

Глава 8

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Геологические условия современного бурения на нефть и газ, сравнительно большая глубина скважин, наличие в разрезе проницаемых пластов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями диктуют необходимость постоянного совершенствования технологии и техники бурения скважин.

К сожалению, даже при использовании современных достижений в области конструирования и технологии сооружения скважин, зачастую не удается избежать осложнений, препятствующих скоростному и эффективному бурению.

Наиболее часто возникают такие осложнения, как поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов, нефте-, водо- и газопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины, затяжки и посадки бурового инструмента при спускоподъемных операциях.

Мировой опыт последних лет показывает, что практически все скважины в той или иной степени осложнены технологической несовместимостью отдельных интервалов бурения. Именно поэтому в большинстве случаев используют многоколонные конструкции скважин и разнообразные по технологическим свойствам буровые растворы.

К осложнениям при бурении скважин относят нарушения непрерывности технологического процесса сооружения скважины при соблюдении технического проекта и правил безаварийного ведения буровых работ, вызванные горно-геологическими условиями проходимых пород.

Однако, несмотря на то что осложнения считаются в сущности ожидаемой ситуацией и для их преодоления предусмотрены технологические приемы, иногда они переходят в категорию аварий.

Аварией считают нарушение непрерывности технологического процесса сооружения скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных техническим проектом.

Затяжки и посадки бурового инструмента могут привести к его неосвобождаемому прихвату; пластовые флюидопроявления и поглощения бурового раствора могут перерасти в открытый аварийный фонтан и т.д.

Обычно такие ситуации возникают из-за халатного отношения к осложнениям производителей буровых работ или из-за их низкой квалификации.

8.1. ПОГЛОЩЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ

Поглощение в скважинах буровых растворов и других жидкостей является одним из основных видов осложнений. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности огромные. Однако эти затраты существенно больше, если учесть, что из-за поглощений цементного раствора не обеспечивается проектная высота подъема цементного раствора, что приводит к необходимости проводить ремонтные работы; при освоении скважин (первичном и после капитального ремонта) происходит снижение проницаемости продуктивных пластов и т.д. Поэтому одним из путей сокращения цикла строительства скважин является совершенствование способов и средств борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах.

Методика выбора мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями жидкостей основана на количественных критериях, отражающих геологическое строение и гидродинамическую характеристику пластов.

8.1.1. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ

Поглощение бурового раствора в скважинах обуславливается проницаемостью, пористостью, прочностью коллектора, пластовым давлением, объемом закачиваемого бурового раствора и его качеством.

При превышении давления в стволе скважины над давлением в пласте, вскрытом при бурении, раствор из скважины, преодолевая местные гидравлические сопротивления, будет проникать в поры, каналы и трещины пород. Снижение давления в скважине по сравнению с пластовым приводит к движению жидкости из пласта в скважину, т.е. к водонефтегазопроявлениям. Поэтому один и тот же пласт может быть поглощающим или проявляющим.

Возникновение поглощения также зависит от способа и технологии бурения. Механическое воздействие (удары, вибрации) бурильного инструмента на стенки скважины или большие избыточные давления могут вызвать поглощение бурового раствора в ранее изолированные или не проявившие себя во время вскрытия горизонты.

В зависимости от толщины и прочности плотного участка породы или цементного камня, значения и цикличности нагрузок, воздействующих на него, разрушение может произойти в различные моменты: при спуске или подъеме бурильного инструмента, восстановлении циркуляции, бурении, спуске или цементировании эксплуатационной колонны и т.п.

Другими технико-технологическими причинами, способствующими возникновению поглощения бурового раствора, являются все факторы, вызывающие увеличение давления в затрубном пространстве при промывке скважины.

Явление поглощения связано с вскрытием проницаемых или (и) слабых пластов при бурении скважины и представляет собой движение бурового раствора или цементного раствора из ствола скважины в пласт под действием избыточного (по сравнению с пластовым) гидростатического (гидродинамического) давления, возникающего в скважине в процессе ее проводки.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора

и определяющие направление дальнейших работ, можно разделить на две группы.

1. Геологические факторы — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, значение пластового давления и характеристика пластового флюида.

2. Технологические факторы — количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др.

Поглощения начинаются при условии, что вскрытые пласты обладают достаточно высокой гидропроводностью и перепад давления между скважиной и поглощающим пластом выше определенного его значения, называемого критическим.

В случае недостаточной прочности горных пород происходит гидро-разрыв.

8.1.2. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Данные о строении поглощающего пласта, его толщине и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены гидродинамическими, геофизическими методами исследований и с помощью отбора керна или шлама (рис. 8.1).

В зависимости от степени изученности разбуриваемой площади применяется один из двух комплексов исследований: оперативный или детальный.

Оперативный комплекс глубинных исследований включает: определение границ поглощающих пластов, их относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта в другой; определение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта с помощью каверномера и замер пластового давления глубинным манометром.

Детальные исследования включают оперативный комплекс и промыслово-геофизические методы; гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж и акустический каротаж. При наличии скважинного фотоаппарата или забойного телевизора их следует использовать при детальных исследованиях.

Основные цели гидродинамических исследований — получение индикаторной диаграммы поглощающего пласта, которая позволяет определить коэффициент приемистости поглощающего пласта, оценить размеры поглощающих каналов.

Гидродинамические исследования поглощающих пластов проводятся при установившихся и не установившихся режимах фильтраций (течении) жидкости.

Метод установившихся закачек (статический уровень в скважине $H_{ст} > 30$ м, рис. 8.2, а). Жидкость с заданным минимальным расходом закачивается в скважину до установления определенного уровня. Фиксируются значение расхода и положение уровня, затем меняется расход, и жидкость закачивается до установления нового положения уровня. Меняя режимы закачки жидкости, получают соответствующие им значения уровней (перепадов давления), по которым строится индикаторная линия.



Рис. 8.1. Классификация методов изучения поглощающих пластов (по В.И. Крылову)

Метод установившихся нагнетаний ($H_{ст} \leq 30$ м, рис. 8.2, б). Устье скважины герметизируется, и в нее закачивается жидкость с постоянным расходом до установления определенного давления. Режим считается установившимся, если давление и расход остаются постоянными в течение 10–15 мин. Затем изменяют расход и добиваются постоянства нового значения давления. При положении статического уровня на глубине 20–30 м первые точки индикаторной линии получают путем регистрации установившихся уровней при герметизированном устье с помощью глубинного манометра или путем экстраполяции индикаторной линии до начала координат.

Метод установившихся отборов (при переливе жидкости из скважины, рис. 8.2, в). Устье скважины герметизируется и определяется давление, под действием которого жидкость переливается из скважины. Затем жидкость отбирают из скважины при различных установившихся давлениях. Полученные значения установившихся давлений и соответствующие им значения расходов жидкости используются для построения индикаторной линии.

Во время проведения исследований при установившихся режимах течения жидкости необходимо учитывать следующие особенности. До начала исследования необходимо убедиться в установившемся состоянии системы пласт – скважина. При наличии перетоков или поступлении в скважину минерализованных пластовых вод исследование рекомендуется проводить после заполнения ствола скважины однородной по плотности жидкостью (например, после очередного рейса и подъема инструмента).

Исследование скважины должно проводиться не менее чем при трех

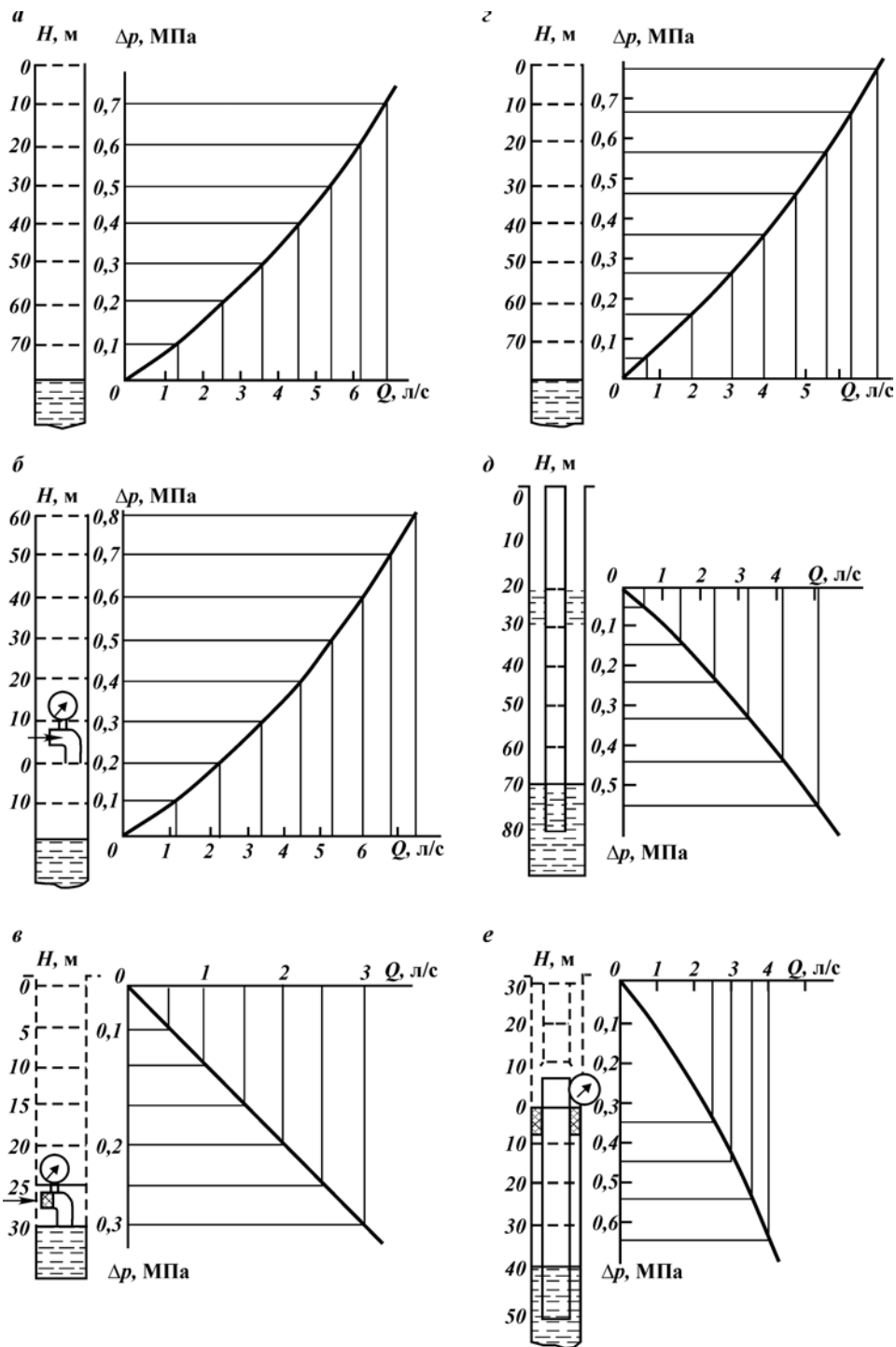


Рис. 8.2. Графики методов исследования поглощающих пластов

режимах. Создаваемые при этом перепады давления в скважине должны отличаться один от другого в 1,5–2 раза.

Для каждого режима жидкость закачивается с постоянной производительностью. Закачка или отбор производится до получения постоянных значений перепада давления в скважине. При этом плотности закачиваемой и находящейся в скважине жидкости должны быть одинаковыми.

По полученной индикаторной линии ($\Delta p - Q$) определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости поглощающего пласта.

Исследование поглощающих пластов с помощью пакера и установленного под ним манометра проводят в скважинах, в которых будет осуществляться переход с бурения с промывкой забоя водой на промывку буровым раствором, перед цементированием обсадных колонн с большой высотой подъема цементного раствора, а также во всех случаях перед проведением изоляционных работ с помощью пакера. Исследования проводятся при любом положении статического уровня в скважине или при наличии водопроявлений.

Пакер в скважину спускают плавно, с включенным гидравлическим тормозом. Обычно пакер устанавливают на 20–50 м выше кровли поглощающего пласта. При наличии каверн или низкой механической прочности горных пород в этом интервале пакер устанавливают в вышележащих устойчивых породах.

Приемистость поглощающего пласта определяется нагнетанием в скважину жидкости до установившегося режима при работе цементировочного агрегата на 2, 3 и 4-й скоростях. Закачку жидкости начинают с максимальной – 4-й скорости, причем давление на устье скважины не должно превышать давления гидравлического разрыва пласта.

По результатам исследования строят индикаторную линию поглощающего пласта и определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости.

В скважинах, где возможен недоподъем цементного раствора за обсадной колонной из-за поглощения его в процессе цементирования, необходимо перед спуском обсадной колонны произвести исследование всех поглощающих пластов с помощью пакера на давление, которое ожидается на эти пласты при цементировании. По результатам исследования определяется необходимость проведения изоляционных работ перед спуском обсадной колонны.

Прослеживание за снижением уровня (давления) жидкости в скважине ($H_{ст} > 30$ м, рис. 8.2, з). Скважина заполняется жидкостью до устья, затем долив жидкости прекращается и замеряется время падения уровня через каждые 5 или 10 м. Измерения продолжают до наступления равновесия в скважине, т.е. до тех пор, пока уровень жидкости не достигнет статического положения.

Снижение уровня в скважине во времени замеряется с помощью уровнемера или может быть зафиксировано с помощью глубинного манометра в виде кривой изменения давления во времени.

Прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после «мгновенного» его снижения ($H_{ст} \leq 30$ м, рис. 8.2, з). «Мгновенное» снижение уровня в скважине достигается за счет спуска в скважину бурильных труб с заглушкой-диафрагмой и последующего ее разрушения, после которого жидкость из затрубного пространства устремляется в бурильные трубы. В результате этого происходит быстрое выравнивание жидкости в тру-

бах и затрубном пространстве, и в целом уровень жидкости в скважине понижается на значение, соответствующее объему жидкости, вытесняемой бурильными трубами с закрытым концом (неустановившийся режим).

Восстановление давления за счет притока жидкости из поглощающего горизонта регистрируется путем прослеживания за подъемом уровня в бурильных трубах с помощью уровнемера или записи кривой изменения давления с помощью глубинного манометра. Этот метод исследования имеет большие погрешности.

Прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после «мгновенного» его снижения при герметизированном устье (при переливе жидкости из скважины, рис. 8.2, е). Этот метод осуществляется аналогично предыдущему с той разницей, что для предотвращения перелива жидкости устье скважины герметизируется превентором или пакерующим устройством. Поскольку повышение уровня жидкости в трубах может быть прослежено только до устья, то начальный участок индикаторной линии получают путем экстраполяции. Этому методу присущи недостатки предыдущего метода.

Наибольшее распространение при исследовании поглощающих пластов получили: метод прослеживания за изменением уровня (давления) в скважине, метод установившихся нагнетаний и метод установившихся отборов. Метод исследования при неустановившемся режиме течения жидкости рекомендуется использовать, если время восстановления давления превышает 30 мин. В этом случае ошибка при определении коэффициента приемистости по формулам установившегося режима не превышает точности прибора (7–10 %). При меньших значениях времени восстановления давления следует применять методы исследования скважин при установившихся режимах или должны быть введены соответствующие поправочные коэффициенты.

Приборы, применяемые для исследования поглощающих пластов. Приборы для исследования поглощающих (водопроявляющих) пластов в бурящихся скважинах делятся на две основные группы.

1. Приборы, предназначенные для проведения кратковременных гидродинамических исследований с целью выявления зависимости объемной скорости фильтрации жидкости по пласту от перепада давления. При использовании этих приборов оказывается активное воздействие на пласт путем нагнетания или отбора жидкости и восстановления пластового давления. В процессе исследования прослеживается изменение уровня жидкости в скважине во времени или регистрируется изменение давления на пласт. К этой группе приборов относятся: электрический уровнемер ТатНИИ, лебедки ВНИИБТ и ТатНИИ (ИП-1), манометры МГЭ-1, ГМИП-1, МГГ-20, а также уровнемеры и манометры различных зарубежных фирм.

2. Приборы, предназначенные для определения толщины и местоположения поглощающих пластов, направления перетоков жидкости по стволу скважины и расхода жидкости. К этой группе приборов относятся расходомеры РЭИ-УфНИИ и ВНИИНГП, прибор «Разведчик Р-8», термозлектрический дебитомер, индикатор толщины и местоположения пласта ИМП-2 и аналогичные приборы зарубежных фирм.

В случае вскрытия горизонта с высокой интенсивностью поглощения часто выход промывочной жидкости из скважины на поверхность прекращается, уровень ее в скважине снижается и устанавливается на глубине в несколько десятков и даже сотен метров от устья. Интенсивность поглоще-

ния при этом можно определить только при помощи специальных исследований. Поглощения такой большой интенсивности обычно называют полными, или катастрофическими.

Для ликвидации поглощений требуется знать местоположение зоны осложнения и интенсивность поглощения. Положение зоны можно уточнить несколькими способами. Наиболее точно это позволяет сделать индикатор скорости потока «Разведчик». Прибор «Разведчик Р-8» состоит из глубинного снаряда, спускаемого в скважину на трехжильном каротажном кабеле, и наземного блока питания и регистрации.

Глубинный снаряд (рис. 8.3) представляет собой цилиндрический корпус 1, внутри которого размещены индуктивный датчик 2 и подвижный сердечник 3; к корпусу снизу присоединена камера 4 с резиновым разделителем 5, резиновым компенсатором 6 и узкими проточными каналами 7. Внутри камеры расположена коробчатая мембрана 8, к центральной части которой прижат сердечник 3. Внутренняя полость глубинного снаряда заполнена кремнийорганической жидкостью.

Для определения местоположения зон поглощения глубинный снаряд предварительно спускают на забой скважины; при этом под влиянием разности давлений промывочного раствора, действующих на резиновый разделитель 5 и компенсатор 6, кремнийорганическая жидкость будет перетекать через каналы 7 из области повышенного в область пониженного давления до тех пор, пока давления не выравняются. Возникающий при движении жидкости скоростной напор вызывает деформацию коробчатой мембраны 8, и соответствующее перемещение сердечника фиксируется на поверхности фоторегистратором автоматической каротажной станции АКСЛ-64.

Закачивая в скважину с постоянным расходом промывочную жидкость, снаряд поднимают с постоянной скоростью. Пока он перемещается на участке ствола, сложенном непроницаемыми породами, действующая на него разность давлений остается постоянной, положение сердечника не меняется и регистратор на поверхности фиксирует неизменность поступающего сигнала. Когда же снаряд проходит через зону поглощения, скоростной напор потока промывочной жидкости, действующий на резиновый разделитель 5, возрастает все более и более по мере перемещения прибора от подошвы зоны к кровле, так как все меньшее количество промывочной жидкости успевает уйти в пласт на участке от кровли

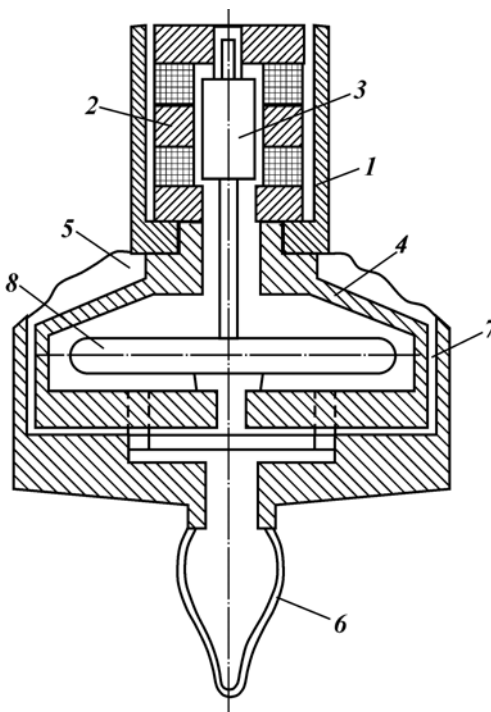


Рис. 8.3. Индикатор скорости потока «Разведчик Р-8»

его до места нахождения снаряда. Поэтому при перемещении снаряда через поглощающую зону регистратор на поверхности фиксирует все возрастающий сигнал.

Таким образом, по характерным точкам излома кривой, записываемой регистратором прибора, легко определить глубины подошвы и кровли поглощающего горизонта. Если таких горизонтов несколько, по кривой достаточно точно определяют положение каждого из них. Аналогично можно определить положение горизонтов с более высокими коэффициентами аномальности, если из них при снижении уровня жидкости в скважине происходит приток пластовых жидкостей и газа.

О степени поглощения судят по интенсивности его, понимая под этим объем поглощенной жидкости в единицу времени под действием определенного избыточного давления, обычно 0,1 МПа. Для этого скважину исследуют и строят экспериментальную зависимость объемной скорости поглощения от избыточного давления. Предварительно исследуемый поглощающий горизонт разобщают от расположенных выше проницаемых объектов с помощью гидромеханического пакера, спускаемого на бурильных трубах. В бурильной колонне вблизи нижнего открытого конца устанавливают специальный глубинный манометр, с помощью которого регистрируют установившееся давление при разных темпах нагнетания промывочной жидкости в колонну, а также установившееся статическое (пластовое) давление после прекращения подачи жидкости. При отсутствии специальных глубинных манометров давления вычисляют по известной плотности закачиваемой жидкости и измеренной с помощью электрического уровнемера глубине ее уровня.

Геофизические методы исследования для изучения поглощающих пластов. К промыслово-геофизическим методам относятся замеры электроуровнемером, резистивиметром, каверномером, а также микрокаротаж, электрический каротаж, радиоактивный и акустический каротаж, глубинная фотосъемка и глубинное (забойное) телевидение.

Диаграммы радиоактивного и акустического каротажа используют в качестве вспомогательных для уточнения границ поглощающих пластов. По материалам промыслово-геофизических исследований изучают изменения характеристики поглощающих пластов по площади. Диаграммы радиоактивных методов каротажа используют для расчленения разреза, корреляции пластов, прослеживания за изменением литологии и пористости пород поглощающего горизонта. Диаграммы акустического каротажа позволяют четко локализовать кавернозные и трещиноватые разности пород по резкому уменьшению скорости и увеличению поглощения энергии упругих колебаний.

А.Н. Кукин для наглядного представления результатов исследования предложил строить сводную схему поглощений по каждой площади. Это нашло применение при бурении скважин в Саратовском и Волгоградском Заволжье. Каждый поглощающий пласт отмечают на диаграммах ГК и НГК, зарегистрированных в этой же скважине. Затем, проведя корреляцию, эти же пласты определяют на типовом разрезе данной площади и ставят против них в отдельной колонке условные обозначения. Одновременно указывают вид пласта по классификации, статический уровень жидкости в скважине по данным замера и в пересчете на чистую воду, а также любые другие сведения, отражающие особенности поглощающего пласта.

Границы зоны ухода, определенные с помощью расходомера, будут

выделять наиболее проницаемую часть ее, для которой характерно наличие больших трещин и крупных сообщающихся каверн. Это в целом согласуется с результатами сопоставления значений зон поглощения, определенных с помощью расходомера и геофизических исследований.

В большинстве случаев на диаграммах НГК и КС интервалы поглощения выделяются понижениями интенсивности вторичного гамма-излучения и кажущихся сопротивлений.

При этом необходимо обращать внимание на изучение шлама, результаты анализа которого являются порой незаменимым материалом для характеристики поглощающих пластов.

Определение интенсивности поглощения. Для определения интенсивности поглощения бурового раствора существует несколько способов; один из них — по разности количества закачиваемого и выходящего из скважины бурового раствора. Однако судить об интенсивности поглощения по степени выхода бурового раствора на поверхность можно лишь приближенно, поскольку количество бурового раствора, выходящего из скважины, не дает полного представления о поглощающем пласте. Способ определения потери бурового раствора в процессе бурения более точен, так как при этом учитывается, кроме изменения объема жидкости в циркуляционной системе, избыточное давление на поглощающий пласт, что дает количественное значение интенсивности поглощения бурового раствора при определенном избыточном давлении.

На основе большого объема промысловых исследований было установлено, что зависимость количества поглощающей жидкости от избыточного давления можно определить, пользуясь формулой Смрекера

$$Q = c\Delta p^n,$$

где c — коэффициент интенсивности поглощения $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{м})$; Δp — перепад давления на поглощающий пласт, МПа; n — показатель степени, характеризующий режим фильтрации жидкости и являющийся переменной величиной.

М.С. Винарский предложил способ обработки результатов исследования скважин, который заключается в нахождении зависимости между временем снижения уровня на равные единицы длины и избыточным давлением на поглощающий пласт.

8.1.3. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважины при выполнении в ней различных операций.

На рис. 8.4 указаны факторы, обуславливающие снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины с целью предупредить поглощения. Мероприятия сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины. Кроме того, в целях своевременного предупреждения поглощения бурового раствора необходимо определить интервалы возможного поглощения. При подходе забоя к ин-



Рис. 8.4. Схема факторов, обуславливающих снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины

тервалам ожидаемого поглощения выполняют ряд профилактических мероприятий: добавляют наполнители в буровые растворы, регулируют их плотности и структурные параметры, скорость спуска инструмента с целью максимально возможного снижения гидростатического давления. К определениям места поглощения статического уровня и подсчетам максимально допустимого давления на поглощающий пласт приступают чаще всего после неудачных попыток ликвидации осложнения наиболее простыми методами.

Б.К. Грин (США) предложил комплекс и последовательность мероприятий по ликвидации поглощений, которые состоят из восьми этапов.

1. Подъем инструмента и ожидание. При появлении первых признаков поглощения (за исключением внезапных полных потерь циркуляции) бурение и циркуляцию растворов следует приостановить. Долото поднять на безопасную высоту инструмента и оставить скважину в покое на 4–8 ч. После этого возвратить долото на забой с соблюдением мер предосторожности, обеспечивающих минимальное гидродинамическое давление на породе.

2. Уменьшение давления и улучшение качества бурового раствора. Если после остановки бурения и ожидания поглощение не ликвидировано, следует установить, можно ли восстановить циркуляцию путем снижения общего давления на пласт и добавления в раствор закупоривающих материалов. При этом необходимо свести к минимуму повышение давления, создаваемое механическим способом, а также за счет снижения плотности,

вязкости и статического напряжения сдвига раствора. Рекомендуется, кроме того, добавление в буровой раствор до 15 % ореховой скорлупы или мелкой слюды. Раствор, содержащий указанные наполнители, медленно прокачивают в скважину в течение одного-двух циклов его обращения.

3. Периодическая закачка под давлением раствора заданной плотности с закупоривающими материалами. В тех случаях, когда работы, предусмотренные 1-м и 2-м этапами, не дают эффекта, рекомендуется тщательно проанализировать обстановку, по возможности установить глубину поглощающего интервала, тип поглощающей породы, высоту столба жидкости в скважине и скорость поглощения. Затем приступить к заготовке кашеобразной глинистой массы, замешиваемой на соленой воде (при бурении с соленым раствором) или на пресной (при бурении с раствором, приготовленным на пресной воде).

В приготовленную смесь необходимой плотности добавляют закупоривающие материалы, обязательно содержащие тяжелые, крупные, угловатые агрегаты для образования перемычки и хорошо калиброванные мелкие частицы для ее запечатывания. В связи с тем, что такая смесь обладает высокой водоотдачей, после фильтрации из нее воды в пласте остается тяжелая масса, заклинивающая трещины и укрепляющая пласт.

Для успешной изоляции поглощающего пласта в каждом случае необходимо определить вероятный размер трещин, чтобы образовать перемычку и перейти к проведению следующих мероприятий. При необходимости повторения заливок каждую последующую заливку следует производить с применением более крупных закупоривающих материалов. Оптимальный набор наполнителей должен включать частицы различных размеров для создания непроницаемых перемычек.

Доставив порцию такого раствора в поглощающий интервал, закрывают плашки превентора и осторожно задавливают материал в пласт, после чего выдерживают скважину 4–8 ч или до установления постоянного давления.

4. Определение места поглощения и вторичная задавка закупоривающих материалов. Значительное число поглощений наблюдается выше башмака колонны. Поэтому после первой или второй неудачной попытки ликвидации поглощения целесообразно определить место ухода раствора.

Выбор метода зависит от конкретных условий и результатов исследования скважины. После установления глубины залегания поглощающего интервала повторяют мероприятия, предусмотренные 3-м этапом (закачка под давлением вязких растворов, содержащих закупоривающие материалы).

5. Закачка в поглощающий интервал материалов, включающих крупные частицы. Если закачка в зону поглощения смесей, содержащих закупоривающие материалы, не дает положительных результатов, не следует продолжать попытки ликвидировать поглощение этими смесями. Необходимо применить более крупный наполнитель. Кроме того, рекомендуется проводить мероприятия, предусмотренные 4-м этапом.

6. Применение закупоривающих материалов, включающих специально подобранные по форме и размерам частицы. Если мероприятия, предусмотренные предыдущими этапами, не дали положительных результатов, следует попробовать поднять из скважины буровой инструмент и затем вновь спустить в нее буровые трубы с открытым концом. Затем приготовить смесь, содержащую крупные, угловатые материалы и специально об-

работанные крепкие частицы максимальных размеров, какие могут быть прокачаны насосами. Следует поддерживать однородность смеси, чтобы избежать закупорки бурильных труб (в особенности малого диаметра).

В районах, где в разрезе встречаются кавернозные пласты, для создания первичной перемычки, которую затем можно было бы закупорить с помощью обычных закупоривающих материалов (бентонита или шлама), применяли крепкие мешки или картонные коробки с необкатанным камнем.

Так, в скважине на месторождении Квиндино (Техас) потеря циркуляции произошла на глубине 233 м при бурении в кавернозном известняке. После того как для ликвидации поглощения безуспешно израсходовали 1940 м³ глинистого раствора и 9072 кг наполнителя, в скважину бросили 23 мешка длиной 1,5 м и диаметром 13,3 см, а затем залили жидкую смесь, содержащую кусочки кедрового волокна и смолу. В результате циркуляция была восстановлена окончательно.

7. Использование быстросхватывающейся смеси (БСС). Если мероприятия, предусмотренные 1–6-м этапами, не дали ожидаемого результата, то для закрытия пор и трещин поглощающего пласта следует применить БСС, которые часто в таких случаях являются эффективными как в сочетании с закупоривающими материалами, так и без них.

Успешно применяются для изоляции поглощающих пластов следующие БСС: смесь дизельного топлива с бентонитом, соответствующим образом задавливаемая в зону поглощения водой или буровым раствором, быстросхватывающаяся глинистая масса и раствор модифицированного цемента.

8. Спуск промежуточной обсадной колонны. В некоторых районах с помощью мероприятий, описанных выше, ликвидировать поглощение оказывается невозможным. В таких случаях останавливают бурение ниже зоны поглощения и спускают промежуточную колонну. Так, например, в штате Флорида зона катастрофических поглощений, сложенная кораллами, бурится без выхода циркуляции с забором морской воды, для чего приемные шланги насосов опускают в море.

В Западном Техасе при прохождении зоны поглощения использовали буровой раствор. При этом бурение велось без выхода циркуляции, что, естественно, создавало опасность прихвата. Поэтому после выхода из поглощающего пласта спускали промежуточную колонну.

Б.К. Грин также рассмотрел мероприятия по предупреждению поглощений, причиной которых является уменьшение эквивалентного гидростатического давления (ЭГД) до значения пластового давления. Там, где заранее ожидаются поглощения, рекомендуется добавлять от 8,5 до 15 кг мелкой слюды и ореховой скорлупы на 1 м³ бурового раствора для закупорки микротрещин и предупреждения их развития. Помимо перечисленных рекомендаций по профилактике поглощений предлагаются следующие.

1. Регулирование плотности бурового раствора путем совершенствования очистки его от песка и частиц выбуренной породы с помощью химреагентов, тщательного соблюдения правил химической обработки раствора и его разбавления. Добавление в раствор нефти и при необходимости аэрация его. Бурение с промывкой чистой водой.

2. Регулирование реологических параметров бурового раствора (снижение его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС)). Однако необходимо учитывать, что высоковязкие и высококоллоидные растворы спо-

способствуют ликвидации поглощений в маломощных пластах, сложенных нецементированным материалом.

3. Ограничение скорости спуска инструмента, плавный пуск буровых насосов и недопущение расхаживания инструмента.

4. Улучшение конструкции скважин для избежания воздействия утяжеленных растворов, применяемых при проходке нижележащих пород, на вышележащие породы.

Указанные мероприятия на практике разрешили многие вопросы, связанные с предупреждением и ликвидацией поглощений, сократив их число на 50–90 %. Однако, по мнению Б.К. Грина, хотя рекомендуемые мероприятия, безусловно, полезны, поглощение бурового раствора все еще является одним из наиболее тяжелых осложнений при бурении скважин.

К.Д. Фримен описывает комплекс мероприятий, разработанных для предупреждения потери циркуляции при бурении скважин в конкретном районе – бассейне Анадарко (штат Оклахома). В этот комплекс мероприятий входят: обеспечение низкого содержания твердой фазы и низкой вязкости бурового раствора; осторожный, медленный спуск колонны или бурового инструмента; наличие достаточного зазора между бурильными трубами и стенкой скважины.

На месторождении Поста в результате проведения этих мероприятий время бурения каждой скважины сократилось в среднем на 5 сут, а стоимость бурового раствора – на 75 %. Такие же удовлетворительные результаты были получены и при бурении скважин на соседнем месторождении.

К материалам и технологии проводимых работ предъявляются следующие требования:

1) для удобства обращения и обработки строго определенного интервала изолирующий агент должен представлять собой жидкость;

2) обработка объекта изоляции должна сводиться к единому процессу нагнетания, благодаря чему процесс изоляции упрощается, а вероятность успеха увеличивается;

3) образование пробки в интервале изолируемого пласта должно происходить не сразу, чтобы не появилась преждевременно непроницаемая перемычка, которая не позволит изолирующему объекту внедриться в изолируемый пласт;

4) изоляция должна быть устойчивой и долговременной;

5) продолжительность остановки бурения после нагнетания агента в пласт должна быть достаточно короткой;

6) при реакции, влекущей за собой образование изолирующей перемычки, не должно образовываться кислых побочных продуктов, способствующих растворению карбонатных пород (известняков или доломитов), которое может уменьшить эффективность изоляционных работ;

7) химические реагенты, используемые при изоляционных работах, должны быть безопасными;

8) возможность прихвата инструмента используемыми материалами должна быть исключена;

9) стоимость материалов и метода в целом не должна быть слишком высокой.

Эти требования можно применить и к методам, и к материалам для ликвидации поглощений буровых растворов, добавив следующее.

В пункте 1 необходимо предусмотреть возможность использования за-

купоривающих материалов (наполнителей), взвешенных в жидкости, размеры которых не препятствуют закачке смесей буровыми насосами и не вызывают опасности закупорки буровых труб.

Соответственно в пункте 3 следует сделать оговорку о том, что время образования тампонирующей пробки должно быть достаточно коротким, чтобы материал не мог уйти в пласт на значительное расстояние, что может резко снизить эффект обработки.

Применительно к изоляционным материалам и технологиям «Пан Америкен» добавила:

10) изоляционный материал должен изолировать поглощающие пласты при низких и высоких пластовых давлениях, при низких и высоких температурах;

11) необходимо надежно закупоривать жесткие трещины, гравийные отложения и высокопроницаемые объекты;

12) эффект изоляции пласта не должен зависеть от степени и характера минерализации пластовых вод.

Эти требования следует иметь в виду при разработке соответствующих методов и материалов и их сравнительной оценке. Следует также отметить, что эти требования не применимы в тех случаях, когда поглощения связаны с карстовыми пустотами больших объемов, наиболее эффективная изоляция которых может быть проведена с помощью спуска промежуточной колонны или хвостовика.

Рекомендации по предупреждению поглощений, разработанные многими отечественными и зарубежными исследователями, сводятся к следующему:

1. Регулирование свойств буровых растворов. Регулирование плотности бурового раствора за счет применения совершенной очистки его от песка и частиц выбуренной породы. Использование буровых растворов с низким содержанием твердой фазы, с низким предельным статическим напряжением сдвига и с низкой вязкостью приводит к снижению давления при спуске и подъеме труб.

Давление в раствор нефти и наполнителей с целью снижения его плотности и увеличения закупоривающей способности. Аэрация бурового раствора. Бурение с промывкой забоя технической водой, где позволяют геологические условия.

2. Регулирование скорости спускоподъемных операций и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость проработки, промежуточные промывки и восстановление циркуляции и др.).

3. Определение оптимального зазора между буровыми трубами и стенкой скважины. За счет этого уменьшаются перепады давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважины.

4. Изменение конструкций скважин с целью избежать воздействия утяжеленных растворов на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Таким образом, профилактические меры по предупреждению поглощений сводятся в основном к регулированию свойств буровых растворов и соблюдению технологических правил проводки скважин, направленных на снижение давления на стенку скважины.

Установлено, что трещины широко распространены в земной коре. В результате тектонических движений земной коры в горных породах образуются трещины разрыва, скалывания и сжатия. Особо опасными в отно-

шении возникновения поглощений являются трещины разрыва, образующие каналы значительных сечений.

Наиболее трудно ликвидируемые поглощения возникают при разбуривании сильно трещиноватых, иногда с наличием карстовых пустот, известняков и доломитов, карбонатных пород. Большинство карбонатных пород обладают так называемой «вторичной пористостью», которая возникает при циркуляции по первичным трещинам пластовых вод, обогащенных углекислым газом. Карбонатные породы при этом растворяются, сечение трещин возрастает. Это связано также с процессом доломитизации известняков, который заключается в частичном или полном замещении в известняках кальция магнием. Образование вместо известняка CaCO_3 доломита MgCO_3 сопровождается сокращением объема вещества приблизительно на 12 %, что приводит к возникновению многочисленных трещин, облегчающих циркуляцию воды по пласту.

Учитывая, что вскрытые скважиной горные породы поглощают буровой раствор только при условии превышения давления столба раствора над пластовым давлением и наличия достаточно высокой проницаемости пород, ликвидировать начавшееся поглощение можно двумя путями: первый заключается в снижении плотности бурового раствора, т.е. в уменьшении давления его столба, второй — в искусственном снижении проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), что затрудняет или вообще исключает проникновение бурового раствора в пласт.

Первый способ обычно применяют в районах, где для бурения скважин используют глинистый раствор различной плотности, а второй — в районах, где промывку скважин при бурении производят технической водой.

Снижение проницаемости ПЗП достигается за счет ввода в буровой раствор инертных наполнителей, которые проникают в трещины и каналы и блокируют пути ухода раствора в пласт, а также путем закачки в каналы ухода раствора тампонирующих смесей. Выбор способа снижения проницаемости ПЗП зависит от интенсивности поглощения бурового раствора пластом. Обычно интенсивность поглощения оценивают объемом (в м^3) бурового раствора, уходящего в пласт в течение 1 ч, т.е. в $\text{м}^3/\text{ч}$.

В настоящее время различают три категории интенсивности поглощений проницаемыми пластами: 1 — малой интенсивности (до 10–15 $\text{м}^3/\text{ч}$), 2 — средней интенсивности (до 40–60 $\text{м}^3/\text{ч}$) и 3 — высокоинтенсивные (более 60 $\text{м}^3/\text{ч}$).

Среди высокоинтенсивных поглощений выделяют так называемые «катастрофические поглощения», к которым в настоящее время относят поглощения, не ликвидируемые обычными способами. Интервалы с такими поглощениями, как правило, перекрывают обсадными колоннами.

Ликвидируют поглощения малой интенсивности при помощи ввода в буровой раствор наполнителей: слюды-чешуйки, мелкой резиновой крошки (размеры частиц 1–5 мм), водной дисперсной резины (ВДР) и др. Из указанных наполнителей наименее известна ВДР, являющаяся продуктом диспергирования отходов резины в водной среде. Применяют ВДР как наполнитель в количестве 5–10 % к объему бурового раствора для предупреждения прихватов колонны труб.

Поглощения средней интенсивности устраняют путем закачки в поглощающий пласт быстросхватывающихся смесей (БСС) с наполнителями. БСС цементные состоят из смеси двух цементов различного минерального

и химического составов, например тампонажного, глиноземистого и портландцементов. Следует подчеркнуть, что обязательной составной частью БСС любого состава является глиноземистый цемент, изменением количества которого регулируют сроки схватывания смеси цементов (табл. 8.1).

В качестве наполнителя используют кордное волокно (наиболее распространенный наполнитель), резиновую крошку с частицами до 5–8 мм и ряд других материалов.

Объем БСС выбирают на основе анализа промысловых данных по ликвидации поглощений закачкой в пласты БСС по каждой конкретной площади. Все виды тампонажных смесей после их приготовления закачивают в поглощающий пласт при помощи цементировочного агрегата (одного или нескольких) через спущенные в скважину до кровли пласта бурильные трубы с открытым концом и установленным пакером. При помощи пакера перекрывают затрубное пространство и продавливают БСС в пласт. Затем освобождают пакер и поднимают колонну бурильных труб до такого положения, при котором ее нижний конец будет выше места установки пакера, чтобы исключить прихват труб схватывающейся БСС. Скважину выдерживают в покое в течение времени, необходимого для схватывания смеси. Затем скважину опрессовывают, разбуривают цементный стакан, вновь опрессовывают ствол на определенное давление и, если скважина не поглощает раствор, возобновляют бурение.

Высокоинтенсивное поглощение при наличии одного поглощающего пласта устраняют путем закачки в пласт «мягкой пробки» из наполнителей, с последующей задавкой в пласт тампонажной пасты. Объем «мягкой пробки» обычно составляет 20–40 м³. Получают эту пробку путем смешивания глинистого раствора или густого эмульсионного раствора (90–94 % воды, 5–9 % дизельного топлива, 1 % эмульгатора) с возможно большим количеством наполнителя.

В качестве наполнителя используют: НДР (наполнитель дробленая резина); ВОЛ (вулканизированные отходы латекса); ПУН (пластинчатый упругий наполнитель); НТП (наполнитель текстиль прорезиненный).

НДР выпускают трех марок: НДР-10, НДР-15, НДР-25 (размер частиц соответственно 10, 15 и 25 мм). Предназначены НДР для изоляции поглощения в крупнотрещинной породе.

ПУН служат для изоляции крупных трещин и представляют собой пластинки из отходов резино-технических изделий, максимальный размер которых может достигать 75–80 мм.

ВОЛ и НТП предназначены для изоляции трещин среднего размера (размер частиц до 30 мм).

Для перевода «катастрофического» поглощения в обычное высокоин-

Таблица 8.1

Сроки схватывания различных смесей цемента

| Содержание цемента в смеси, % | | Сроки схватывания, мин | | Продолжительность, мин |
|-------------------------------|----------------|------------------------|-------|------------------------|
| тампонажного | глиноземистого | начало | конец | |
| 100 | 0 | 160 | 320 | 160 |
| 90 | 10 | 20 | 40 | 20 |
| 80 | 20 | 9 | 10 | 1 |
| 70 | 30 | 7,5 | 8,5 | 1 |
| 60 | 40 | 4 | 4,8 | 0,8 |
| 50 | 50 | 3 | 3,6 | 0,6 |

тенсивное применяют тампонажные смеси, обладающие высокой закупоривающей способностью.

В Татарии, например, используют разработанный во ВНИИБТ тампонажный раствор с высокой водоотдачей (ТРВВ). Высокая закупоривающая способность ТРВВ достигается за счет осаждения из раствора с помощью флокулянтов твердой фазы, включая наполнитель. Приготавливают ТРВВ смешиванием цементного раствора пониженной плотности ($1,4-1,5 \text{ г/см}^3$) с утяжеленным буровым раствором или глинистым раствором, содержащим наполнитель. Глинистые и цементные растворы смешивают в следующих соотношениях по объему: $0,5 \div 2,0$ к $1,0$. Добавки флокулянтов ничтожны, например, добавка ПАА «Пушер» составляет всего 50 г на 1 м^3 смеси растворов. Использование флокулянтов – весьма перспективное направление в изоляции поглощений. Флокулянты необходимо применять во всех случаях, когда используют смеси цемента и глины для борьбы с поглощением.

БСС могут быть получены на основе специальных цементов – глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более $10-20 \%$ от массы смеси. При этом начало схватывания при $V/C = 0,5$ может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет $1,4-1,7 \text{ МПа}$. При вводе в глиноземистый цемент до 4% фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно. Гипсоглиноземистый цемент из-за высокой стоимости чаще применяют в смеси с другими цементами. Так, быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении $20-30 \%$ гипсоглиноземистого цемента в тампонажный, при этом расширение камня составляет до 5% . Для облегчения такой смеси в нее добавляют до 30% диатомита с влажностью не более 6% , при $V/C = 0,8$ плотность $1,55 \text{ г/см}^3$, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до $1 \text{ ч } 25$ мин. Расширяющийся быстросхватывающийся цемент с началом схватывания до 20 мин можно получить введением в глиноземистый цемент до 25% строительного гипса.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве $30-50 \%$ от массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве $4-6 \%$ от массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью ($1,65-1,7 \text{ г/см}^3$) по сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Гипсовые растворы. Для изоляции пластов с температурой $25-30 \text{ }^\circ\text{C}$ применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др. В табл. 8.2 приведены показатели свойств гипсовых растворов при атмосферных условиях.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообра-

Таблица 8.2

Показатели свойств гипсовых растворов при атмосферных условиях

| Тип гипса | В/Г | Добавка ТПФН, % | Плотность, г/см ³ | Растекае- мость, см | Сроки схватывания, ч-мин | | Прочность на сжатие через 4 ч, МПа |
|--------------------|-----|--------------------|---------------------------------|------------------------|-----------------------------|-------|---|
| | | | | | начало | конец | |
| Высокопроч- ный | 0,5 | 0,01 | 1,72 | 19,5 | 0–15 | 0–20 | 4,2 |
| | 0,5 | 0,03 | 1,72 | 20,5 | 0–25 | 0–30 | 4,5 |
| | 0,5 | 0,075 | 1,72 | 20,5 | 0–35 | 0–45 | 4,5 |
| | 0,6 | – | 1,66 | 24 | 0–17 | 0–20 | 3,9 |
| | 1 | – | 1,46 | 25 | 0–26 | 0–30 | 1 |
| Строитель- ный | 0,7 | 0,1 | 1,68 | 20 | 0–10 | 0–20 | 3,9 |
| | 0,6 | 0,5 | 1,68 | 18,5 | 0–40 | 1–00 | 3,7 |
| | 0,6 | 1 | 1,67 | 19 | 1–50 | 2–10 | 1,1 |
| Водостойкий | 0,6 | 0,1 | 1,65 | 22 | 0–15 | 0–25 | 3,8 |
| | 0,6 | 0,3 | 1,65 | 22 | 0–30 | 0–35 | 1,9 |
| | 0,6 | 0,5 | 1,64 | 22 | 0–40 | 0–50 | 1,3 |
| | 0,6 | 0,7 | 1,64 | 21 | 0–50 | 1–00 | 0,6 |

зования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса. Цементные растворы более восприимчивы к повышенному содержанию воды, поэтому разбавление их в процессе тампонирувания отрицательно влияет на качество изоляционных работ. Хорошими физико-механическими свойствами обладают гипсовые растворы с добавками полимеров.

Гипсоцементные смеси. Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3–4 ч после затворения смеси.

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения не превышает $(5 \div 9) \cdot 10^{-3}$ мкм², а через 24 ч – $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Гипсоцементные растворы приготавливают смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента. В табл. 8.3 представлены свойства гипсоцементных смесей, полученных сме-

Таблица 8.3

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента

| В/С | Замедлитель | | Плотность, г/см ³ | Растекае- мость, см | Сроки схватывания, ч-мин | | Прочность на сжатие через 4 ч, МПа |
|-----|-------------------|--------------------|---------------------------------|------------------------|-----------------------------|-------|---|
| | наимено- вание | содержа- ние, % | | | начало | конец | |
| 0,6 | – | – | 1,72 | 24 | 0–10 | 0–15 | 1,4 |
| 0,6 | ТПФН | 0,2 | 1,72 | 24 | 0–20 | 0–30 | 1,1 |
| 0,6 | ТПФН | 0,3 | 1,72 | 24 | 0–25 | 0–35 | 1 |
| 0,6 | ТПФН | 0,4 | 1,72 | 24 | 0–40 | 0–50 | 0,8 |
| 0,6 | ТПФН | 0,5 | 1,72 | 25 | 0–40 | 0–50 | 0,7 |
| 0,5 | ССБ | 1 | 1,76 | 25 | 0–40 | 0–55 | 1,1 |
| 0,5 | ГМФН | 0,7 | 1,89 | 21 | 0–30 | 0–40 | 0,8 |

Таблица 8.4

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением раствора цемента и гипса

| Замедлитель | | Плотность, г/см ³ | Растекае- мость, см | Сроки схватывания, ч- мин | | Прочность на сжатие через 4 ч, МПа |
|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|------------------------|------------------------------|-------|---|
| наименование | количество, % (от массы гипса) | | | начало | конец | |
| — | — | 1,76 | 20 | 0–06 | 0–10 | 1,6 |
| ССБ | 2 | 1,71 | 25 | 0–32 | 0–42 | 1,7 |
| ТПФН | 0,2 | 1,72 | 24 | 0–20 | 0–35 | 1,6 |
| ТПФН | 0,3 | 1,79 | 26 | 0–25 | 0–30 | 1 |
| ТПФН+Na ₂ CO ₃ | 0,2+1 | 1,73 | 24 | 0–30 | 0–40 | 1,4 |
| ТПФН+Na ₂ CO ₃ | 0,2+1 | 1,73 | 24 | 0–55 | 1–10 | 1,2 |

шением сухого гипса и цемента в соотношении 1:1, а в табл. 8.4 – смешением раствора цемента и гипса в соотношении 1:1 (цемент Вольского завода, В/Ц = 0,5, гипс строительный, В/Г = 0,7).

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурительных трубах необходимо вначале закачать 1 м³ водного раствора замедлителя, на котором затворяли гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к разбавлению водой значительно выше, чем у цементных растворов. Резюмируя сказанное, отметим:

1) кривые загустевания гипсоцементных смесей, так же как и кривые пластической прочности, показывают, что переход от коагуляционного периода структурообразования к кристаллизационному происходит за небольшой период;

2) изменение температуры в пределах 10–50 °С оказывает существенное влияние на процесс;

3) увеличение содержания воды отодвигает начало загустевания смесей, причем формирующаяся структура в процессе перемешивания разрушается только при В/Ц = 0,8 и выше;

4) быстрое загустевание смеси даже при значительном содержании воды (В/С = 0,8÷0,9) свидетельствует о высоких тампонирующих свойствах гипсоцементных смесей и выгодно отличает их от цементных растворов, которые весьма чувствительны к разбавлению водой.

Так как гипсоцементные растворы имеют короткий период перехода от тиксотропной коагуляционной структуры к прочной конденсационно-кристаллизационной структуре, они могут быть рекомендованы для перекрытия крупнокавернозных и сильнотрещиноватых поглощающих участков ствола скважины.

Перемешивание гипсоцементных смесей приводит к их загустеванию на время, несколько меньшее начала схватывания в статических условиях. Загустевание смеси свидетельствует о развитии в системе конденсационно-кристаллизационной структуры, дальнейшее перемешивание раствора приводит к падению прочности получаемого гипсоцементного камня.

Глиноцементные растворы. Глиноцементные растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Бентонит снижает проницаемость тампонажного камня, уплотняет его структуру. Свойства глино-

Таблица 8.5

Свойства глиноцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % CaCl₂

| Содержание глинопо- рошка на 100 массо- вых частей цемента, % | Плотность, г/см ³ | Растекае- мость, см | Сроки схватывания, ч-мин | | Прочность на сжатие через 24 ч, МПа |
|---|---------------------------------|------------------------|-----------------------------|-------|---|
| | | | начало | конец | |
| 4 | 1,8 | 20,5 | 3–15 | 4–40 | 4,2 |
| 6 | 1,82 | 19,5 | 3–05 | 4–35 | 4,7 |
| 8 | 1,82 | 20 | 3–00 | 4–25 | 4,8 |
| 10 | 1,84 | 19 | 3–50 | 5–05 | 5 |

цементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % CaCl₂ приведены в табл. 8.5.

Добавка к глиноцементной смеси 0,5–1 % сернокислого глинозема усиливает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Глиноземистые смеси с сернокислым глиноземом сохраняют стабильные вязкостные свойства в течение времени, достаточного для их доставки в зону поглощения. Затем происходит интенсивный рост вязкости и смесь при заданном избыточном давлении продавливают в пласт.

Время прокачивания таких смесей составляет 80–100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания. Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С приведены в табл. 8.6.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементосмесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Для изоляции зон интенсивных поглощений во ВНИИБТ разработан глиноцементный тампонажный раствор с высоким показателем водоотдачи (ТРВВ). Его готовят смешением в тройнике цементного раствора плотностью 1,35–1,45 г/см³ и бентонитового раствора плотностью 1,18–1,2 г/см³ в соотношении 1:2 (для более сложных зон поглощений в соотношении 1:1). ТРВВ имеет высокую вязкость и показатель фильтрации, в результате чего фильтрат уходит в пласт, а проницаемая прискважинная зона закупоривается цементными и глинистыми частицами и наполнителем, вводимым в раствор. Следом за ТРВВ закачивают обычный глиноцементный раствор, затворенный на водном растворе хлорида кальция.

Таблица 8.6

Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С

| Це- мент | Вода | Бенто- нит | Наполнитель | | Ускори- тель | Плот- ность, г/см ³ | Расте- каемость, см | Время насту- пления пла- стической прочности, равной 10 кПа, мин |
|-------------|------|---------------|------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------|---------------------------|---|
| | | | на- имено- вание | количе- ство | | | | |
| | | | | | | | | |
| 100 | 90 | 20 | Перлит | 5 | – | 1,6 | 16 | 200 |
| 100 | 135 | 33 | « | 5 | – | 1,37 | 20,5 | 120 |
| 100 | 120 | 33 | Керамзит | 5 | – | 1,35 | 16 | 110 |
| 80 | 80 | 20 | « | 5 | – | 1,6 | 15 | 150 |
| 25 | 170 | 70 | « | 5 | – | 1,33 | 13 | 136 |
| 25 | 190 | 70 | Перлит | 5 | – | 1,24 | 13 | 144 |
| 48 | 140 | 47 | « | 5 | – | 1,31 | 14,5 | 198 |
| 70 | 90 | 30 | « | – | 0,7 | 1,51 | 18 | 105 |
| 60 | 100 | 40 | « | – | 0,6 | 1,46 | 14,5 | 120 |

Цементно-полимерные растворы получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость, непроницаемость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важное качество таких растворов то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

В б. ВНИИРнефти разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамина (ПЭПА). В табл. 8.7 приведены свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента с отверди-телем ПЭПА в количестве 20 % от объема смолы (В/Ц = 0,5).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному топливу позволяет безопасно транспортировать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампонажа зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремневой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются соляроцементные, соляробентонитовые и соляроцементно-бентонитовые смеси.

Соляроцементные смеси содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30–50 % кварцевого песка.

Соляробентонитовые смеси (СБС) готовят плотностью от 1,1 до 1,3 г/см³ (на 1 м³ дизельного топлива 1–1,5 т бентонита). СБС после вытеснения дизельного топлива водой быстро загустевают и через 15 мин приобретают пластическую прочность 40–60 МПа.

Таблица 8.7

Свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента

| Добавка ТЭГ, % (от массы цемента) | Растекаемость, см | Температура, °С | Время загустевания, ч-мин | Прочность через 2 сут, МПа | | Газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ² |
|-----------------------------------|-------------------|-----------------|---------------------------|----------------------------|-----------|--|
| | | | | на изгиб | на сжатие | |
| – | 20 | 50 | 4–10 | 4,9 | 13,2 | 1,8 |
| | | 75 | 1–35 | 6,4 | 17,3 | 0,8 |
| 1 | 21 | 50 | 2–50 | 7,3 | 20 | 0,2 |
| | | 75 | 1–30 | 7 | 21 | 0,15 |
| 3 | 22,5 | 50 | 2–20 | 8 | 20,5 | 0,2 |
| | | 75 | 1–30 | 7 | 21 | 0,15 |
| 6 | 23 | 50 | 1–50 | 6,4 | 16 | 0,03 |
| | | 75 | 1–20 | 6,8 | 22 | 0,007 |

Соляроцементно-бentonитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300-500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ от массы смеси на 1 м³ дизельного топлива. При смешивании с водой или буровым (глинистым) раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости приготавливают в следующем порядке. В мерные емкости цементировочных агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива – по 0,5 м³, объем смеси не должен превышать 5 м³. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1 % бурового раствора.

Образование плотного геля при соединении смеси с водой происходит благодаря тому, что она очень быстро абсорбирует воду. Образующийся в течение нескольких секунд гель вначале напоминает «замазку». Через несколько минут «замазка» превращается в густую, малоподвижную резинообразную массу, устойчивую к деформациям и перемещениям под действием сил, возникающих при перепаде давлений.

Содержащиеся в буровом растворе механические частицы (обломки выбуренной породы и т.п.) способствуют некоторому упрочнению образующейся массы. Через два часа, особенно при высокой минерализации находящейся в зоне поглощения жидкости, загустевший материал напоминает по своим механическим свойствам обычный ластик из искусственной резины и обладает упругими свойствами, близкими к свойствам обычной корковой пробки. Для получения максимального количества геля необходимо, чтобы соотношение объемов исходной смеси и воды не выходило за пределы 8:1–1:1.

Для изоляции катастрофических поглощений используют специальные устройства типа УПП с эластичной оболочкой, разработанные во ВНИИБТ.

В наиболее тяжелых случаях интервал «катастрофического» поглощения перекрывают обсадными трубами. Для изоляции высокоинтенсивных поглощений в ТатНИПИнефть разработаны специальные профильные перекрыватели. Перекрыватель представляет собой продольно гофрированную обсадную трубу, которую спускают в скважину на нужный интервал. Под действием внутреннего избыточного давления 5,0–6,0 МПа сечение трубы принимает круглую форму, и труба плотно прижимается к стенкам скважины, изолируя поглощающие каналы.

Проблема борьбы с поглощениями еще не решена в полной мере, поэтому расширение ассортимента наполнителей, новых высокоэффективных тампонажных смесей и других средств может существенно сократить затраты времени и средств на ликвидацию поглощений.

В каждом отдельном случае рецептуру БСС разрабатывает лаборатория. Время от момента затворения до начала схватывания БСС должно быть рассчитано так, чтобы можно было успеть выполнить все операции от начала приготовления смеси до конца продавки ее в скважину. БСС можно закачивать в скважину через бурильные трубы. Конец бурильных труб следует устанавливать выше кровли поглощающего горизонта. Количество

продавочной жидкости принимается равным внутреннему объему спущенных бурильных труб, соответствующему их длине, за вычетом положения статического уровня и еще 50 м. Во избежание прихвата бурильных труб во время заливки их надо все время расхаживать.

Во многих нефтяных районах для борьбы с поглощениями промывочной жидкости широко применяют пакеры различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство с целью:

- а) предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- б) возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;
- в) задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы;
- г) определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины;

д) определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов на различных глубинах, использование пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ (ожидание затвердения цемента), при этом предотвращается влияние поглощающих пластов друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений промывочной жидкости, подразделяют на две группы: многократного действия и разового действия (разбуиваемые). Пакеры разового действия оставляют в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуивают вместе с цементным мостом.

По принципу действия пакеры многократного действия делят на гидравлико-механические, гидравлические и механические.

Наиболее распространены пакеры гидравлико-механического действия. В качестве примера рассмотрим гидравлико-механический пакер ТатНИИ ГМП-2 (рис. 8.5). Перед спуском пакера в скважину поршень 2 фиксируется в нужном положении винтами. Вывод плашек в рабочее положение осуществляется давлением жидкости, а сжатие резинового элемента - весом колонны бурильных труб. Четыре плашки 8 насажены на общем кольце 9, которое опирается на четыре кулачка 17. Каждый кулачок крепится к плунжеру 11 двумя винтами. Плашка удерживается в транспортном положении двумя пружинами 10. Нижняя часть плунжера вставлена в

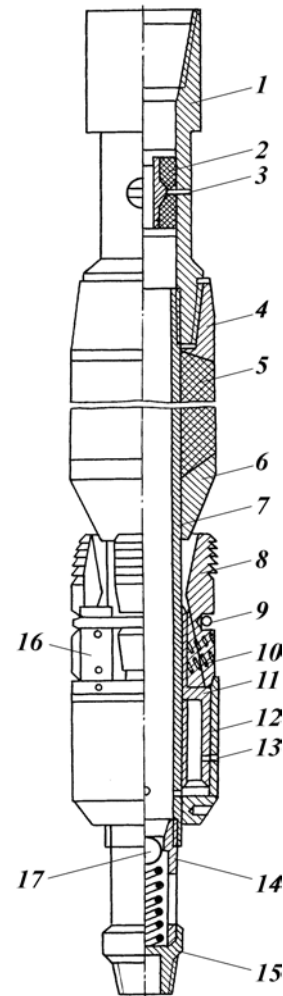


Рис. 8.5. Гидравлико-механический пакер ГМП-2:

1 - переводник; 2 - поршень; 3 - винт; 4 - головка; 5 - резиновый элемент; 6 - конус; 7 - ствол; 8 - плашка; 9 - кольцо; 10 - пружина; 11 - плунжер; 12 - цилиндр; 13 - штифт; 14 - корпус клапана; 15 - переводник; 16 - шар; 17 - кулачок

цилиндр 12 и закреплена штифтами 13, которые предотвращают движение плунжера вверх при спуске пакера в скважину. Снизу в ствол пакера ввинчивается обратный клапан, предотвращающий обратное движение цементного раствора (смеси) после закачки его в зону поглощения под давлением.

После спуска пакера в скважину до нужной глубины в бурильные трубы при определенной производительности закачивается промывочная жидкость. Центральное отверстие клапана, создавая сопротивление движению жидкости, вызывает повышение давления в стволе пакера. Под действием давления штифты 13 срезаются, и плунжер с плашками движется вверх. Конус отжимает плашки к стенкам скважины и при посадке (подаче вниз) бурильных труб плашки окончательно заклинивают пакер, а резиновый элемент сжимается, разобщая зону поглощения от затрубного пространства. Цементный раствор (смесь) закачивают в пласт, поглощающий жидкость, а пакер извлекают на поверхность. При подъеме его конус освобождает плашки, которые пружиной возвращаются в транспортное положение. В манжетном разбуриваемом пакере ТатНИИ разобшение осуществляется при помощи четырех манжет, укрепленных на одном полом дюралюминиевом стволе. Манжеты расположены так, что две средние из них образуют дополнительную камеру самоуплотнения. Жидкость под давлением, попадая в камеру самоуплотнения, прижимает ее манжеты к стенкам скважины, что обеспечивает надежное разобшение полости скважины.

Пакер на бурильных трубах спускается до необходимой глубины, скважина промывается и затем в бурильные трубы бросают шар, который перекрывает отверстие в башмаке. Давление повышается, срезаются верхние штифты, кожух смещается вниз, освобождая манжеты. В зону поглощения закачивают цементный раствор (смесь). Затем бросают пробку, которая продавливается до пакера расчетным количеством жидкости. В конце продавки пробка садится в специальное гнездо в корпусе пакера, и давление резко повышается. Вращением бурильных труб вправо переводник отвинчивается от корпуса, после чего поднимают бурильные трубы. Все оставшиеся в скважине детали пакера изготавливают из дюралюминия, и после ОЗЦ они легко разбуриваются вместе с цементом.

8.2. ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Газонефтеводопроявления и грифонообразования - это серьезный вид осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин, требующих длительных и дорогостоящих ремонтных работ. Бурение, особенно вскрытие продуктивного газового пласта, при некоторых обстоятельствах может привести к значительному поступлению флюида в скважину в процессе бурения и в заколонное пространство после цементирования. В некоторых случаях поступление флюида может перейти в газонефтеводопроявления с последующим развитием в грифоны, газовые или нефтяные фонтаны, наносящие огромный экономический ущерб. Особенно часты они при бурении газовых скважин в зонах с АВПД.

На ряде месторождений, в особенности с аномально высокими пластовыми давлениями, наблюдаются многочисленные случаи заколонных газонефтепроявлений после цементирования обсадных колонн.

Длительно действующие пропуски газа приводят к насыщению вышележащих пористых горизонтов.

Значительные затраты средств и времени на ликвидацию фонтанов, грифонов и проявлений могли бы быть снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газонефтепроявлений, их причины, проведении ряда организационно-технических и профилактических мероприятий.

К наиболее характерным осложнениям при бурении и эксплуатации газовых скважин, требующих незамедлительного ремонта, относятся следующие:

1. Насыщение бурового раствора газом в процессе бурения и (или) при остановке углубления скважины.

2. Межколонные газопроявления, связанные с негерметичностью резьбовых соединений колонн (этот вид осложнений встречается и при эксплуатации скважин).

3. Заколонные (межколонные) каналообразования, связанные с физико-химическими процессами в кольцевом пространстве, и поступление по ним газа.

4. Накопление газа в межтрубном (затрубном) пространстве.

5. Межколонные перетоки и насыщение газом вышележащих пластов.

6. Грифонообразования (характерны и для эксплуатации скважин).

Каждое из названных осложнений может перерасти в открытые газовые (нефтяные) фонтаны, если вовремя не предпринять меры или не провести ремонтные работы.

Выявление природы газопроявлений при бурении и после цементирования скважин, объяснение причин движения газа, объединение наблюдений и результатов экспериментов в единую теорию представляют довольно сложную задачу.

8.2.1. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ

При бурении глубоких скважин нельзя исключить возможность газонефтеводопроявлений (ГНВП), которые являются одним из самых распространенных видов осложнений. ГНВП нередко заканчиваются нерегулируемыми фонтанами пластовых флюидов, что часто приводит к гибели скважин и оборудования, а также потерям углеводородного сырья.

Проникновение газа в буровой раствор приводит к изменению его свойств. Вязкость и статическое напряжение сдвига буровых растворов возрастают, что в значительной степени затрудняет проведение профилактических мероприятий по их дегазации. Поступление газа в скважину вызывает падение плотности буровых растворов. Увеличивается разница плотности истинной и кажущейся, вследствие чего буровые растворы утяжеляют, хотя это не вызывается технологическими и геологическими условиями и может привести к поглощению раствора с последующим снижением противодавления на пласты.

При низких значениях вязкости и статического напряжения сдвига наблюдается «кипение» бурового раствора в скважине и желобной системе.

Следствием поступления газа в скважину может явиться перелив бурового раствора с последующим выбросом и фонтанированием; 4%-ное га-

зонасыщение бурового раствора приводит к понижению коэффициента подачи насоса на 12–19 %.

Газовые выбросы далеко не всегда могут быть замечены в своем развитии. Падение противодавления на пласт происходит постепенно, без видимых на устье скважины изменений, и после наступления «неустойчивого равновесия» возможен выброс с последующей работой пласта без противодавления.

Отмечены случаи газирования бурового раствора во время остановок скважины без промывки в течение более 1 ч, а также возникновения открытого фонтанирования скважин при подъеме инструмента.

Для предупреждения ГНВП повышают плотность бурового раствора из того расчета, что давление его столба должно быть выше пластового. Нижний предел превышения забойным давлением пластового ограничен техническими нормами, а верхний — нет. Опасаясь ГНВП, буровики, как правило, стараются не рисковать и чрезмерно утяжеляют буровой раствор. В некоторых районах репрессия на пласты составляет 7–15 МПа и более. Принятие таких мер при проводке скважин приводит к снижению скорости их бурения, росту опасности возникновения прихватов бурильной колонны, поглощениям бурового раствора, закупорке коллекторов и, как следствие, к снижению эффективности геологопоисковых и буровых работ, повышению их стоимости и другим негативным явлениям.

Практика буровых работ в нашей стране и за рубежом показывает, что повышение эффективности глубокого бурения связано с понижением репрессии на разбуриваемые пласты, а также с уменьшением содержания частиц выбуренной породы, в том числе коллоидных, в буровых растворах.

Необходимо иметь в виду, что безопасное ведение работ предполагает совершение мер безопасности, основными из которых являются:

- прогнозирование пластового (порового) давления на всех стадиях проектирования и строительства скважин;

- разработка надежных методов проектирования конструкций скважин;

- разработка и производство надежного устьевого оборудования — пре-венторов, дросселей, сепараторов, дегазаторов, запорной арматуры и др.;

- создание технических систем для обнаружения флюидопроявлений на ранней стадии их возникновения;

- разработка более совершенных методов расчета изменения забойного давления при бурении, спускоподъемных операциях, а также во время длительных остановок;

- разработка и внедрение способов и технических средств ликвидации проявлений.

Признаки проявлений

Поступление пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркуляционного потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы или признаки проявлений обладают различной значимостью в зависимости от информативности, времени поступления и интенсивности притока флюида.

Практикой бурения установлены следующие признаки газонефтеводопроявлений:

увеличение объема (уровня) бурового раствора в емкостях циркуляционной системы;

повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;

уменьшение против расчетного объема доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны;

увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны;

повышение газосодержания в буровом растворе;

возрастание механической скорости бурения;

изменение показателей свойств бурового раствора;

изменение давления на буровых насосах.

Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с буренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа, при этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем больше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Вес столба уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, и в результате возможны выбросы. Выбросы могут возникнуть и при понижении уровня промывочной жидкости в скважине, которое происходит или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

В случаях, указанных выше, необходимо усилить промывку скважины, приостановить бурение или спуск-подъем до особого распоряжения и одновременно следует принять меры к дегазации раствора.

Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5–15 % выше пластового в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных буровых растворов. При утяжелении раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной.

Однако нельзя ограничиваться только утяжелением бурового раствора как мерой борьбы с выбросами газа, нефти или интенсивным переливом воды, так как выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление растворов – операция длительная.

Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо немедленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье оборудовано специальным противовыбросовым оборудованием – превентором, задвижками и др.

Противовыбросовое оборудование

Устье скважины при бурении, опробовании, а также при испытании герметизируют с помощью специального противовыбросового оборудования. В комплект противовыбросового оборудования входят плашечные,

универсальный, вращающийся превенторы, аппаратура для дистанционного и ручного управления ими, а также система трубопроводов обвязки с задвижками (или кранами) высокого давления, имеющими дистанционное управление.

Плашечный превентор (рис. 8.6) состоит из корпуса 2, двух подвижных плашек 10 и двух гидравлических цилиндров 1 и 6. Каждая плашка 10 соединена со штоком 11 цилиндра 1 или 6 двойного действия. Цилиндры закреплены на боковых крышках 12, которые подвешены на корпусе 2 при помощи шарниров 13. Управление работой цилиндров гидравлическое со специального пульта. Рабочая жидкость к цилиндрам подводится по трубкам 14 от специального гидравлического привода, установленного вдали от превентора.

Превентор управляется дистанционно со специального пульта с помощью гидравлического привода. При выходе из строя дистанционного управления превентор можно закрыть вручную вращением штурвалов, вынесенных за пределы буровой в специальное укрытие. Для ручного закрытия плашек и блокировки их в закрытом положении внутри штока каждого цилиндра имеются цилиндрическая втулка 7 с резьбой и валик 8 с такой же резьбой. Валик выведен наружу и заканчивается вилкой 9 для карданного соединения с тягой, которая соединяет его со штурвалом ручного управления.

Для обогрева превентора в зимний период в корпусе имеются каналы 3 для подачи тепла. Боковые крышки крепятся к корпусу при помощи винтов 5.

Герметичность соединения обеспечивается уплотнительными кольцами 4, которые перед установкой смазывают специальной уплотнительной смазкой.

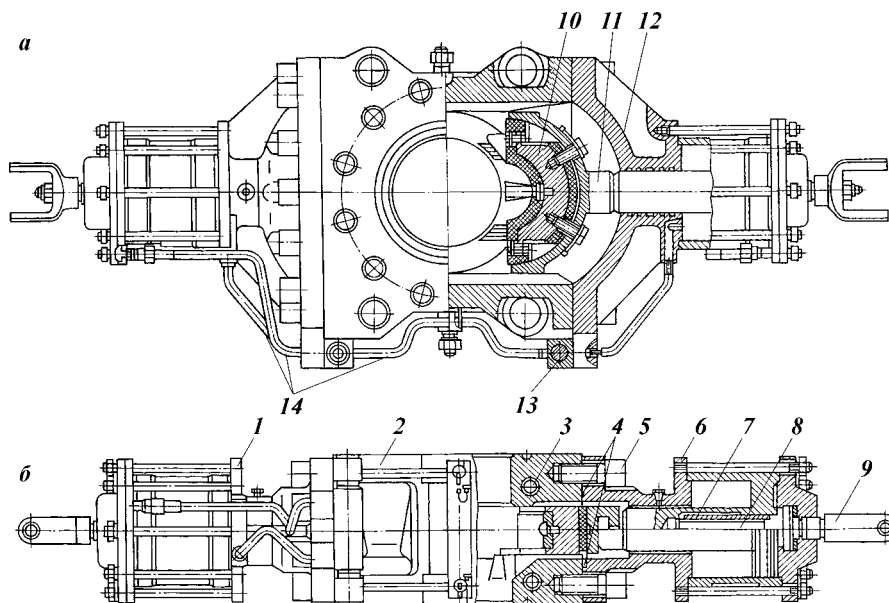


Рис. 8.6. Плашечный превентор ППГ 230x320

Плашки 10 с помощью штока 11 и гидравлических цилиндров 1 и 6 могут перемещаться в корпусе 2 и открывать либо закрывать проходное отверстие в нем. Плашки изготавливают с вырезом в виде полукруга, облицованным специальной резиной (так называемые вырезные плашки), либо без такого выреза (глухие плашки). Поверхности, которыми плашки касаются друг друга в закрытом превенторе, облицованы резиной. Превенторы с вырезными плашками служат для герметизации устья, когда в скважину спущены бурильные трубы; радиус полукруглого выреза равен наружному радиусу бурильных труб. Превенторы с глухими плашками герметизируют устье скважины после подъема бурильной колонны. Поэтому следует устанавливать не менее двух плашечных превенторов: один с вырезными плашками, второй — с глухими.

Завод «Баррикады» изготавливает плашечные превенторы с гидравлическим управлением нескольких типоразмеров: ППГ 156×320, ППГ 230×320, ППГ 230×500 и ППГ 230×700. Первое число в шифре превентора означает диаметр проходного отверстия в мм, второе — рабочее давление превентора в кгс/см².

Универсальный превентор герметично закрывает устье скважины, когда в нем находится бурильная труба или бурильный замок, или ведущая труба. Он состоит из корпуса 3 (рис. 8.7), закрытого сверху крышкой 1, плунжера 4 с уплотнительными манжетами, резинового уплотнителя 2, верхней 6 и нижней 7 запорных камер, к которым по трубкам 5 подводится рабочая жидкость от гидравлического привода. Управление превентором дистанционное с того же пульта, что и плашечными превенторами. Под давлением жидкости, подаваемой в камеру 7, плунжер 4 перемещается вверх и своей наклонной поверхностью нажимает на уплотнитель 2. Последний, деформируясь в направлении вертикальной оси превентора, плотно прижимается к поверхности элемента бурильной колонны, оказавшегося в превенторе, либо полностью закрывает проходное отверстие в роторе,

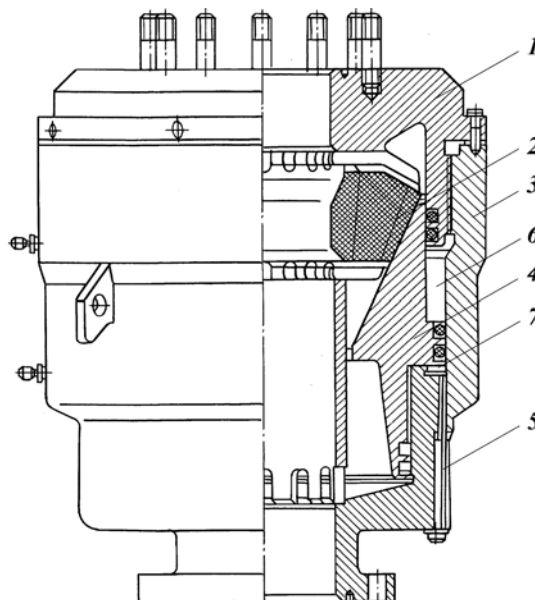


Рис. 8.7. Универсальный превентор ППГ 230×320

если бурильная колонна поднята из скважины. При подаче же жидкости в камеру 6 плунжер 4 опускается вниз, а уплотнитель 2 возвращается в первоначальное положение и освобождает трубу.

Универсальные превенторы с гидравлическим управлением типа ПУГ 230×320 изготавливают серийно.

Вращающиеся превенторы (рис. 8.8) применяются только при роторном бурении и служат для герметизации устья скважины, когда в ней на-

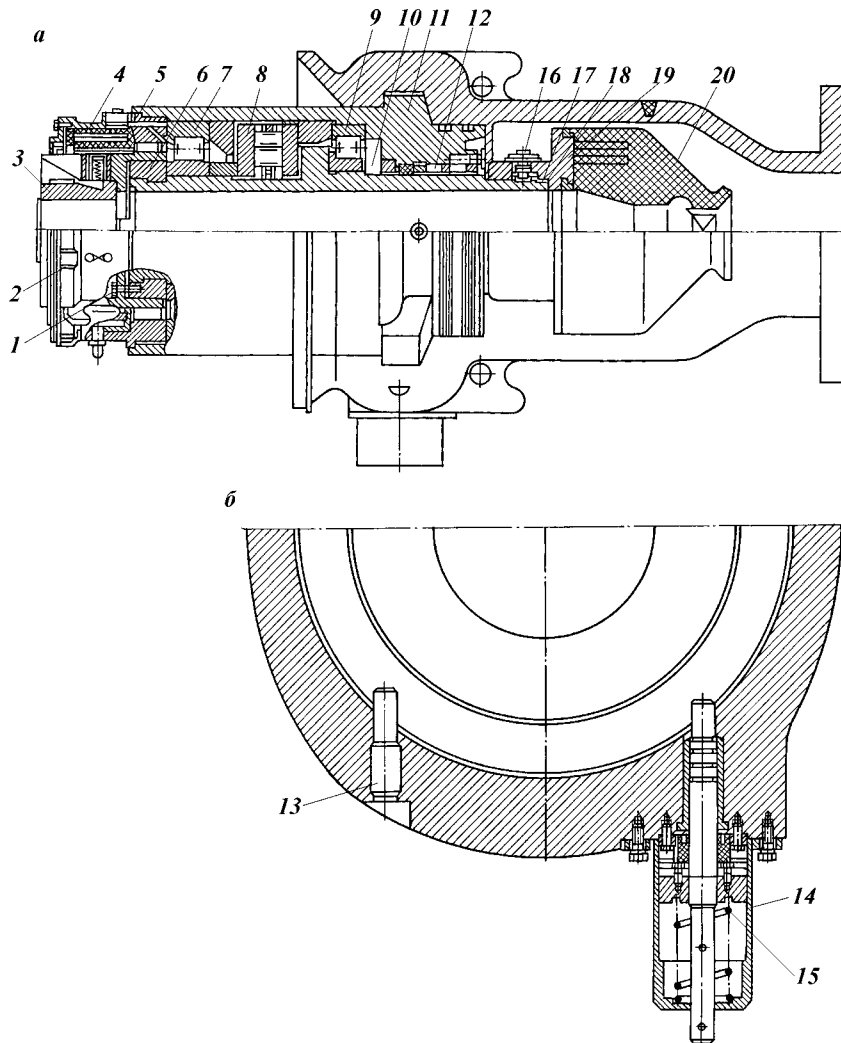


Рис. 8.8. Вращающийся превентор ПВ 230×320 Бр-1:
а – патрон; *б* – корпус с запорным устройством; 1 – шпилька; 2 – аварийные фиксаторы; 3 – вкладыши; 4 – шинно-пневматическая муфта; 5 – корпус; 6 – полукольца; 7 и 9 – радиальные подшипники; 8 – упорный подшипник; 10 – ствол патрона; 11 – корпус патрона; 12 – уплотнительные манжеты; 13 – упор; 14 – пневмоцилиндр с запорным устройством; 15 – пружина; 16 – болт; 17 – кольцо пружинное; 18 – уплотнительные манжеты; 19 – основание уплотнителя; 20 – резиновый элемент уплотнителя

ходитя ведущая труба. Превентор состоит из корпуса, патрона, уплотнителя и пульта управления. Патрон фиксируется в корпусе превентора при помощи двух кулачков и кольцевого паза. В корпусе патрона на двух радиальных и упорном подшипниках качения установлен вращающийся ствол, к нижней части которого присоединен резиновый армированный уплотнитель. Вращение стволу передается от ведущей трубы при помощи ведущего вкладыша.

Корпус патрона герметизируется манжетами в корпусе превентора, а ствол — в корпусе патрона. Для фиксации вращающегося ствола в корпусе патрона служит шинно-пневматическая муфта. От проворачивания в корпусе патрон удерживается запорным устройством. Управление запорным устройством осуществляется дистанционно: с помощью пневмоцилиндра и вручную.

При установке противовыбросового оборудования на устье скважины нижний плашечный превентор 13 укрепляют на крестовине 20, соединенной через вспомогательный пьедестал с колонной головкой 11 (рис. 8.9).

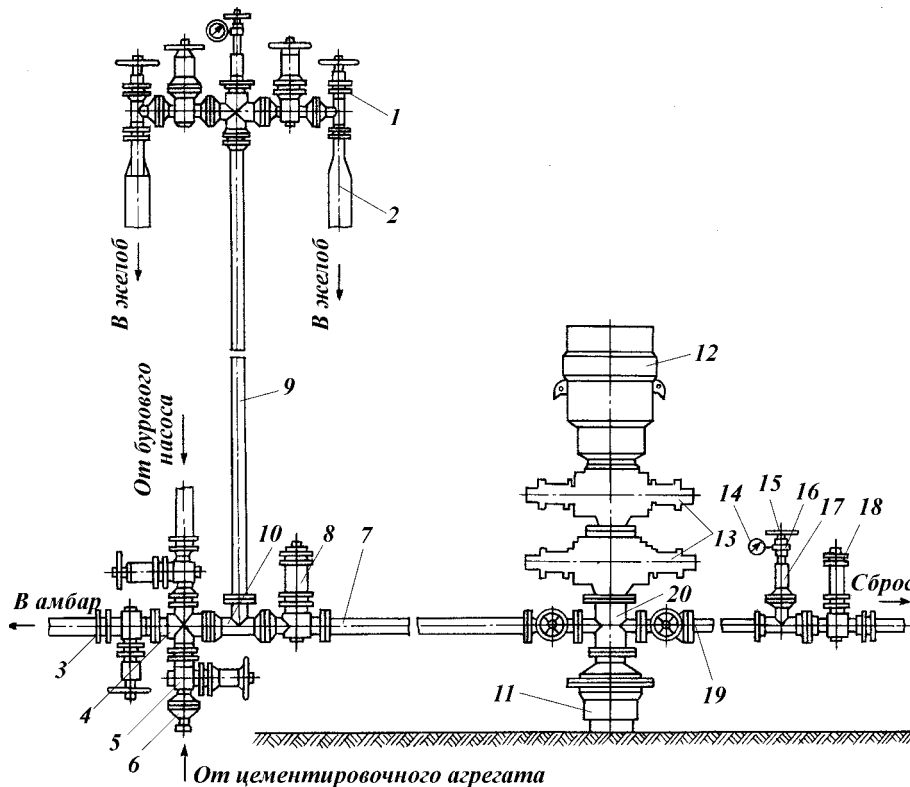


Рис. 8.9. Типовая схема оборудования и обвязки устья для бурения скважин при избыточном давлении до 50 МПа:

1 и 3 — соответственно регулируемый и быстросменный штуцера; 2 — отбойная камера; 4, 20 — крестовины; 5 — задвижка прямооточная (или кран) высокого давления; 6 — быстросъемное соединение к цементировочному агрегату; 7 — рабочий выкид; 8 и 18 — основные задвижки (краны) высокого давления с гидроприводом; 9 — рабочая линия к регулируемым штуцерам; 10 — тройник; 11 — колонная головка; 12 — универсальный превентор; 13 — плашечные превенторы; 14 — манометр; 15 — вентиль для манометра; 16 — разделитель для манометра; 17 — буфер; 19 — аварийный выкид

Если в промывочной и пластовой жидкости не содержится веществ, которые могут вызвать интенсивную коррозию или абразивный износ оборудования, плашечные превенторы соединяют друг с другом, а над ними устанавливают универсальный превентор 12 с дистанционным управлением. В случае же опасности интенсивной коррозии или абразивного износа оборудования между плашечными превенторами 13 устанавливают вторую крестовину. При роторном бурении над универсальным превентором дополнительно размещают вращающийся превентор.

Каждая из крестовин 20 имеет два боковых выкида: рабочий 7 и аварийный 19. Рабочий выкид служит для направления выходящей из скважины жидкости в очистную систему в период бурения и промывки, а также для подачи промывочной жидкости от бурового или цементировочного насоса в скважину при необходимости ликвидировать начавшийся приток пластовых жидкостей и газов (т.е. задавить скважину). Он оборудован быстротечным 3 и регулируемым 1 штуцерами для контроля за скоростью течения жидкости, если на устье возникло избыточное давление, и плавного увеличения противодействия на забой, а также отбойной камерой 2, при ударе о стенки которой рассеивается избыточная энергия струи газированной жидкости.

Аварийный выкид предназначен для отвода от буровой и сброса в специальный котлован пластовой жидкости при фонтанировании (или сжигании в факеле). Длина этой линии должна быть не менее 100 м. Оба выкида снабжены манометрами 14 для контроля за давлением жидкости и задвижками или кранами высокого давления 5, 8, 18 с гидроприводом и дистанционным управлением.

Если установлены две крестовины 20, выкидные линии, идущие от нижней крестовины, являются резервными и используются в случае выхода из строя линии от верхней крестовины.

Мероприятия по предупреждению ГНВП

Для предупреждения газо-, нефте- и водопроявлений в процессе бурения, кроме утяжеления бурового раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнять следующие основные мероприятия.

1. Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

2. Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока промывочной жидкости или использовать дозаторы.

3. Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

4. При снижении плотности бурового раствора более чем на 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$) необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению.

5. Необходимо иметь 1,5-кратный запас раствора на скважинах, в которых предполагается вскрытие зон с возможными газонефтепроявлениями, а также продуктивных горизонтов на вновь разведываемых площадях и

объектах; на газовых и газоконденсатных месторождениях; на месторождениях с аномально высокими давлениями.

В остальных случаях резервное количество бурового промывочного раствора определяют, исходя из конкретных условий, и указывают в ГТН.

6. Так как колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины, следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами.

7. Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах бурового раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны.

8. Если при подъеме бурильных труб уровень глинистого раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

9. Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

Грифоны и межколонные проявления

Под грифонами, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать газо-, нефте- и водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или по контакту цемент - порода, за пределами устья скважины. Нефте-, газо-, водопроявления в кольцевом пространстве, между эксплуатационной и промежуточной колоннами, а также между промежуточной колонной и кондуктором обычно называют межколонными проявлениями. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимно связаны и обуславливают друг друга.

Все случаи грифонообразований Н.А. Сидоров и Г.А. Ковтунов разбивают по причинам их возникновения на следующие три группы (рис. 8.10):

1. Грифоны, обусловленные некачественным перекрытием цементным раствором высоконапорных пластов.

2. Грифоны, возникающие при газо-, нефте- и водопроявлениях и открытых фонтанах в процессе бурения, особенно при полной герметизации устья скважины.

3. Грифоны, образующиеся вследствие движения газа или нефти через резьбовые соединения обсадных колонн по причине их негерметичности или через нарушения в колоннах.

Во всех перечисленных случаях необходимым условием для появления грифона на дневной поверхности является наличие каналов (тектонические трещины, породы высокой проницаемости, недостаточный контакт между цементным камнем и породой), сообщающих высоконапорный пласт или ствол скважины с земной поверхностью.

Для предупреждения возникновения грифонов и межколонных проявлений необходимо:

1) при разработке конструкций скважин предусматривать спуск кон-



Рис. 8.10. Схема классификации причин возникновения грифонов по Н.А. Сидорову и Г.А. Ковтунову

дуктора с учетом перекрытия пластов, обуславливающих образование грифонов, с обязательным подъемом цемента до устья;

2) перед спуском обсадной колонны тщательно прорабатывать скважину со скоростью не более 35–45 м/ч, при этом качество глинистого раствора перед цементированием должно строго соответствовать ГТН;

3) увеличение высоты подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной следует производить с учетом перекрытия промежуточной колонны или кондуктора, которые в обязательном порядке цементируют до устья;

4) в зоне подъема цементного раствора на эксплуатационных колоннах устанавливать центрирующие фонари;

5) скорость продавки цементного раствора в затрубное пространство должна быть не ниже 1,5–1,8 м/с;

6) эксплуатационную колонну спускать только с применением спайдеров; это обеспечивает необходимое крепление муфт в резьбовом соединении;

7) приваривать нестандартные муфты; качественно производить все работы по обвязке устья скважины; для скважин глубиной более 2500 м применять колонные головки с клиновым захватом;

8) осваивать скважину только при условии соответствующего оборудования устья.

Возникновение грифонов и межколонных проявлений вызывает тяжелые последствия. На ликвидацию грифонов затрачивается много времени и средств. В ряде случаев работы по ликвидации грифонов заканчиваются гибелью скважин.

Вместе с тем при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин можно избежать этих осложнений.

Для борьбы с действующими грифонами, образовавшимися при проводке скважин, следует осуществлять форсированный отбор жидкости и газа из соседних скважин, приостановив при этом законтурное заводнение (если оно проводится).

В случае, когда в результате действия грифона доступ к устью бурящейся скважины закрыт, для ликвидации фонтана (грифонов) бурят наклонно направленные скважины.

8.3. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С НАРУШЕНИЕМ ЦЕЛОСТНОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Накопленный опыт бурения позволяет выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины и классифицировать их по видам (рис. 8.11).

Обвалы (осыпи) происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения промывочной жидкостью или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Кроме того, проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического



Рис. 8.11. Классификация нарушений целостности стенок скважины (по Ю.В. Вадецкому)

воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. Величина горного давления при этом значительно превышает давление со стороны столба промывочной жидкости. Характерными признаками обвалов (осыпей) является: резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и посадки бурильной колонны; иногда — выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению скорости бурения.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

- 1) бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой химически обработанным буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и по возможности высокую плотность;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;
- 3) выполнение следующих рекомендаций:
 - а) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
 - б) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
 - в) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
 - г) подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;
 - д) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
 - е) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
 - ж) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в

отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита). В результате действия промывочной жидкости и ее фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождению до забоя и часто к прихватам бурильного инструмента.

Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются:

1) бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига и уменьшению структурно-адсорбционных деформаций;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

3) после приготовления бурового раствора, отвечающего требованиям, указанным в п. 1, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физико-химических процессов. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при спускоподъемных операциях;

4) выполнение рекомендаций б, в, г, д, е и ж, перечисленных выше, как меры предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей).

Ползучесть — этот вид осложнения происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т.е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) — глины, глинистых сланцев или соляных пород — сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например, соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и с увеличением температуры пород. Характерными признаками ползучести являются затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

1) разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными буровыми растворами;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;

3) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин не допускается;

4) при цементировании обсадных колонн подъем цементного раствора в затрубном пространстве производить на 50–100 м выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести.

Желобообразование может происходить при прохождении любых по-

род, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования — большие углы перегиба ствола скважины, большая масса единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проходке искривленных и наклонно направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба — проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. Установлено, что образование желобов при использовании утяжеленного бурового раствора характеризуется меньшей интенсивностью, чем в процессе применения необработанного глинистого раствора. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14–1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

1) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;

2) стремление к максимальной проходке на долото; там, где целесообразно, переход на бурение алмазными долотами;

3) использование предохранительных резиновых колец;

4) при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения обвалов (осыпей);

5) при бурении наклонно направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах стремление к тому, чтобы отношение наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба было не менее 1,35–1,40.

Растворение происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях — потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока может быть достигнута лишь при условии полного насыщения промывочной жидкости солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементированием. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения — бурение с применением безводных промывочных жидкостей. Хорошие результаты дает использование солевых буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Потеря устойчивости горных пород вызывает увеличение диаметра ствола против его номинального диаметра, соответствующего диаметру долота. Наличие интервалов с увеличенным диаметром ствола можно опреде-

лить по кавернограмме, которую получают с помощью специального прибора — каверномера.

Кавернозность стволов скважин, как правило, увеличивается во времени.

Критерием величины осыпания пород служит коэффициент кавернообразования

$$K = V_{\text{ф}}/V_{\text{т}}$$

где $V_{\text{ф}}$ — фактический объем ствола скважины в интервале осыпи пород, м^3 ; $V_{\text{т}}$ — теоретический объем ствола в этом же интервале.

Во второй половине 50-х годов XX в. Ю.В. Вадецкий предложил использовать многократную кавернометрию для оценки устойчивости горных пород. С тех пор этот способ широко применяют в практике бурения скважин на нефть и газ. Многократная кавернометрия позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность используемых методов для предотвращения осложнений, разрабатывать мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с нарушениями целостности стенок скважин.

8.4. ПРИХВАТЫ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В настоящее время нет единого мнения в отношении классификации прихватов — одни относят прихваты к авариям, другие классифицируют их как осложнения. Будем считать, что прихват - это осложнение, вызванное в большинстве случаев нарушением технологии бурения. Иногда при попытке устранить прихват из-за неправильно принятых мер осложнение переходит в аварию. Поэтому часто прихваты и классифицируют как аварии.

В основном прихваты бурильных и обсадных колонн происходят по следующим причинам.

1. Вследствие перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

2. При резком изменении гидростатического давления в скважине из-за выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.

3. Вследствие нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом, вытеканием пород или же сужением ствола.

4. В результате образования сальников на долоте в процессе бурения или при спуске и подъеме бурильного инструмента.

5. Вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонн в желобах, заклинивания бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за сработки по диаметру предыдущего долота.

6. В результате оседания частиц выбуренной породы или твердой фазы бурового раствора при прекращении его циркуляции.

7. При неполной циркуляции бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.

8. При преждевременном схватывании цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.

9. При отключении электроэнергии или выходе из строя подъемных двигателей буровой установки.

Для предупреждения прихватов необходимо:

1) применять высококачественные буровые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин;

2) обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора; перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствии с указанными в ГТН;

3) обеспечивать полную очистку бурового раствора от обломков выбуренной породы;

4) регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

5) утяжелять буровой раствор при вращении бурильной колонны;

6) следить в глубоких скважинах за температурой восходящего потока раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

7) при вынужденных остановках необходимо:

а) через каждые 3–5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

б) при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать; при его отсутствии бурильный инструмент следует разгрузить примерно на вес, соответствующий той части колонны труб, которая находится в необсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя ее при длительной остановке;

в) в случае выхода из строя пневматической муфты подъемного механизма следует немедленно установить аварийные болты и расхаживать бурильную колонну или поднять ее;

8) для предотвращения прихвата бурильной колонны при использовании утяжеленного бурового раствора следует систематически применять профилактические добавки: нефть (10–15 %), графит (не более 0,8 %), поверхностно-активные вещества (например, сульфолон в виде 1–3%-ного водного раствора, смазочные добавки СМАД-1 (до 3 %) и СГ (до 2 %). Подбор рецептур в каждом определенном случае должен уточняться лабораторией. При бурении разведочных скважин добавлять нефть и другие добавки на нефтяной основе не рекомендуется, чтобы не исказить представление о продуктивности горизонтов.

В практике бурения применяют ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн.

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируют путем расхаживания (многократное, чередующееся опускание и поднятие колонны) и проворачивания ротором бурильной колонны. Величина усилия, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственный вес колонны и лимитируется прочностью труб и талевой системы. Перед выполнением этих работ должно быть проверено состояние вышки, талевой системы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора веса. Если расхаживанием не удастся ликвидировать прихват, а циркуляция промывочной жидкости не прекратилась, прибегают к установке нефтяной, водяной или кислотной ванны.

Необходимое количество нефти (кислоты или воды) для ванны определяют по формуле

$$Q_1 = 0,785(D_1^2 - D_3^2)H_1 + 0,785D_2^2H_2,$$

где Q_1 — количество нефти (кислоты или воды) в м³; D_1 — диаметр скважины в м; H_1 — высота подъема нефти (кислоты или воды) в затрубном пространстве в м; D_2 — внутренний диаметр труб в м; H_2 — высота столба нефти (кислоты или воды) в трубах в м; D_3 — наружный диаметр труб в м.

Практика производства нефтяных ванн в скважинах, где бурили с промывкой забоя водой и скважина заполнена водой, показала, что нефть очень быстро всплывает. В этих случаях, чтобы получить эффект от нефтяной ванны, необходимо перед и после закачки нефти прокачать по несколько кубометров бурового раствора. Раствор ограничивает скорость всплывания нефти, и нефтяная ванна дает результат.

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных, глинистых и других породах, поддающихся действию кислоты, применяют кислотную ванну. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обваливающиеся глины, особенно когда бурильная колонна прихвачена или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей.

Во время производства ванн некоторое количество нефти (кислоты или воды) необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы периодически (через 1–2 ч) подкачивать нефть (кислоту или воду) в затрубное пространство.

Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для предупреждения его нужно провести тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне устья скважины, в лебедке.

Чтобы успешно провести операцию по установке ванны, необходимо правильно установить расстояние от места прихвата до устья скважины, т.е. глубину прихвата. В промысловой практике глубина прихвата обычно определяется по величине удлинения свободной неприхваченной части бурильных труб при расхаживании бурильной колонны. Для определения длины свободной части колонны бурильных труб по их удлинению поступают следующим образом.

1. Натягивают колонну с усилием P_1 , которое на 5 делений превышает показание индикатора, соответствующее полному весу колонны до прихвата, и делают на ведущей или бурильной трубе отметку.

2. Производят дополнительную натяжку на 5 делений по индикатору веса и сейчас же снижают ее до первоначальной, сделав вторую отметку на ведущей трубе. Разница в первых двух отметках объясняется трением в роликах талевого системы.

3. Делят расстояние между первыми двумя отметками пополам и считают среднюю черту верхней отметкой началом отсчета.

4. Прикладывают к колонне силу P_2 , которая на 10–20 делений превышает P_1 , и делают на ведущей трубе новую отметку.

5. Производят дополнительную натяжку на 5 делений выше и сейчас же снижают нагрузку до P_2 , сделав на ведущей трубе вторую отметку. Раз-

делив расстояние между двумя отметками пополам, получают нижнюю отметку для отсчета величины удлинения труб.

б. Измеряют расстояние между верхней и нижней отметками, которое и дает искомое удлинение свободной неприхваченной части буровых труб.

Свободную длину колонны, расположенную выше места прихвата, определяют по формуле

$$L = k\Delta l,$$

где Δl — удлинение при нагрузке $P_2 - P_1$ в см; k — коэффициент, определяемый по табл. 8.8 в зависимости от размера труб и разности $P_2 - P_1$ (по Н.А. Сидорову и Г.А. Ковтунову).

К сожалению, описанный выше способ определения длины свободной от прихвата части буровой колонны дает значительную погрешность.

Более точно место прихвата можно установить прихватоопределителем. Прихватоопределитель (рис. 8.12) состоит из электромагнита 1, помещенного в герметичный корпус 2 из немагнитного материала. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой 3 и днищем 4. Последние одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке 3 размещаются ввод и узел закрепления каротажного кабеля.

Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов размагничиваться при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускают прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб. Затем производят первый контрольный замер в месте прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15–20 см.

Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты.

После этого прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время, при этом металл неприхваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется.

Таблица 8.8

| Диаметр буровых труб, мм | Толщина стенки, мм | Значение коэффициента k при разности нагрузок $P_2 - P_1$, кН | | | | | | |
|--------------------------|--------------------|--|--------|------|------|------|------|------|
| | | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 350 |
| 168 | 8 | 17 200 | 8600 | 5733 | 4300 | 3440 | 2866 | 2457 |
| | 9 | 19 757 | 9878 | 6586 | 4939 | 3951 | 3293 | 2822 |
| | 11 | 23 461 | 11 730 | 7820 | 5865 | 4692 | 3910 | 3351 |
| 141 | 8 | 14 553 | 6276 | 4851 | 3638 | 2911 | 2426 | 2078 |
| | 9 | 16 317 | 8159 | 5439 | 4079 | 3263 | 2720 | 2331 |
| | 11 | 19 713 | 9857 | 6571 | 4928 | 3943 | 3286 | 2816 |
| 114 | 8 | 11 818 | 5909 | 3939 | 2955 | 2364 | 1970 | 1688 |
| | 10 | 14 553 | 7276 | 4851 | 3638 | 2911 | 2426 | 2079 |
| 89 | 9 | 9878 | 4939 | 3293 | 2470 | 1976 | 1646 | 1411 |
| | 11 | 11 819 | 5910 | 3940 | 2955 | 2364 | 1970 | 1688 |

Рис. 8.12. Прихватопределитель

Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т.е. определяют интервал прихвата.

Если нефтяная (кислотная или водяная) ванна не дала положительных результатов, прибегают к сплошной промывке нефтью или водой. Сплошная промывка водой возможна при бурении в устойчивых породах. При переходе на сплошную промывку нефтью следует избегать резкого перехода от бурового раствора к нефти, так как для подъема тяжелого глинистого раствора в затрубном пространстве и для движения легкой нефти внутри бурительных труб потребуется высокое давление.

Циркуляция нефти в скважине имеет ряд отрицательных сторон: нарушает глинизацию стенок скважины, создает опасность нефтяного или газового выброса.

В последнее время ВНИИБТ и НИИ механики Московского государственного университета разработан способ ликвидации прихватов колонны труб, получивший название гидроимпульсного способа (ГИС). Способ основан на возбуждении упругих волн разгрузки в материале колонны труб и жидкости, заполняющей скважину, путем резкого снятия предварительно созданных в них напряжений.

Предварительные напряжения в материале колонны труб и жидкости создают путем воздействия на перекрытый диафрагмой верхний торец колонны избыточного давления, возникающего в полости труб после замещения находящегося в колонне раствора облегченной жидкостью, например водой. Величина этого избыточного давления Δp зависит от разности плотностей жидкости в трубном и затрубном пространствах и глубины погружения уровня раздела этих сред в колонне; ее определяют по формуле

$$\Delta p = (\gamma_1 - \gamma_2)H \cdot g,$$

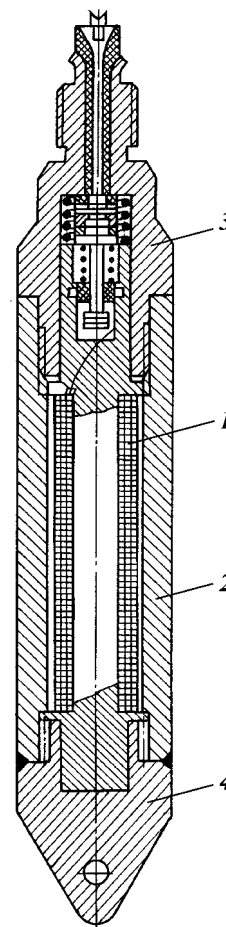
где γ_1 и γ_2 — соответственно плотность жидкости в затрубном и трубном пространствах; H — глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне.

Возникшее избыточное давление Δp , действуя на закрытый диафрагменной пластинкой верхний торец колонны, создает растягивающую силу, равную

$$G = \Delta p S,$$

где S — площадь сечения полости колонны.

Под действием этой силы в части колонны, расположенной над местом прихвата, возникают осевые растягивающие напряжения, которые можно определить по формуле



$$\sigma = G/F,$$

для F — площадь сечения материала колонны.

Для применения способа необходимо:

1) установить место прихвата и зафиксировать вытяжку отметкой на колонне;

2) произвести форсированную промывку ствола скважины высококачественным буровым раствором в течение 1,5–2 циклов;

3) при помощи переводников и патрубков из УБТ подобрать длину инструмента так, чтобы верхний конец колонны при нагрузке, равной собственному весу инструмента, выступал над ротором не более, чем на 40–50 см;

4) установить в диафрагменной камере наголовника тарированную на расчетное давление диафрагму;

5) установить на верхнем конце колонны труб над ротором соответствующий наголовник;

6) подключить два отводных патрубка от заливочной головки к цементировочным агрегатам, а всасывающую линию агрегатов соединить с емкостью, заполненной технической водой, и опрессовать нагнетательную линию на давление, превышающее расчетное Δp на 25 %;

7) закачать агрегатами в полость колонны труб расчетный объем облегченной жидкости, например воды, до получения расчетного давления Δp , необходимого для разрыва диафрагмы в наголовнике. При этом произойдет выброс порции облегченной жидкости из открывшегося торца колонны труб в атмосферу;

8) после выброса в атмосферу порции облегченной жидкости закрыть задвижку на наголовнике при помощи дистанционного устройства;

9) непосредственно после закрытия задвижки расхаживать инструмент в течение 5–10 мин с усилием, не превышающим 20 тс собственного веса;

10) если прихват не ликвидирован, необходимо установить новую диафрагму и повторить цикл 5–6 раз;

11) если после этого не произойдет частичной ликвидации прихвата (не уменьшится длина прихваченной части инструмента), необходимо:

а) увеличить величину Δp за счет использования гидродинамических сопротивлений колонны труб при закачке облегченной жидкости;

б) вызвать обратный переток жидкости из затрубного пространства в полость колонны труб, открывая краны на нагнетательной линии и принимая в емкость агрегатов не более 3–6 м³ облегченной жидкости, после чего переток прекратить.

Описанный цикл следует проводить не более трех раз. При вызове обратного перетока необходимо закачивать в затрубное пространство буровыми насосами промывочную жидкость с параметрами, предусмотренными ГТН для поддержания первоначальной величины гидростатического давления в скважине.

ГИС не применяют, если плотность находящейся в скважине промывочной жидкости менее 1350 кг/м³ (1,35 г/см³); целостность и герметичность колонны труб нарушена; затрубное (кольцевое) пространство скважины завалено крупными обломками горных пород.

Для освобождения прихваченного инструмента используют также яс ударный (ЯУ). Он предназначен для освобождения прихваченного бурильного инструмента нанесением по нему осевых ударов, расхаживанием и

путем отбивания ротором. Иногда применяют ясс ударно-вибрационный (ЯУВ). Он предназначен для освобождения прихваченного бурильного инструмента нанесением по нему осевых ударов, направленных сверху вниз, или же созданием вибрации в колонне вращением бурильного инструмента под натяжением.

Достаточно эффективным способом ликвидации прихватов является резкое встряхивание колонны с помощью забойных гидроударников, вибраторов, взрыва шнурковых торпед малой мощности. В последнем случае ударная волна, проходя через резьбовое соединение трубы, вызывает резкое его ослабление. Если перед взрывом на трубы был приложен обратный вращающий момент, а резьбовое соединение было разгружено от веса вышележащих труб, то при взрыве происходит открепление резьбового соединения, находящегося против торпеды, которое затем легко отвинчивают ротором. Этот метод позволяет в большинстве случаев освобождать трубы, находящиеся выше места прихвата.

Если, несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удастся, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и мало эффективен. Поэтому, если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин.

8.5. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ (ММП)

8.5.1. РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ И ХАРАКТЕРИСТИКА ММП

Многолетняя мерзлота распространена в России на территории Иркутской, Магаданской, Читинской, Омской, Новосибирской, Тюменской, Томской, Свердловской областей, Хабаровского и Красноярского краев, Коми, Якутии и Бурятии. Она занимает площадь 10 млн км², т.е. более 50 % всей территории страны.

Значительная территория Аляски (США) и часть территории Канады также характеризуются наличием ММП.

До недавнего времени считалось, что максимальная глубина распространения ММП составляет 600–700 м. Однако бурение и исследования Мархинской скважины в северо-западной части Якутии позволили установить распространение ММП до глубины 1400 м с температурой в интервале 250–1400 м до минус 3 °С.

В районах распространения ММП находятся богатые залежи углеводородов – нефти и газа. Крупнейшие из них: газовые месторождения Медвежье и Уренгой на территории Таймырского полуострова (Россия) и нефтяное месторождение Прадхо-Бей на территории Аляски (США).

Многие месторождения в настоящее время успешно эксплуатируются в России: Возейское, Медвежье, Уренгойское, Русское, Холмогорское, Варьеганское и др.; в США: Барроу, Симпсон, Топагорук, Коалак, Мид, Фишкрик, Сумалик, Прадхо-Бей, Сквеар-Лейк, Кенай и др.

Как в России, так и на Аляске и на территории Канады отмечают три категории распространения ММП: сплошное, прерывистое, островное.

В настоящее время геолого-геотермические условия залегания ММП изучены недостаточно. Отсутствуют конкретные рекомендации по оценке такой важнейшей из характеристик, как льдистость, мало данных о теплофизических свойствах мерзлых пород. Поэтому приведем по некоторым месторождениям лишь краткую литолого-стратиграфическую характеристику разреза ММП, общие сведения о строении и естественной температуре мерзлотной толщи.

Возейское нефтяное месторождение расположено за полярным кругом, где мерзлота развита повсеместно. Мощность мерзлотной толщи оценивается в 100–400 м и представлена отложениями третичного и четвертичного возраста. Мерзлота относится к эпигенетическому типу. Третичные образования представлены плотными глинистыми алевролитами, глинами, суглинками, в верхней части – песками. Четвертичные – осадками озерно-аллювиального, ледниково-морского происхождения, по преимуществу песчано-гравийного состава с прослоями глин, суглинков и валунов. В южной части месторождения мерзлота – реликтовая. Естественная температура пород ниже минус 1 °С.

На Медвежьем и Уренгойском газовых месторождениях промерзанием охвачены супесчано-глинистые и песчано-глинистые отложения четвертичного и палеогенового возраста. На Медвежьем месторождении глубина нижней границы ММП изменяется от 250 до 400 м, на Уренгойском – от 282 до 537 м. Температура мерзлых пород минус 2 – минус 3 °С.

На Русском нефтяном месторождении слой ММП является монолитным на водораздельных участках и имеет островной характер на поймах рек. Промерзанием охвачены песчано-глинистые отложения палеоцена, эоцена, четвертичные. Максимальная мощность ММП 350–500 м, температура на глубине слоя годовых колебаний минус 3 °С.

На Холмогорском нефтяном месторождении промерзанием охвачены следующие литолого-стратиграфические разности: водонасыщенные песчаные и глинистые пласты олигоценовых и эоценовых отложений на глубинах до 500 м. ММП имеют реликтовое происхождение и характеризуются двухслойным строением. Верхний слой – от поверхности до глубины 30–50 м – мерзлые породы, затем – вплоть до глубины 100–150 м – залегают талые породы. Подошва второго мерзлотного слоя отмечается на глубине около 500 м. Температура мерзлых пород, по-видимому, близка к 0 °С.

В разрезе Варьеганского нефтяного месторождения ММП представлены реликтовой частью на глубинах от 100 до 350 м. Промерзанием охвачены отложения четвертичного и эоцен-олигоценового возраста, представляющие собой неравномерное чередование песчаных и глинистых пород с различными включениями. Естественная температура мерзлых пород колеблется от 0 до минус 2,5 °С.

Толща ММП месторождения Прадхо-Бей (США) составлена из небольших по мощности современных отложений с включениями сплошного льда, хорошо отсортированным гравием с пропластками илистого песка (до глубины примерно 170 м), глинистым илом (до глубины 190 м), илистым песком (до глубины 250 м), илистой глиной (до глубины 290 м), переслаивающимися илистыми песками с илистыми глинами (до глубины 350 м) и песками, перемежающимися с небольшими прослоями глины (до глубины

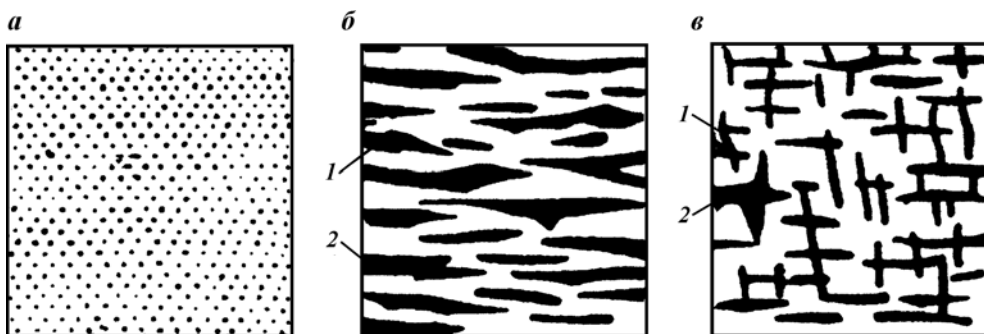


Рис. 8.13. Текстура многолетнемерзлых пород:
a – массивная; *б* – слоистая; *в* – сетчатая; 1 – минеральный материал породы; 2 – лед

600 м). Температура мерзлоты достигает минус 8 °С. Нефтегазовая залежь связана с отложениями пермо-триаса на глубине 2430–2600 м.

В мерзлых породах различают три вида криогенной текстуры: массивную (рис. 8.13), в которой кристаллы льда заполняют поровое пространство, слоистую, когда лед в виде ориентированных в одном направлении линз и прослоек участвует в формировании мерзлой породы, и сетчатую, когда линзы и жилы льда ориентированы беспорядочно.

В составе мерзлой породы может находиться незамерзающая поровая вода с различной степенью минерализации. Количество этой воды зависит от температуры и вещественного состава. Считают, что тонкодисперсные мерзлые глины могут содержать незамерзшую воду даже при температуре минус 100 °С.

Одной из основных характеристик ММП, от которой зависит степень осложненности условий при сооружении скважин, является их льдистость.

В связи с недостаточной изученностью кернового материала конкретной информации о льдистости ММП по различным месторождениям очень мало. Тем не менее для различных оценок степени осложненности ствола скважины под тепловым воздействием промывочного агента необходимо располагать хотя бы общими сведениями о льдистости ММП.

Известно, что для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции объемная льдистость ММП в интервале залегания 0–50 м составляет в среднем 40–45 %. В Тюменской области льдистость ММП в интервале 0–30 м составляет 40–60 %.

Льдистость суглинков и супесей изменяется в пределах от 30 до 60 %, а песков – от 10 до 30 %.

С глубиной льдистость, как правило, уменьшается. Льдистость сингенетических отложений обычно выше, чем эпигенетических.

Льдистость в верхней части разреза ММП, проходимого скважинами в Тюменской области, часто превосходит 50 %; наибольшая объемная льдистость (более 60 %) соответствует глубине 30–50 м.

Газовые месторождения Тюменского Заполярья по своему литологическому разрезу отличаются наличием мощных толщ ММП. Многолетняя мерзлота распространяется на олигоценовые и эоценовые отложения, а в крайней северной части месторождения Медвежье – и на верхнюю часть палеоцена. В составе мерзлой толщи преобладает лед, мощность которого достигает половины мощности ММП.

8.5.2. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ММП

При бурении в интервалах распространения ММП в результате совместного физико-химического воздействия и эрозии на стенки скважины цементированные льдом песчано-глинистые отложения разрушаются и легко размываются потоком бурового раствора. Это приводит к интенсивному кавернообразованию и связанным с ним обвалам и осыпям горных пород.

Наиболее интенсивно разрушаются породы с низким показателем льдистости и слабоуплотненные породы. Теплоемкость таких пород невысокая, и поэтому их разрушение происходит существенно быстрее, чем пород с высокой льдистостью.

Среди мерзлых пород встречаются пропластки талых пород, многие из которых склонны к поглощениям бурового раствора при давлениях, значительно превышающих гидростатическое давление столба воды в скважине. Поглощения в такие пласты бывают весьма интенсивные и требуют специальных мероприятий для их предупреждения или ликвидации.

В разрезах ММП обычно наиболее неустойчивы породы четвертичного возраста в интервале 0–200 м. При традиционной технологии бурения фактический объем ствола в них может превосходить номинальный в 3–4 раза. В результате сильного кавернообразования, которое сопровождается появлением уступов, сползанием шлама и обвалами пород, кондукторы во многих скважинах не были спущены до проектной глубины.

В результате разрушения ММП в ряде случаев наблюдалось проседание кондуктора и направления, а иногда вокруг устья скважины образовывались целые кратеры, не позволяющие вести буровые работы.

В интервале распространения ММП трудно обеспечить цементирование и крепление ствола вследствие создания застойных зон бурового раствора в больших кавернах, откуда его невозможно вытеснить тампонажным раствором. Цементирование зачастую одностороннее, а цементное кольцо несплошное. Это порождает благоприятные условия для межпластовых перетоков и образования грифонов, для смятия колонн при обратном промерзании пород в случае длительных простоев скважины.

Процессы разрушения ММП достаточно сложные и мало изученные. Циркулирующий в скважине буровой раствор термо- и гидродинамически взаимодействует как с горной породой, так и со льдом, причем это взаимодействие может существенно усиливаться физико-химическими процессами (например, растворением), которые не прекращаются даже при отрицательных температурах.

В настоящее время можно считать доказанным наличие осмотических процессов в системе порода (лед) – корка на стенке скважины – промысловая жидкость в стволе скважины. Эти процессы самопроизвольные и направлены в сторону, противоположную градиенту потенциала (температуры, давления, концентрации), т.е. стремятся к выравниванию концентраций, температур, давлений. Роль полупроницаемой перегородки может выполнять как фильтрационная корка, так и прискважинный тонкий слой самой породы. А в составе мерзлой породы кроме льда как цементирующего ее вещества может находиться незамерзающая поровая вода с различной степенью минерализации. Количество незамерзающей воды в ММП зависит от температуры, вещественного состава, солености.

Из-за наличия в открытом стволе скважины промывочного бурового раствора, а в ММП — поровой жидкости с определенной степенью минерализации наступает процесс самопроизвольного выравнивания концентраций под действием осмотического давления. В результате этого может происходить разрушение мерзлой породы. Если буровой раствор будет иметь повышенную по сравнению с поровой водой концентрацию какой-нибудь растворенной соли, то на границе лед — жидкость начнутся фазовые превращения, связанные с понижением температуры плавления льда, т.е. начнется процесс его разрушения. А так как устойчивость стенки скважины зависит в основном от льда, как цементирующего породу вещества, то в этих условиях устойчивость ММП, слагающих стенку скважины, будет потеряна, что может явиться причиной осыпей, обвалов, образования каверн и шламовых пробок, посадок и затяжек при спускоподъемных операциях, остановок спускаемых в скважину обсадных колонн, поглощений буровых промывочных и тампонажных растворов.

Если степени минерализации бурового раствора и поровой воды ММП одинаковы, то система скважина — порода будет находиться в изотоническом равновесии, и разрушение ММП под физико-химическим воздействием маловероятно.

С увеличением степени минерализации промывочного агента возникают условия, при которых поровая вода с меньшей минерализацией будет перемещаться из породы в скважину. Из-за потерь иммобилизованной воды механическая прочность льда будет уменьшаться, лед может разрушиться, что приведет к образованию каверны в стволе бурящейся скважины. Этот процесс интенсифицируется эрозионным воздействием циркулирующего промывочного агента.

Разрушение льда соленой промывочной жидкостью отмечено в работах многих исследователей. Эксперименты, проведенные в Ленинградском горном институте, показали, что с увеличением концентрации соли в омывающей лед жидкости разрушение льда интенсифицируется. Так, при содержании в циркулирующей воде 25 и 100 кг/м³ NaCl интенсивность разрушения льда при температуре минус 1 °С составляла соответственно 0,0163 и 0,0882 кг/ч.

На процесс разрушения льда влияет также длительность воздействия соленой промывочной жидкости. Так, при воздействии на лед 3%-ным раствором NaCl потеря массы образца льда с температурой минус 1 °С составила: 0,62; 0,96 и 1,96 г соответственно через 0,5; 1,0 и 1,5 ч.

По мере растепления прискважинной зоны ММП освобождается часть ее порового пространства, куда также может фильтроваться промывочная жидкость или ее дисперсионная среда. Этот процесс может оказаться еще одним физико-химическим фактором, способствующим разрушению ММП. Он может сопровождаться осмотическим перетоком жидкости из скважин в породу, если концентрация какой-нибудь растворимой соли в жидкости ММП больше, чем в жидкости, заполняющей ствол скважины.

Следовательно, чтобы свести к минимуму отрицательное влияние физико-химических процессов на состояние ствола бурящейся в ММП скважины, необходимо, в первую очередь, обеспечить равновесную концентрацию на стенке скважины компонентов бурового промывочного раствора и внутриводной жидкости в ММП.

К сожалению, это требование не всегда выполнимо на практике. Поэтому чаще прибегают к защите цементирующего ММП льда от физико-

химического воздействия буровым раствором пленками вязких жидкостей, которые покрывают не только обнаженные скважиной поверхности льда, но и частично прилегающее к скважине внутрискважинное пространство, разрывая тем самым непосредственный контакт минерализованной жидкости со льдом.

Как указывают А.В. Марамзин и А.А. Рязанов, при переходе от промывки скважин соленой водой к промывке более вязким глинистым раствором интенсивность разрушения льда уменьшилась в 3,5–4 раза при одинаковой концентрации в них NaCl. Она снижалась еще больше, когда буровой раствор обрабатывали защитными коллоидами (КМЦ, ССБ). Подтверждена также положительная роль добавок к буровому раствору высококоллаидного бентонитового глинопорошка и гипана.

Таким образом, для предупреждения кавернообразования, разрушения устьевого конуса, осыпей и обвалов при бурении скважин в ММП буровой промывочный раствор должен отвечать следующим основным требованиям:

- обладать низким показателем фильтрации;
- содержать количество солей, равновесное с жидкостью в ММП;
- обладать способностью создавать на поверхности льда в ММП плотную, непроницаемую пленку;
- обладать низкой эрозионной способностью;
- иметь низкую удельную теплоемкость;
- образовывать фильтрат, не создающий с жидкостью породы истинных растворов;
- быть гидрофобным к поверхности льда.

8.5.3. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕПЛОМЫМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ И ММП

Бурящаяся скважина вступает с окружающими мерзлыми породами не только в физико-химическое взаимодействие. Чаще наиболее мощным фактором, влияющим на устойчивость стенок ствола скважины в ММП, является тепловое воздействие скважинного флюида на состояние мерзлой породы.

Имеющий обычно положительную температуру буровой раствор расплавляет лед в примыкающих к скважине ММП, в результате чего связность частиц породы друг с другом нарушается, стенка скважины теряет устойчивость и разрушается под действием несбалансированного горного давления и эрозии движущейся промывочной жидкостью.

Практикой установлено: чем выше температура бурового промывочного раствора, тем интенсивнее процесс кавернообразования, осыпи, обвалы, поглощения при проходке ММП. Развитию этих нежелательных процессов способствуют большая продолжительность бурения в ММП, высокая интенсивность промывки скважины и степень турбулентности восходящего потока бурового раствора.

Проблемы сооружения скважин в районах распространения ММП порой не прекращаются после их закрепления колонной (кондуктором). При длительных остановках или при использовании охлажденных ниже 0 °С буровых растворов происходит обратное промерзание растопленных скважиной ММП и бурового раствора, находящегося в кавернах. В результате промерзания и связанного с ним увеличения объема промерзающего мате-

риала с водой возникает огромное, неравномерное по периметру внешнее давление на обсадные трубы, приводящее в ряде случаев к их слому.

Горные породы, слагающие разрез скважины ниже распространения ММП, имеют положительную температуру, увеличивающуюся по мере углубления забоя. На глубине 3000 м температура горных пород может достигать 80–100 °С (газовое месторождение Уренгой в РФ, месторождение Прадхо-Бей на Аляске). Естественно, что нагретый на этой глубине циркулирующий буровой раствор будет нагревать приствольную зону ММП за кондуктором и растеплять ее. Так, после закрепления ММП обсадной колонной она может подвергаться многократному растеплению и промерзанию. Вероятно поэтому отмечаются как случаи повреждения кондукторов, так и случаи проседания их в глубь скважины.

Решение проблемы осложнений, возникающих в результате растепления околоствольной зоны ММП, состоит, с одной стороны, в учете этого явления при выборе прочностных характеристик обсадных колонн при расчете их на смятие внешним давлением, а с другой — в предотвращении этого явления путем регулирования температуры нагнетаемого в скважину бурового раствора до значений, близких к температуре плавления льда, скрепляющего частицы ММП.

Исследователи, занимающиеся проблемами бурения скважин в Заполярье, единодушно отмечают, что необходимо применять в комплексе рекомендации по предупреждению кавернообразований, сущность которых сводится к следующему: во-первых, использовать для бурения ММП охлажденные до температуры плавления льда буровые растворы; во-вторых, свести к минимуму способность буровых растворов растворять лед; в-третьих, соблюдать умеренные скорости циркуляции бурового промывочного раствора в кольцевом пространстве скважины.

Основные усилия исследователей были направлены на поиск промывочных сред, наиболее благоприятных с точки зрения недопущения разрушения ММП. Используя в качестве промывочных агентов пены, воздух, эмульсии и растворы на нефтяной основе, буровики Канады добились значительных успехов в профилактике кавернообразования, осыпей и обвалов при проходке ММП.

Такого рода промывочные жидкости незначительно отфильтровывают жидкость в поры породы, нейтральны по отношению ко льду, обладают пониженной теплоемкостью.

Однако даже при использовании таких систем, требующих значительного усложнения техники и технологии промывки скважин, процесс кавернообразования наблюдается при положительных температурах в циркуляционном потоке, особенно при разбурировании песчаников, сцементированных льдом. Поэтому, наряду с применением систем, не растворяющих лед, для предотвращения разрушения прискважинной зоны ММП необходимо регулировать в определенных пределах температуру используемого при бурении промывочного агента.

Установлено, что температура циркулирующего в скважине промывочного агента в зоне ММП не должна превышать температуру фазового перехода (плавления) льда. Практически она должна быть не выше +0,5 °С. Пожалуй, единственная возможность поддерживать на низком уровне температуру циркулирующего раствора — это охладить его в поверхностной системе.

Задача охлаждения промывочной жидкости на дневной поверхности

при отрицательной окружающей температуре не столь сложная. Но при положительной температуре на поверхности задача резко усложняется и требует для своего решения тщательного расчета поверхности теплообменников, холодопроизводительности системы охлаждения, других характеристик.

Для того, чтобы спроектировать эффективные меры профилактики осложнений при сооружении скважин, необходимо в каждом конкретном случае решить ряд задач.

1. Выбрать тип и компонентный состав бурового промывочного агента в соответствии с геолого-техническими условиями бурения, при использовании которого было бы сведено к минимуму отрицательное воздействие его на ММП.

2. Определить границы колебаний температуры в сооружаемой скважине в зависимости от температуры промывочного агента на дневной поверхности.

3. Оценить степень деградации окружающей скважину ММП под воздействием бурового промывочного агента, в первую очередь такую характеристику, как радиус протаивания ММП вокруг скважины.

4. Выбрать метод и систему регулирования температуры в скважине, позволяющую свести к минимуму растепления околоствольной зоны ММП.

5. Выбрать прочностные характеристики крепи скважины с учетом нагрузок, обусловленных как течением растепленных пород, так и их обратным промерзанием в результате восстановления отрицательной температуры в скважине.