сжатие может быть объяснено удобством проведения работ. Испытание образцов-балочек цементного камня дает возможность проводить дополнительные испытания на сжатие половинок балочек, т.е. получать сведения о качестве материала по пределам прочности на изгиб и сжатие.

Проницаемость камня из портландцемента. Плотный, непроницаемый цементный камень, не ухудшающий этого свойства под действием различных факторов (условий твердения, пластовых вод и т.д.), обладает значительно большей устойчивостью к агрессивным водам вследствие необъемного разрушения, отсутствия суффозии, выщелачивания и т.д. Обсадные трубы, обычно корродируемые пластовыми водами, при этом лучше сохраняются. В определенных условиях проницаемость цементного камня может быть причиной обводнения скважин, перетока нефти и газа из продуктивных горизонтов. При установлении через него фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется.

Проницаемость цементного камня не нормирована. Однако опыт и расчеты показывают, что для качественной изоляции продуктивных горизонтов следует применять тампонажные растворы, затвердевающие в камень с проницаемостью $(2\div 4)10^{-3}$ мкм².