

Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.

***ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ
при бурении
нефтяных и газовых скважин***

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших специальных дисциплин, определяющих профиль горного инженера по специальности "бурение нефтяных и газовых скважин", является дисциплина "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин".

Геологические условия современного бурения на нефть и газ, сравнительно большая глубина скважин, наличие в разрезе пронизаемых 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.

Современный горный инженер должен уметь успешно бурить скважину в осложненных горно-технологических условиях, отдавая себе отчет в том, что при соблюдении технологических требований и условий технического проекта все осложнения преодолить известными приемами и методами.

Как видим, 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. В ряде случаев, особенно при бурении первых разведочных скважин, аварийные ситуации возникают из-за недостаточной изученности вскрываемого скважиной разреза горных пород.

Другая группа аварий связана с браком и плохим качеством изготовления бурового инструмента: непредвиденная поломка в скважине долота или бурильной трубы, поломка забойного двигателя, смятие или обрыв обсадной колонны, обрыв геофизического снаряда или кабеля. Но и в этой группе аварий часто повинны непосредственные производители буровых работ, которые невнимательны к спускаемому в скважину буровому инструменту, несвоевременно проводят контрольно-профилактические мероприятия с бурильными трубами и допускают их чрезмерный износ, превышают технологические и режимные ограничения (осевые нагрузки на бурильный инструмент, давление внутри колонны и др.).

В третьей группе аварий: падении различных предметов в открытую скважину, оставлении шарошек долота из-за передержки его на забое, падении инструмента в скважину из-за захвата элеватора одним штропом или недокрепления резьб — полностью повинны непосредственные производители буровых работ.

В процессе изучения дисциплины "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин" студенты должны получить знания по гидроаэромеханике применительно к условиям бурения, необходимые для расчета и выбора режимных параметров при промывке и возникающих при этом давлений в скважине, от которых во многом зависит степень осложненности процесса бурения и эффективность приемов для преодоления осложнений.

Они должны научиться распознавать признаки зарождающихся поглощений и флюидопроявлений, осыпей и обвалов, возникновения желобных выработок. Они должны иметь конкретные представления о физической сущности различных осложнений и аварий при бурении скважин, о методах и устройствах для их ликвидации.

Изучение курса "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин" базируется на знаниях, полученных по естественнонаучным и общетехническим дисциплинам (физика, математика, химия, теоретическая механика), а также по специальным дисциплинам (бурение нефтяных и газовых скважин, буровые промысловые и тампонажные растворы, геология и геофизические исследования скважин).

Приобретенные по данной дисциплине знания используются в дальнейшем при изучении других специальных дисциплин и при дипломном проектировании.

Настоящий учебник составлен в соответствии с Государственным образовательным стандартом и примерной программой дисциплины "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин", разработанной Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по высшему нефтегазовому образованию.

По дисциплине "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин" учебники и учебные пособия отсутствуют, так что такого рода учебник написан впервые.

Современная технология бурения скважин предполагает систематическое использование циркулирующих промывочных агентов для транспортирования разрушенной горной породы на дневную поверхность, обеспечения необходимого противодействия на проходимые скважиной горные породы, подачи энергии к долоту и забойному двигателю, ликвидации пластовых флюидопроявлений, а также для задавливания открыто фонтанирующих скважин и т.д.

Чтобы правильно выбрать технологические характеристики гидравлического оборудования и определить для каждого конкретного случая необходимые параметры циркуляционного потока в скважине для безаварийной ее проводки или ликвидации аварии, необходимо рассмотреть основы теории и расчетные зависимости применительно к гидродинамическим процессам в бурящихся скважинах.

Достижения в этой области знаний базируются на реологических уравнениях И. Ньютона, Ф.Ф. Шведова и Е. Бингама, В. Оствальда, на формулах для оценки распределения давлений в потоках флюидов, полученных Ж. Пуазейлем, Г. Стоксом, Е. Буссинеском, М.П. Воляровичем и А.М. Гуткиным, А. Фредриксоном и Р. Бердом. Существенные результаты получены в результате использования теории пограничного слоя, разработанной Л. Прандтлем, а также расширения понятий физической сущности потоков посредством разграничения режимов течения через понятие критического безразмерного комплекса, характеризующего отношение сил инерции к силам вязкостного трения, предложенное О. Рейнольдсом, а в дальнейшем развитое Б. Хедстремом (критические числа Рейнольдса и Сен-Венана).

Значительно обогащены отдельные разделы гидродинамики буровых процессов исследованиями гидродинамических сопротивлений в турбобурах (П.П. Шумилов), коэффициентов гидравлических сопротивлений в трубах (А.Д. Альтшуль), местных сопротивлений потоку (Х. Геррик).

Важными оказались решения вопросов взаимодействия потока с взвешенными в нем твердыми частицами (Г. Стокс, Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланов).

Гидродинамика буровых процессов как ветвь науки механики сплошных сред начала формироваться в виде обобщающих работ Р.И. Шищенко, А.Х. Мирзаджанзаде, Н. Маковеев. Достижения в этой области применительно к теории и практике гидродинамических процессов в бурении были систематизированы в виде учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности "бурение нефтяных и газовых скважин", Е.Г. Леоновым и В.М. Исаевым (Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. Гидроаэромеханика в бурении. — М.: Недра, 1987).

Сознавая, что авторами упомянутого учебника глубоко проработан материал дисциплины, а изложение его ориентировано в основном на студентов, составители настоящего учебника стремились изложить материал этой главы как можно ближе к изложению аналогичных разделов учебника.

1.1. РАВНОВЕСИЕ И ДВИЖЕНИЕ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ В ЖИДКОСТИ, ГАЗЕ И ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

Осколки разрушенных горных пород (шлам), поступающие с забоя и стенок скважины, уносятся потоком промывочной жидкости, газа или газожидкостной смеси. Ниже рассмотрены закономерности взаимодействия потока с частицами породы на забое и в заколонном пространстве скважины, необходимые для расчетов подачи насосов при промывке, компрессоров при продувке или тех и других при бурении с использованием аэрированной жидкости.

Витание твердых частиц в потоках жидкости, газа и газожидкостной смеси

Рассмотрим движение твердой частицы со средней скоростью v_c в восходящем вертикальном потоке жидкости, текущей со скоростью v_{Π} . В общем случае скорости потока и частицы относительно неподвижных стенок

скважины разные. Обычно плотность частиц горных пород больше плотности жидкости, поэтому относительная скорость (рис. 1.1, *а*)

$$v_{\text{отн}} = v_{\text{п}} - v_{\text{ч}}. \quad (1.1)$$

Принято, что частица, витая в потоке, имеет скорость $v_{\text{ч}} = 0$. Тогда скорость потока в (1.1) при $v_{\text{ч}} = 0$ называется скоростью витания $v_{\text{в}}$:

$$v_{\text{п}} = v_{\text{в}}. \quad (1.2)$$

Чтобы выбрать среднюю скорость потока, обеспечивающую транспорт частиц в кольцевом канале на дневную поверхность, нужно уметь определять скорости $v_{\text{в}}$ и $v_{\text{ч}}$.

Равновесие частицы в восходящем потоке обеспечивается равенством действующих на нее сил, схематично показанных на рис. 1.1, *б*.

На частицу действует равнодействующая выталкивающей силы и силы тяжести:

$$R = V(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}})g, \quad (1.3)$$

где V — объем частицы; $\rho_{\text{ч}}$, $\rho_{\text{ж}}$ — плотность соответственно частицы и жидкости; g — ускорение свободного падения.

Сила R уравнивается силой сопротивления $W_{\text{п}}$, которая зависит от реологических свойств жидкости, режима обтекания, концентрации и формы частиц. В дальнейшем будем рассматривать единичную сферическую частицу с эквивалент-

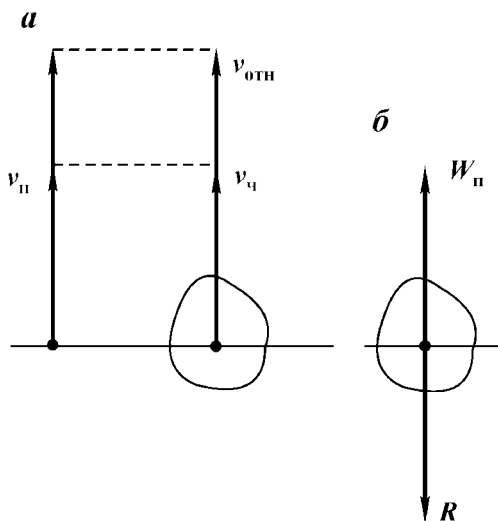


Рис. 1.1. Векторы скоростей (*а*) и сил (*б*) для витающей в жидкости твердой частицы

ным диаметром $d_{\text{ч}} = \left(\frac{6V}{\pi} \right)^{1/3}$ в неограниченной среде. Экспериментально установлено, что в этом случае частица при обтекании имеет наименьшее сопротивление. Формула для определения силы сопротивления частицы при обтекании ее вязкой жидкостью, согласно формуле Стокса, имеет вид

$$W_{\text{п}} = 3\pi\mu d_{\text{ч}} v_{\text{в}}. \quad (1.4)$$

Эта формула справедлива для чисел Рейнольдса $\text{Re} = v_{\text{в}} d_{\text{ч}} \rho_{\text{ж}} / \mu < 1$.

При любых значениях Re силу сопротивления можно выразить в общей форме

$$W_{\text{п}} = C_W \rho_{\text{ж}} \frac{v_{\text{в}}^2}{2} / S, \quad (1.5)$$

где C_W — коэффициент сопротивления; S — площадь наибольшего сечения частицы, перпендикулярного к потоку.

Формула (1.5) переходит в (1.4) при

$$C_W = 24/\text{Re}. \quad (1.6)$$

Приравнявая (1.3) и (1.5) и подставляя $V = \pi d_{\text{ч}}^3 / 6$ и $S = \pi d_{\text{ч}}^2 / 4$, получаем скорость витания для сферической частицы

$$v_{\text{в}} = \sqrt{\frac{4(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}})d_{\text{ч}}g}{3\rho_{\text{ж}}C_W}}. \quad (1.7)$$

В области $1 < \text{Re} < 10^3$ следует использовать формулу

$$C_W = \frac{24}{\text{Re}} (1 + 0,17 \text{Re}^{0,665}),$$

а для области $10 \leq \text{Re} \leq 2 \cdot 10^5$ Ньютон принимал коэффициент $C_W = 0,44$.

Формулу (1.7) можно записать в виде

$$v_{\text{в}} = K \sqrt{d_{\text{ч}} \left(\frac{\rho_{\text{ч}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)}, \quad (1.8)$$

где $K = \sqrt{4g / (3C_W)}$ — постоянная Риттингера. Согласно многочисленным данным, при обтекании сферы потоком с $\text{Re} > 60$ примем $C_W = 0,4$, тогда $K = 5,72$.

Чтобы выбрать для расчета скорости витания соответст-

вующую формулу, необходимо знать Re , в которое также входит скорость v_B . Поэтому формулы (1.7) и (1.8) применимы для вычисления v_B методом последовательных приближений. Расчеты производятся следующим образом. Найдя по одной из формул скорость v_B и затем Re , следует проверить, лежит ли Re в области применения этой формулы. При несовпадении результата необходимо использовать другую формулу.

В отличие от вязкой в вязкопластической жидкости (ВПЖ) различные сферы могут находиться в равновесии и при скорости $v_B = 0$. Состояние шара, предшествующее движению, характеризуется предельным равновесием. В этом случае сила тяжести уравнивается силой W_{Π} от действия напряжений по всей поверхности объема V . Предположим, что зависимость для W_{Π} имеет вид:

$$W_{\Pi} = \pi d_q^2 \tau_0.$$

Приравнявая W_{Π} и R , найдем, что при скорости $v_B = 0$ максимальный размер частицы, которая может находиться в равновесии в ВПЖ, определяется формулой

$$d_q = \frac{6\tau_0}{(\rho_q - \rho_{ж})g}. \quad (1.9)$$

При движении ($v_B \neq 0$) шара в вязкопластической жидкости полагают, что суммируются сопротивления, обусловленные вязкостными и пластическими свойствами. Поэтому формулу для силы сопротивления при движении жидкости можно записать так:

$$W_{\Pi} = \pi d_q^2 \tau_0 + 3\pi\eta d_q v_B. \quad (1.10)$$

Приравнявая (1.10) и (1.3), получаем скорость витания частицы

$$v_B = \frac{d_q}{3\eta} \left[\frac{(\rho_q - \rho_{ж})g d_q}{6} - \tau_0 \right]. \quad (1.11)$$

При $\tau_0 = 0$ выражение (1.11) упрощается до случая обтекания частиц вязкой жидкостью. Силу сопротивления при различных режимах обтекания ВПЖ можно представить также в виде (1.5), где коэффициент сопротивления C_w различен для каждого режима.

Для формулы (1.10)

$$W_{\Pi} = \pi d_q^2 \tau_0 + 3\pi\eta d_q v_B = C_w \rho_{ж} \frac{v_B^2}{2} \frac{\pi d_q^2}{4}, \quad (1.12)$$

откуда

$$C_W = \frac{\pi d_q^2 \tau_0 + 3\pi \eta d_q v_B}{\rho_{\text{ж}} \frac{v_B^2}{2} \frac{\pi d_q^2}{4}} = \frac{8\tau_0}{\rho_{\text{ж}} v_B^2} + \frac{24}{\text{Re}},$$

или

$$C_W = \frac{24}{\text{Re}} \left(1 + \frac{\text{He}}{3 \text{Re}} \right) = \frac{24}{\text{Re}} \left(1 + \frac{S}{3} \right), \quad (1.13)$$

где

$$\text{He} = \rho_{\text{ж}} \tau_0 d_q^2 / \eta^2; \quad S = \tau_0 d_q / (\eta v_B).$$

Полагают, что при $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$ коэффициент сопротивления C_W остается постоянным и равным 0,4. Подставляя $C_W = 0,4$ в формулу (1.13), находим значения $\text{Re}_{\text{кр}}$ в зависимости от числа He :

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 30 \left(1 + \sqrt{1 + \text{He} / 45} \right). \quad (1.14)$$

Для расчета скорости витания при $\text{Re} \leq \text{Re}_{\text{кр}}$ рекомендуется формула (1.11); при $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$ — формула (1.8). При $\tau_0 = 0$ по формуле (1.14) для вязкой жидкости получаем

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 60. \quad (1.15)$$

Формулы (1.8) и (1.11) удобны для расчетов, когда заранее известно условие обтекания, т.е. известно Re . Однако при вычислении скорости витания нельзя сразу определить число Рейнольдса, так как в него также входит неизвестная скорость витания. Преобразуя формулу (1.7), которая справедлива для вычисления скорости витания в любой жидкости, и подставляя в нее

$$v_B = \frac{\text{Re} \mu}{d_q \rho}, \quad (1.16)$$

получаем

$$C_W \text{Re}^2 = \frac{4}{3} \text{Ar}, \quad (1.17)$$

где Ar — безразмерный комплекс — число Архимеда,

$$\text{Ar} = \frac{d_q^3 g}{\mu^2} \rho_{\text{ж}} (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}). \quad (1.18)$$

Подставляя (1.6) в (1.17), находим для вязкой жидкости

$$Re = Ag/18, \quad (1.19)$$

а для вязкопластической жидкости

$$Re = Ag/18 - He/3. \quad (1.20)$$

Введем критическое число Архимеда. Если в (1.19) и (1.20) подставить значения $Re_{кр} = 60$ и $Re_{кр}$ по формуле (1.14), то получим критические значения числа Архимеда:

для вязкой жидкости

$$Ag_{кр} = 1080; \quad (1.21)$$

для вязкопластической жидкости

$$Ag_{кр} = 18(Re_{кр} + He/3). \quad (1.22)$$

В практических примерах скорость витания следует вычислять следующим образом: определить He , $Re_{кр}$, $Ag_{кр}$ и Ag и сравнить $Ag_{кр}$ и Ag .

Если $Ag < Ag_{кр}$, то скорость витания можно вычислить по формуле (1.16) с использованием (1.20); если же $Ag > Ag_{кр}$, то вместо (1.20) надо использовать формулу (1.17), приняв $C_w = 0,4$.

При роторном бурении вынос породы осуществляется при вращающейся колонне труб, поэтому частичка шлама имеет не только вертикальную составляющую скорости обтекания, но и горизонтальную. При этом экспериментально установлено, что условия выноса шлама улучшаются.

При выборе расхода промывочного агента, необходимого для выноса шлама из кольцевого пространства, требуется задать скорость потока, превышающую скорость витания, т.е. чтобы скорость частицы $v_{\text{ч}}$ была больше нуля. На основании практических данных эту скорость принимают равной 20–30 % скорости витания:

$$v_{\text{ч}} = (0,2 \div 0,3) v_{\text{в}}.$$

При бурении шарошечными долотами пород, способных к хрупкому разрушению, в основном образуются частицы с эквивалентным диаметром менее 10 мм. Поэтому в этих формулах диаметр выносимой частицы $d_{\text{ч}} = 0,01$ м. Частички с меньшим диаметром будут легко выноситься, а с большим диаметром (их всего несколько процентов) – повторно измельчаться долотом. Очень часто рассчитывают скорость $v_{\text{ч}}$, используя формулу (1.8) и заранее предполагая, что $Re > 60$.

Исходя из специфики опыта бурения в каждом районе, скорость $v_{\text{п}}$ выбирают в пределах 0,4–1,4 м/с. Ближе к нижней границе значения получаются при использовании утяже-

ленных глинистых растворов с повышенными реологическими свойствами. При применении технической воды и других жидкостей с пониженными реологическими свойствами, особенно при разбуривании глинистых пород для устранения сальникообразования, скорости v_{π} повышают.

Расход жидкости в кольцевом пространстве, требуемый для выноса шлама, рассчитывается по формуле

$$Q = v_{\pi} F_{\kappa},$$

где F_{κ} — площадь поперечного сечения кольцевого пространства.

1.2. УСТАНОВИВШЕЕСЯ ТЕЧЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ В ЭЛЕМЕНТАХ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ СКВАЖИНЫ

Рассмотрим расчет давлений при ламинарном течении вязкой несжимаемой жидкости в круговых щелях, трубах и концентричных кольцевых каналах.

Течение в круговой щели

Задача состоит в получении формулы, связывающей перепад давлений $\Delta p = (p_c - p_{\kappa})$ с расходом $Q = vF$, где p_c , p_{κ} — давление соответственно в отверстии и на контуре щели; v — средняя скорость жидкости через любую цилиндрическую поверхность (рис. 1.2).

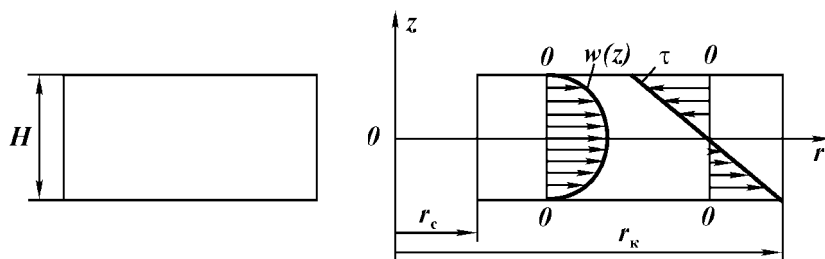


Рис. 1.2. Эпюры скоростей и напряжений в ламинарном радиальном потоке вязкой жидкости в круговой щели

Для этого требуется совместно решить систему уравнений: движения, сплошности и состояния.

Примем следующие граничные условия:

$$w = 0 \text{ при } z = \pm H/2;$$

$$p = p_c \text{ при } r = r_c;$$

$$p = p_k \text{ при } r = r_k.$$

Реологическое уравнение для вязкой жидкости имеет вид

$$\tau = \mu \frac{\partial w}{\partial z}. \quad (1.23)$$

Для такой физической модели известна формула Дарси — Вейсбаха

$$\Delta p = \lambda_1 \frac{\rho v^2}{2H} (r - r_c). \quad (1.24)$$

Если $r = r_k$, то

$$\lambda_1 = \frac{24}{\text{Re}} f(\delta); \text{ Re} = |v| H \rho / \mu; f(\delta) = \ln \delta / (1 - \delta); \delta = r_c / r_k.$$

При выводе зависимости (1.24) не учитывался в уравнении движения инерционный член $w(\partial w / \partial r)$, т.е. рассматривались потери давления, возникающие под действием сил вязкости. При движении жидкости между круговыми пластинами значения Δp , вычисленные только по формуле (1.24), в результате неучета инерции могут быть сильно заниженными или завышенными относительно общего перепада давления.

Перепад давлений за счет инерции не зависит от вида реологического закона жидкости и применим для любой несжимаемой жидкости. Формулу для его определения можно записать в виде формулы Дарси — Вейсбаха

$$\Delta p_2 = \lambda_2 \frac{\rho v^2}{2H} (r - r_c),$$

где

$$\lambda_2 = \frac{H}{r_c} \left(1 + \frac{r}{r_c} \right).$$

Результирующий перепад давления

$$\Delta p = \lambda \frac{\rho v^2}{2H} (r - r_c) = |\Delta p_1 \pm \Delta p_2|, \quad (1.25)$$

где $\lambda = |\lambda_1 \pm \lambda_2|$.

Заметим, что значение λ существенно зависит от направления течения, т.е. от знака Q . При поглощении жидкости следует брать знак минус, а при проявлении (притоке) — плюс.

Во многих случаях силы трения и инерции примерно одинаково влияют на перепад давления. Если вязкость повысить до 1 Па·с, то влияние сил трения значительно увеличится, а влияние сил инерции не изменится. При увеличении расстояния между пластинами основную роль будут играть инерционные силы, а при увеличении диаметра скважины — силы трения.

Течение в трубах и концентрических кольцевых каналах

Задача аналогична предыдущей: определить связь между перепадом давления $\Delta p = |p_2 - p_1|$ и расходом $Q = vF$, где v — средняя скорость жидкости через поперечное сечение канала; $F = \pi R^2 = \pi d_c^2 / 4$ — площадь сечения потока в трубе; $F = \pi(d_c^2 - d_n^2) / 4$ — площадь поперечного сечения потока в кольцевом пространстве (рис. 1.3).

Для нахождения искомой формулы $\Delta p = \Delta p(Q)$ требуется решить систему уравнений движения, сплошности и состояния при следующих граничных условиях:

$$w = 0 \text{ при } r = R_1 = d_n/2;$$

$$w = 0 \text{ при } r = R_2 = d_c/2;$$

$$p = p_1 \text{ при } z = 0;$$

$$p = p_2 \text{ при } z = L.$$

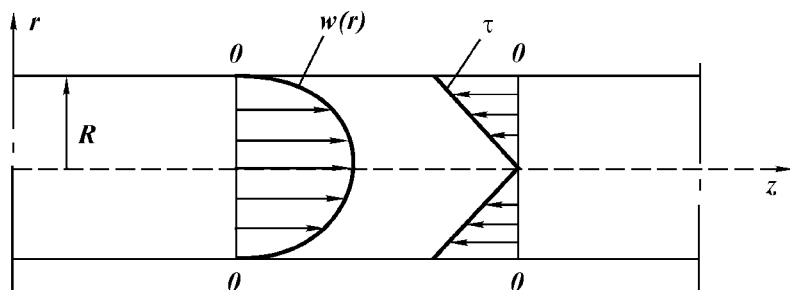


Рис. 1.3. Эпюры скоростей и напряжений в ламинарном потоке вязкой жидкости в трубе

Реологическое уравнение в этом случае

$$\tau = \mu \frac{\partial w}{\partial r}. \quad (1.26)$$

При $d_n \rightarrow 0$ получим расход в трубах (формула Гагена – Пуазейля)

$$Q = - \frac{\pi A}{128\mu} d_c^4.$$

Можно аналитически получить решение в виде формулы Дарси – Вейсбаха:

$$\Delta p = |p_2 - p_1| = \lambda \frac{\rho v^2}{2d_r} L, \quad (1.27)$$

где $d_r = d_c - d_n$ – гидравлический диаметр; $\lambda = \frac{64}{\text{Re}} f(\delta)$ – коэффициент гидравлических сопротивлений ($\delta = d_n/d_c$);

$$f(\delta) = \frac{(1 - \delta)^2}{1 + \delta^2 + \frac{1 - \delta^2}{\ln \delta}};$$

$$\text{Re} = |v| d_r \rho / \mu.$$

График функции $f(\delta)$ представлен на рис. 1.4.

При $d_n \rightarrow 0$ получим $d_r \rightarrow d_c$, $f(\delta) \rightarrow 1$, т.е. формулой (1.27) можно пользоваться для вычисления перепада давления в тру-

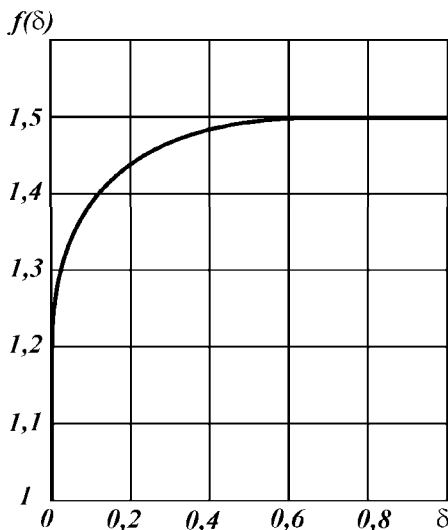


Рис. 1.4. График функции $f(\delta)$

бах, полагая в ней $d_r = d_c$. Для удобства расчетов можно записать формулу (1.27), раскрывая значения λ и Re , в виде:

для кольцевого канала

$$\Delta p = \frac{32\mu|v|}{d_r^2} f(\delta) L = \frac{128\mu|Q|}{\pi d_r^3 (d_c + d_n)} f(\delta) L; \quad (1.28)$$

для труб

$$\Delta p = \frac{128\mu|Q|}{\pi d_c^4} L. \quad (1.29)$$

Формулы (1.28) и (1.29) справедливы как при течении вдоль оси ($Q > 0$), так и против направления оси ($Q < 0$).

Расчет давлений при ламинарном течении вязкопластических жидкостей в круговых щелях, трубах и концентрических кольцевых каналах

Круговая щель

Задача состоит в нахождении связи между перепадом давления $\Delta p = |p_c - p_k|$ и расходом $Q = vF$, где v — средняя скорость течения через цилиндрическую поверхность $F = 2\pi rH$ (рис. 1.5) при ламинарном течении ВПЖ (называют также структурным из-за своеобразного распределения скоростей, обусловленного наличием ядра течения, движущегося с постоянной скоростью w_0). Для нахождения формулы требуется решить систему уравнений сплошности и состояния в

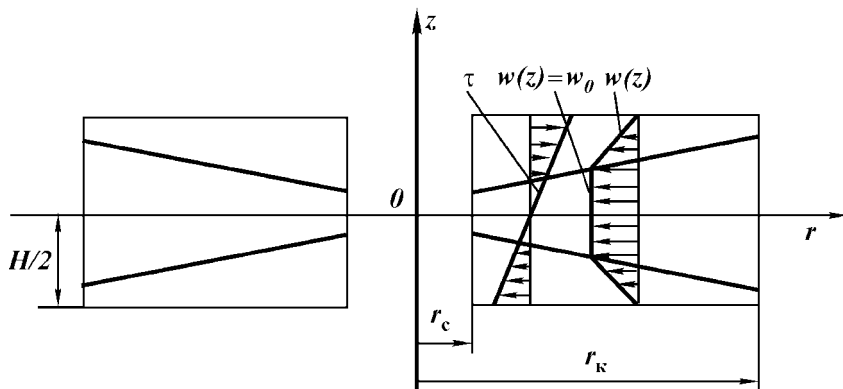


Рис. 1.5. Эпюры скоростей и напряжений в ламинарном радиальном потоке ВПЖ в круговой щели

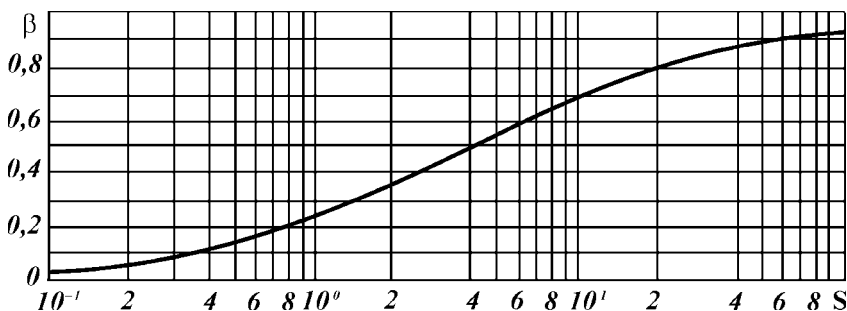


Рис. 1.6. График зависимости $\beta = \beta(S)$ для круговой щели в полулогарифмических координатах

области между стенками щели и ядром течения диаметром H_0 , т.е. при следующих граничных условиях:

$$w = 0 \text{ при } z = \pm H/2;$$

$$\frac{\partial w}{\partial z} = 0 \text{ при } z = \pm H_0/2;$$

$$w = w_0 \text{ при } -H_0/2 \leq z \leq H_0/2.$$

Реологическое уравнение для ВПЖ имеет вид

$$\tau = \pm \tau_0 + \eta \frac{\partial w}{\partial z}. \quad (1.30)$$

Для такой формулировки задачи получена формула, позволяющая определить перепад давления, предварительно вычислив число Сен-Венана S при $r = r_k$ и найдя β из рис. 1.6:

$$\Delta p = |p_c - p_k| = \frac{2\tau_0 r_k}{H|\beta|} \ln \frac{r_k}{r_c}. \quad (1.31)$$

Число Сен-Венана

$$S = \frac{\pi r H^2 \tau_0}{\eta |Q|}.$$

Можно учесть перепад давлений за счет инерционных сил в общем перепаде давлений, если принять, что последний приближенно равен сумме перепадов

$$\Delta p = \Delta p_{\tau} \pm \Delta p_{\text{и}},$$

где Δp_{τ} — потери на трение, вычисляемые по формуле (1.31); $\Delta p_{\text{и}}$ — инерционные потери, определяемые по формуле. При $\Delta p_{\text{и}}$ знак плюс берется при проявлении и минус при поглощении.

В этом случае (рис. 1.7), так же как и в предыдущем, течение имеет ядро радиуса R_0 , движущееся со скоростью w_0 . Для нахождения перепада давления пренебрегают членами, учитывающими силы инерции и тяжести, и решают систему уравнений в области между стенкой трубы и ядром при следующих граничных условиях:

$$w = 0 \text{ при } r = R = d_c/2;$$

$$w = w_0 = \text{const при } 0 \leq r \leq R_0;$$

$$\frac{\partial w}{\partial r} = 0 \text{ при } r = R_0.$$

Реологическое уравнение для ВПЖ в трубах при $\frac{\partial w}{\partial r} < 0$ имеет вид

$$\tau = -\tau_0 + \eta \frac{\partial w}{\partial r} \text{ при } r \geq R_0. \quad (1.32)$$

В результате аналитического решения задачи получают известную формулу Букингама для расхода жидкости, из которой выводят формулу для перепада давления в трубе:

$$\Delta p = 2\tau_0 L / (R\beta),$$

или, вводя значение диаметра $d_c = 2R$,

$$\Delta p = \frac{4\tau_0 L}{d_c \beta}. \quad (1.33)$$

По формуле (1.33) определяют перепад давления Δp (потери на трение) при движении ВПЖ в трубах. Для этого

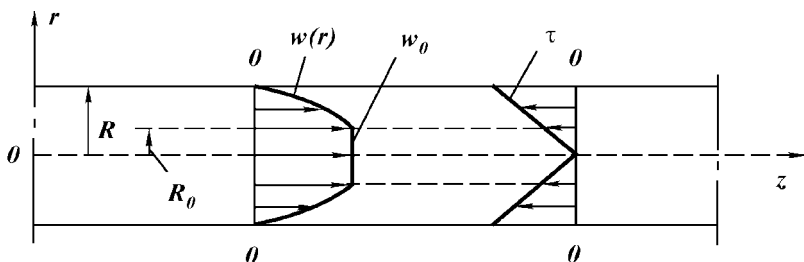


Рис. 1.7. Эпюры скоростей и напряжений в ламинарном потоке ВПЖ в трубе

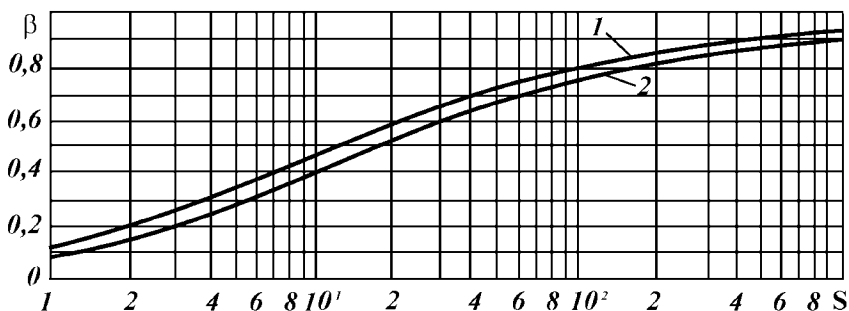


Рис. 1.8. Графики зависимости $\beta = \beta(S)$ для круговых (1) и кольцевых (2) каналов

следует вычислить число S , а по его значению определить по кривой 1 (рис. 1.8) величину β и затем по формуле (1.33) найти искомый перепад давления Δp :

$$S = \frac{\tau_0 d_c F}{\eta Q}. \quad (1.34)$$

Течение в кольцевом концентричном канале

При течениях ВПЖ в концентричном кольцевом пространстве, так же как и в трубах, образуется ядро, которое имеет форму полого цилиндра с площадью поперечного сечения $\pi(b^2 - a^2)$, боковой поверхностью $2\pi(a + b)L$ и движется со скоростью w_0 (рис. 1.9). Это ядро разделяет все течение на два градиентных слоя: I, где производная $\partial w / \partial r <$

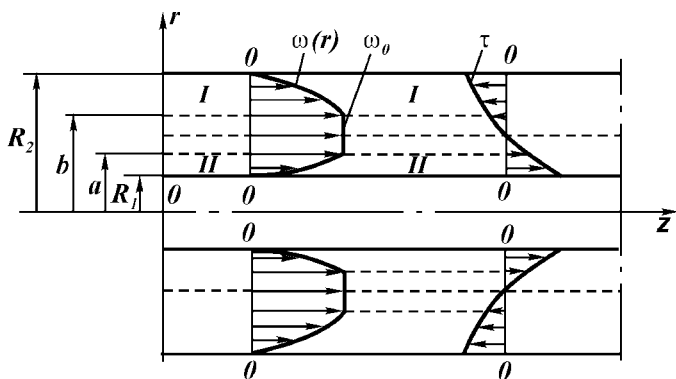


Рис. 1.9. Эпюры скоростей и напряжений в ламинарном потоке ВПЖ в кольцевом канале

< 0 , и II, где производная $\partial w / \partial r > 0$. В связи с этим решают систему уравнений при нахождении профиля скоростей w для каждого слоя отдельно, так как реологическое уравнение имеет свой вид для каждого слоя:

для I слоя

$$\tau = -\tau_0 + \eta \frac{\partial w}{\partial r}; \quad (1.35)$$

для II слоя

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{\partial w}{\partial r}. \quad (1.36)$$

Условие равновесия сил, действующих на ядро, записывается следующим образом:

$$\pi(b^2 - a^2)\Delta p = 2\pi\tau_0(a + b)L.$$

Граничные условия при отсутствии скольжения по стенкам кольцевого пространства имеют вид:

$$w = 0 \text{ при } r = R_1;$$

$$w = 0 \text{ при } r = R_2.$$

Так как ядро движется с постоянной скоростью w_0 , то значения распределений скоростей в градиентных слоях на границах с ядром будут $w = w_0$ при $a \leq r \leq b$.

Кроме того, должно выполняться условие

$$\frac{\partial w}{\partial r} = 0 \text{ при } r = a \text{ и } r = b.$$

Решая систему дифференциальных уравнений для приведенной модели, получают формулу для определения перепада давления в кольцевом канале:

$$\Delta p = \frac{4\tau_0 L}{\beta(d_c - d_H)}; \quad (1.37)$$

$$S = \frac{\tau_0(d_c - d_H)F_K}{\eta Q}. \quad (1.38)$$

Коэффициент β (см. рис. 1.8), предварительно вычислив число S , находят по известному расходу, реологическим τ_0 , η и геометрическим d_c , d_H данным.

Графический метод расчета вручную потерь давления при течении ВПЖ в трубах и кольцевых каналах разработан К.Х. Гродде.

Перепад давления в местных сопротивлениях циркуляционной системы

Местные гидравлические сопротивления создают элементы циркуляционной системы с переменной формой и размерами каналов, в которых изменяются скорости потока, образуются крупные вихри и возвратные течения. Такими элементами являются: ведущая труба, вертлюг, буровой рукав, стояк, замковые соединения, муфты, переводники, долота, центраторы, расширители и т.д.

Как показывают опыты, перепад давления Δp в этих элементах можно определять независимо от его относительной длины по формуле

$$\Delta p = \alpha \rho Q^2, \quad (1.39)$$

где α — коэффициент гидравлических сопротивлений, который для каждого элемента в первом приближении можно принять постоянным. Наибольшее значение коэффициент α имеет в забойных гидравлических двигателях, гидромониторных долотах и замковых соединениях типа ЗН. Лишь для немногих простейших моделей местных сопротивлений, например внезапного расширения трубы, коэффициент α можно определить теоретически. Обычно его находят экспериментальным путем.

Коэффициент α наземной обвязки циркуляционной системы находится по формуле

$$\alpha = \alpha_c + \alpha_{ш} + \alpha_b + \alpha_k, \quad (1.40)$$

где α_c , $\alpha_{ш}$, α_b , α_k — коэффициенты сопротивлений элементов обвязки, определяемые по данным ВНИИБТ (табл. 1.1).

Т а б л и ц а 1.1

Элемент обвязки	Условный размер, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Обозначение в формуле (1.40)	$\alpha \cdot 10^{-5}, \text{ м}^{-4}$
Стояк	114	—	α_c	3,4
	140	—		1,1
	168	—		0,4
Буровой рукав		76	$\alpha_{ш}$	1,2
		80		0,93
		90		0,52
		102		0,3
Вертлюг		75	α_b	0,9
		80		0,7
		90		0,44
		100		0,3
Ведущая труба (квадрат)	112	74	α_k	1,8
	140	85		0,9
	155	100		0,4

Ввиду переменной геометрии каналов турбобуры можно считать одним из местных сопротивлений и перепад давления в них также вычислять по формуле (1.39) при

$$\alpha = \frac{\Delta p_{\text{тн}}}{\rho_{\text{с}} Q_{\text{тн}}^2}, \quad (1.41)$$

где $\Delta p_{\text{тн}}$ — перепад давления в турбобуре при номинальном режиме его работы на жидкости с известной подачей $Q_{\text{тн}}$ и плотностью (по паспортным данным конкретного турбобура) $\rho_{\text{с}}$.

Для геометрически подобных сопротивлений, в частности отверстий долот, каналов замковых соединений и муфт одинаковых типов, при расчетах формулу (1.39) удобнее представить в традиционном виде:

$$\Delta p = \xi \frac{\rho v^2}{2}, \quad (1.42)$$

где $\xi = 2\alpha F^2$ — коэффициент сопротивления; F , v — характерная площадь сечения канала и средняя скорость в нем соответственно.

В каналах замковых соединений в качестве характерной величины принимают площадь поперечного сечения канала труб

$$F = \pi d_{\text{в}}^2 / 4, \quad (1.43)$$

где $d_{\text{в}}$ — внутренний диаметр бурильных труб.

Опытные данные показывают, что среднее значение ξ для каналов замков типа ЗН можно принять равным 7,66, а для замков типа ЗШ $\xi = 1,52$.

Диаметр каналов замков типа ЗУ и приваренных замков мало отличается от внутреннего диаметра бурильных труб, поэтому потери давления в них незначительны и в расчетах обычно не учитываются.

Для определения перепада давления от местных сопротивлений (муфт, замков и т.п.) в кольцевом пространстве также применяется формула (1.39), в которой в качестве характерной берется площадь поперечного сечения кольцевого канала между трубами и стенкой скважины

$$F = \pi(d_{\text{с}}^2 - d_{\text{н}}^2) / 4, \quad (1.44)$$

где $d_{\text{с}}$ — диаметр скважины; $d_{\text{н}}$ — наружный диаметр труб.

При этом коэффициент ξ вычисляют по формуле

$$\xi = 2 \left(\frac{d_c^2 - d_n^2}{d_c^2 - d_m^2} - 1 \right)^2, \quad (1.45)$$

где d_m — максимальный наружный диаметр муфты или замкового соединения.

Для расчета суммарных потерь давления от всех замков или муфт данного типоразмера в колонне нужно перепад давления, выраженный формулой (1.39), умножить на число замков или муфт.

Для расчета перепада давлений в долоте также пользуются формулой (1.39), в которой в качестве характерной площади берется суммарная площадь поперечного сечения насадок или промывочных отверстий долота; $\xi = 1/\mu^2$ (μ — опытный коэффициент расхода, зависящий от формы отверстия, физических свойств жидкости и давления, при котором происходит истечение).

На основании многочисленных экспериментов установлено, что коэффициент расхода примерно равен 0,62 для отверстия в тонкой стенке; 0,82 для цилиндрической насадки; 0,945 для конической сходящейся насадки (с углом конусности 13°); 0,98 для коноидальной насадки. Ниже приведены коэффициенты расхода для характерных форм насадок буровых долот, по данным Б.С. Филатова:

Цилиндрические сверления с остроугольными кромками.....	0,64—0,66
Сверления с коническим входом.....	0,8—0,9
У-образная щель.....	0,7—0,75
Насадки с округлым входом и конусностью (гидромониторные).....	0,9—0,95

С помощью показателя, подобного коэффициенту μ , можно охарактеризовать полное гидравлическое сопротивление всего долота любого типоразмера. Для этого при экспериментальном определении коэффициента μ следует измерять потери давления не в одних лишь насадках, а во всем долоте, т.е. в канале, составленном из насадок и внутренней полости долота.

Гидравлический расчет циркуляционной системы при бурении с промывкой несжимаемыми жидкостями

Точность гидравлического расчета процесса промывки скважины зависит в первую очередь от достоверности исходной информации.

Некоторые исходные данные к расчету могут быть определены приближенно. К таким данным относятся: диаметр необсаженного ствола скважины, реологические свойства промывочной жидкости, шероховатость стенок труб и скважины и т.д. Поэтому при расчете следует пользоваться оценками, позволяющими удовлетворить всем технологическим и геологическим условиям бурения. Так, оценкой снизу для гидродинамического давления в кольцевом пространстве скважины, исходя из условий создания противодействия на продуктивные пласты, является гидростатическое давление столба промывочной жидкости. Для оценки сверху распределения давлений, исходя из условия недопущения гидроразрыва (поглощения) пластов, и при определении давления в насосе целесообразно применять расчетные соотношения и исходные данные, дающие несколько завышенные значения перепада (потерь) давления в различных элементах циркуляционной системы.

При определении расхода промывочной жидкости, обеспечивающего очистку забоя и транспорт шлама в кольцевом пространстве, необходимо знать среднюю скорость течения жидкости в затрубном пространстве v_k , обеспечивающую вынос выбуренной породы из скважины. При промывке первых скважин на площади скорость v_k выбирают по расчету. По мере разбуривания площади и накопления опыта значение v_k может уточняться с учетом других факторов (тип разбуриваемых пород, способ бурения, конструкция долот и т.п.).

По известному v_k определяется расход промывочной жидкости, необходимый для выноса шлама:

$$Q = \frac{\pi(d_c^2 - d_n^2)}{4} v_k, \quad (1.46)$$

где d_c — диаметр скважины, м; d_n — минимальный наружный диаметр труб бурильной колонны, м.

Полученное значение Q уточняется проверкой условия, обеспечивающего очистку забоя от шлама:

$$Q \geq \frac{\pi d_c^2}{4} a, \quad (1.47)$$

где $a = 0,35 \pm 0,5$ м/с при роторном способе и электробурении; $a = 0,5 \pm 0,7$ м/с при бурении гидравлическими забойными двигателями.

При выборе диаметра цилиндрических втулок насоса значение Q подбирают, ориентируясь на вынос шлама, а диаметры

цилиндровых втулок бурового насоса окончательно выбирают из справочных таблиц. Суммарную подачу насосов определяют по формуле

$$Q = mnQ_n,$$

где m — коэффициент заполнения; Q_n — подача насоса при данном диаметре втулок, м³/с; n — число насосов.

Коэффициент m выбирается в зависимости от условий всасывания жидкостей. При наличии подпора на всасывание $m = 1$. Если всасывание осуществляется из емкостей в грунте, то при промывке водой $m = 0,9$ и глинистым раствором $m = 0,8$.

При выборе плотности промывочной жидкости, применяемой при разбуривании заданного интервала, необходимо учитывать следующие два условия: создание противодействия, препятствующего притоку в скважину пластовых флюидов, предотвращение гидроразрыва.

Первое условие имеет вид

$$\rho = \min \left\{ \frac{k_p p_{\text{пл}}}{gL_{\text{к}}}, \frac{p_{\text{пл}} + \Delta p_p}{gL_{\text{к}}} \right\}, \quad (1.48)$$

где ρ — плотность промывочной жидкости, кг/м³; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па; g — ускорение свободного падения, м/с²; $L_{\text{к}}$ — глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м; k_p — коэффициент резерва.

Согласно существующим правилам рекомендуются следующие значения k_p и Δp_p :

$$k_p = 1,1 \div 1,15; \Delta p_p = 1,5 \text{ МПа при } L_{\text{к}} < 1200 \text{ м};$$

$$k_p = 1,05 \div 1,1; \Delta p_p = 2,5 \text{ МПа при } 1200 \text{ м} \leq L_{\text{к}} \leq 2500 \text{ м};$$

$$k_p = 1,04 \div 1,07; \Delta p_p = 3,5 \text{ МПа при } L_{\text{к}} > 2500 \text{ м}.$$

Рассчитанную по формуле (1.48) плотность ρ необходимо проверить на соответствие второму условию, из которого следует, что давление промывочной жидкости в затрубном пространстве против каждого пласта должно быть меньше давления гидроразрыва данного пласта. Второе условие записывается следующим образом:

$$\rho < \frac{p_{\text{г}} - \sum (\Delta p_{\text{кп}}) - (1 - \varphi) \rho_{\text{ш}} g L_{\text{п}}}{\varphi g L_{\text{п}}}, \quad (1.49)$$

где $\varphi = \frac{Q}{(\pi v_{\text{м}} d_{\text{с}}^2 / 4) + Q}$ — содержание жидкости в шламожидко-

стном потоке без учета относительных скоростей; p_r — давление гидроразрыва (поглощения) пласта, Па; $\Sigma(\Delta p_{\text{кп}})$ — потери давления при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па; $\rho_{\text{ш}}$ — плотность шлама, кг/м³; $L_{\text{п}}$ — глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта, м; $v_{\text{м}}$ — механическая скорость бурения, м/с.

Поскольку значения $\Sigma(\Delta p_{\text{кп}})$ и φ зависят от расхода промывочной жидкости, то проверить второе условие можно только после установления подачи насосов.

При выборе турбобура расход промывочной жидкости Q , кроме очистки забоя и выноса шлама, должен обеспечить работу турбобура с заданным для разрушения породы моментом M_p . Поэтому необходимо по справочнику подобрать такой тип турбобура, который удовлетворяет следующим условиям: диаметр корпуса меньше диаметра долота более чем на 10 мм; расход жидкости при номинальном режиме работы $Q_{\text{тн}}$ близок к принятой подаче насоса; крутящий момент M_t не менее чем на 20 % больше заданного M_p , необходимого для разрушения породы.

Крутящий момент турбобура при работе на жидкости плотностью ρ и подаче насоса Q определяется из соотношения

$$M_t = M_{\text{тн}} \frac{\rho Q^2}{\rho_{\text{с}} Q_{\text{тн}}^2}, \quad (1.50)$$

где $M_{\text{тн}}$, $\rho_{\text{с}}$, $Q_{\text{тн}}$ — соответственно тормозной момент на валу турбобура, плотность и расход жидкости при номинальном режиме его работы.

Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы

Общие потери давления Δp (в Па) при движении промывочной жидкости в элементах циркуляционной системы определяются из выражения

$$\Delta p = \Sigma(\Delta p_i) = \Sigma(\Delta p_{\text{тр}}) + \Sigma(\Delta p_{\text{кп}}) + \Delta p_{\text{мт}} + \Delta p_{\text{мк}} + \Delta p_{\text{с}} + \Delta p_{\text{т}} + \Delta p_{\text{а}} + \Delta p_{\text{г}}, \quad (1.51)$$

где $\Sigma(\Delta p_{\text{тр}})$, $\Sigma(\Delta p_{\text{кп}})$ — потери давления на трение соответ-

венно в трубах и кольцевом пространстве; Δp_{MT} , $\Delta p_{\text{МК}}$ — потери давления в местных сопротивлениях соответственно в трубах и кольцевом пространстве; Δp_o — потери давления в наземной обвязке; Δp_t — перепад давления в турбобуре; Δp_A — потери давления в долоте; Δp_r — разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и трубах.

Для расчета потерь давления на трение при движении промывочной жидкости без шлама в трубах и кольцевом канале необходимо определить режим течения, в зависимости от которого выбираются те или иные расчетные формулы. Для этого вычисляется значение критического числа Рейнольдса $Re_{\text{кр}}$ течения промывочной жидкости, при котором происходит переход от структурного режима к турбулентному. Это число для вязкопластических жидкостей определяется из соотношения

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3He^{0,58}, \quad (1.52)$$

где $He = \rho d_{\tau_0}^2 / \eta^2$ — число Хедстрема; η — пластическая (динамическая) вязкость промывочной жидкости, Па·с; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па.

При течении жидкости внутри бурильной колонны значение d_r принимается равным внутреннему диаметру бурильных труб d_t . В затрубном пространстве d_r определяется как разность между диаметром скважины d_c и наружным диаметром бурильных труб d_H .

Если число Рейнольдса Re движения жидкости в трубах Re_t или кольцевом пространстве $Re_{\text{кп}}$ больше вычисленного значения $Re_{\text{кр}}$, то режим течения турбулентный. В противном случае движение происходит при структурном режиме.

Значения Re_t и $Re_{\text{кп}}$ определяются по формулам:

$$Re_t = \rho v_t d_t / \eta = 4\rho Q / \pi d_t \eta; \quad (1.53)$$

$$Re_{\text{кп}} = \frac{\rho v_{\text{кп}} (d_c - d_H)}{\eta} = \frac{4\rho Q}{\pi (d_c - d_H) \eta}, \quad (1.54)$$

где $v_t = 4Q / (\pi d_t^2)$, $v_{\text{кп}} = \frac{4Q}{\pi (d_c^2 - d_H^2)}$ — средняя скорость жидкост-

ти соответственно в трубах и кольцевом канале; α_t , α_H — соответственно внутренний и наружный диаметры секций бурильной колонны, состоящей из труб одного размера, м.

При турбулентном режиме течения потери давления по длине канала определяются по формуле Дарси — Вейсбаха:

внутри труб

$$\Delta p_T = \lambda_T \frac{\rho v_T^2}{2d_T} l = \lambda_T \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 d_T^5}; \quad (1.55)$$

в кольцевом пространстве

$$\Delta p_{\text{кп}} = \lambda_{\text{кп}} \frac{\rho v_{\text{кп}}^2}{2(d_c - d_H)} l, \quad (1.56)$$

где l — длина секции бурильных труб одинакового диаметра d_T или d_H , м; λ_T , $\lambda_{\text{кп}}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления трению в трубах и кольцевом пространстве. Их значения следует вычислять по формулам:

$$\lambda_T = 0,1 \left(\frac{1,46k}{d_T} + \frac{100}{\text{Re}_T} \right)^{0,25}; \quad (1.57)$$

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,107 \left(\frac{1,46k}{d_c - d_H} + \frac{100}{\text{Re}_{\text{кп}}} \right)^{0,25}. \quad (1.58)$$

Шероховатость k для стенок трубного и обсаженных участков затрубного пространства принимают равной $3 \cdot 10^{-4}$ м, а для необсаженных участков затрубного пространства — $3 \cdot 10^{-3}$ м. Формулы (1.57) и (1.58) получены для турбулентных течений в трубах и кольцевых каналах вязкой жидкости. Будем их использовать и для турбулентных течений неньютоновских жидкостей, поскольку для них нет полностью подтвержденных экспериментально аналогичных формул. В случае структурного режима течений формулы для определения потерь давления по длине канала имеют вид:

$$\Delta p_T = \frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_T}; \quad (1.59)$$

$$\Delta p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}}(d_c - d_H)}, \quad (1.60)$$

где β_T , $\beta_{\text{кп}}$ — коэффициенты, значения которых можно определить по графику (см. рис. 1.8), предварительно вычислив число Сен-Венана для труб S_T или кольцевого пространства $S_{\text{кп}}$ по формулам:

$$S_T = \frac{\tau_0 d_T}{\eta v_T} = \frac{\pi \tau_0 d_T^3}{4\eta Q}; \quad (1.61)$$

$$S_{\text{кп}} = \frac{\tau_0(d_c - d_H)}{\eta v_{\text{кп}}} = \frac{\pi \tau_0(d_c - d_H)^2(d_c + d_H)}{4\eta Q}. \quad (1.62)$$

По формулам (1.56), (1.60) определяются потери давления в кольцевом канале между стенками скважины и турбобуром. При этом значениям d_n и l в формулах будут соответствовать наружный диаметр корпуса турбобура d_T и его длина l_T . Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве определяются из выражения

$$\Delta p_{\text{МК}} = \frac{l}{l_T} \left(\frac{d_c^2 - d_n^2}{d_c^2 - d_m^2} - 1 \right)^2 \rho v_{\text{КП}}^2, \quad (1.63)$$

где l_T — средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м; d_m — наружный диаметр замкового соединения, м; l — длина секции бурильных труб одинакового размера, м.

Для секции бурильной колонны, состоящей из труб, имеющих внутреннюю высадку, вычисляются потери давления в местных сопротивлениях внутри труб по формуле

$$\Delta p_{\text{MT}} = \xi \frac{\rho v_T^2}{2} \frac{l}{l_T}. \quad (1.64)$$

Потери давления в наземной обвязке находят по формуле

$$\Delta p_0 = (\alpha_c + \alpha_{\text{ш}} + \alpha_b + \alpha_k) \rho Q^2, \quad (1.65)$$

где α_c , $\alpha_{\text{ш}}$, α_b , α_k — коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки (см. табл. 1.1).

Перепад давления в турбобуре вычисляют исходя из кинематического подобия по формуле

$$\Delta p_T = \Delta p_{\text{ТН}} \frac{\rho Q^2}{\rho_c Q_{\text{ТН}}^2}, \quad (1.66)$$

где $\Delta p_{\text{ТН}}$, $Q_{\text{ТН}}$ — справочные данные турбобура при номинальном режиме его работы на жидкости известной плотности ρ_c .

Перепад Δp_r вычисляется по формуле $\Delta p_r = (1 - \varphi)(\rho_{\text{ш}} - \rho)gL$. При промывке без углубления, когда плотности раствора на входе и выходе скважины сравниваются, Δp_r равно нулю.

Определение потерь давления в долоте. Выбор гидромониторных насадок

Резерв давления Δp_{Δ} , который может быть реализован в долоте, определяется как разность между давлением $p_{p_{\text{Н}}}$ развиваемым насосом (или насосами) при выбранном диаметре втулок, и суммой перечисленных выше потерь давления в элементах циркуляционной системы $\Delta p = \sum(\Delta p_i)$:

$$\Delta p_{\Lambda} = b p_{\text{н}} - \Sigma(\Delta p_i), \quad (1.67)$$

где b — коэффициент, равный 0,75–0,80 и учитывающий, что рабочее давление нагнетания насосов должно быть, согласно правилам ведения буровых работ, меньше паспортного на 20–25 %.

По значению Δp_{Λ} следует установить возможность использования гидромониторного эффекта при бурении данного интервала скважины. Для этого необходимо вычислить скорость движения жидкости в промывочных отверстиях долота v_{Λ} по формуле

$$v_{\Lambda} = \mu \sqrt{2 \Delta p_{\Lambda} / \rho}, \quad (1.68)$$

где μ — коэффициент расхода, значение которого следует принимать равным 0,95. Если полученное исходя из резерва давления значение $v_{\Lambda} \geq 80$ м/с, то это означает, что рассматриваемый интервал можно бурить с использованием гидромониторных долот.

Следует иметь в виду, что перепад давления, срабатываемый в насадках гидромониторного долота, не должен превышать некоторого предельного значения $\Delta p_{\text{кр}}$, определяемого как возможностью запуска турбобура, так и прочностью конструктивных элементов долота. В настоящее время этот предел $\Delta p_{\text{кр}} = 12 \div 13$ МПа. Поэтому по формуле (1.68) необходимо подобрать такие значения v_{Λ} и Δp_{Λ} , чтобы выполнялись условия

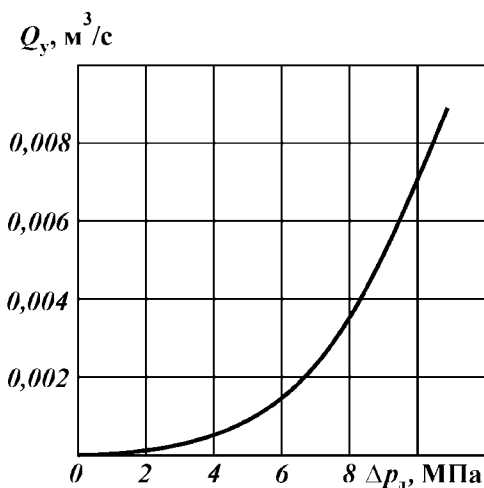
$$v_{\Lambda} \geq 80 \text{ м/с}; \Delta p_{\Lambda} < \Delta p_{\text{кр}}. \quad (1.69)$$

При выполнении условий (1.69) рассчитывается суммарная площадь насадок гидромониторного долота Φ по формуле

$$\Phi = (Q - Q_y) / v_{\Lambda}, \quad (1.70)$$

где $Q_y = \frac{n}{k} \sqrt{\frac{\Delta p_{\Lambda}}{\rho}}$ — расход (утечки) промывочной жидкости через уплотнение вала турбобура, м/с; k , n — опытные коэффициенты, характеризующие негерметичность уплотнения конкретного турбобура. Найдя Q_y , необходимо проверить выполнение условий выноса шлама и очистки забоя. Если разность $Q - Q_y$ превышает значения расходов, вычисленные по формулам (1.46) и (1.47), то названные условия будут соблюдены.

Рис. 1.10. Зависимость утечек жидкости через пяту-сальник турбобура от перепада давления в долоте



Зависимость Q_y от Δp_d для каждого конкретного турбобура легко найти экспериментально. Приближенное значение Q_y можно определить по рис. 1.10 для турбобура 5ТСШ-195ГЛ.

По значению Φ подбирают диаметры насадок гидромониторного долота.

Если для данного долота $v_A < 80$ м/с, то следует сделать вывод о том, что бурение данного интервала с использованием гидромониторного эффекта невозможно. В этом случае необходимо вычислить перепад давления в долоте по формуле

$$\Delta p_A = \rho v_A^2 / 2\mu^2. \quad (1.71)$$

1.3. УСТАНОВИВШЕЕСЯ ТЕЧЕНИЕ ГАЗА И ГАЗОШЛАМОВОЙ СМЕСИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ СКВАЖИНЫ

При бурении скважины с продувкой газом, при газовом фонтане, при равновесном бурении определение давления в циркуляционной системе скважины и выбор компрессоров становятся необходимой инженерной задачей.

Распределение давлений в восходящем потоке газа и газошламовой смеси в кольцевом канале скважины

Движение газошламовой смеси в кольцевом канале скважины имеет место при бурении с продувкой. Это двухфазное течение: первая фаза — шлам, вторая — газ. В этом случае одномерного установившегося двухфазного течения система уравнений примет вид:

уравнение движения

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dz} = g \cos \alpha [\rho_{\text{ш}} \varphi + \rho(1 - \varphi)] \pm \frac{\lambda_c}{2d_r} [\rho_{\text{ш}} v_{\text{ш}}^2 \varphi + \rho v^2 (1 - \varphi)] - \\ - \rho_{\text{ш}} v_{\text{ш}} \varphi \frac{dv_{\text{ш}}}{dz} - \rho(1 - \varphi) v \frac{dv}{dz}; \end{aligned} \quad (1.72)$$

уравнения сплошности

$$\begin{aligned} \varphi F \rho_{\text{ш}} v_{\text{ш}} = Q_{\text{ш}} \rho_{\text{ш}} = m_{\text{ш}} = \text{const}; \\ (1 - \varphi) F \rho v = Q \rho = m = \text{const}; \end{aligned} \quad (1.73)$$

термодинамическое уравнение

$$p = \rho R T \bar{z}, \quad (1.74)$$

здесь z — текущая глубина скважины с началом отсчета на устье; $p(z)$ — текущее давление; g — ускорение свободного падения; α — угол между осью z и направлением силы тяжести; $Q_{\text{ш}}, Q, \rho_{\text{ш}}, \rho, v_{\text{ш}}, v$ — объемный расход, плотность, скорость шлама и газа соответственно; φ — объемная концентрация шлама; d_c, d_n — наружный и внутренний диаметры кольцевого пространства; F — площадь поперечного сечения кольцевого пространства; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура; λ_c — коэффициент гидравлических сопротивлений; $\bar{z}$ — коэффициент сверхсжимаемости.

При рассмотрении системы (1.72) — (1.74) считают, что $\bar{z} = \text{const}$, $T = \text{const}$. Для выбора параметров $\bar{z}$ и T можно рекомендовать методику, используемую при исследовании газовых скважин. Для расчета коэффициентов гидравлических сопротивлений в кольцевом канале λ_c пользуются формулой (1.58), в которой Re определяют для потока газа без учета шлама.

Для кольцевого пространства число Рейнольдса

$$Re = \frac{\nu \rho d_r}{\mu} = \frac{Q \rho d_r}{F(1 - \varphi) \mu}.$$

В дальнейшем, считая $\varphi \ll 1$, вычисляют Re по формуле $Re = Q\rho d_r/(F\mu)$.

При F , d_r , μ , Re постоянных, следовательно, и $\lambda_c = \text{const}$.

При рассмотрении движения газошламовой смеси в кольцевом пространстве пренебрегают инерционными членами и считают, что проскальзывание между шламом и газом отсутствует, т.е. $v_{\text{ш}} = v$ и режим течения — турбулентный. Тогда $\varphi = Q_{\text{ш}}/(Q + Q_{\text{ш}})$, т.е. истинная концентрация φ равна исходной β .

Уравнения (1.72), (1.73) и (1.74) в этом случае преобразуют к виду:

$$\frac{dp}{dz} = g \cos \alpha (\rho_{\text{ш}}\beta + \rho(1 - \beta)) + \frac{\lambda_c}{2d_r} (\rho_{\text{ш}}V_{\text{ш}}^2\beta + \rho v^2(1 - \beta)); \quad (1.75)$$

$$\beta F\rho_{\text{ш}}v_{\text{ш}} = m_{\text{ш}}; (1 - \beta)F\rho v = m; \quad (1.76)$$

$$\beta = Q_{\text{ш}}/(Q_{\text{ш}} + Q); \quad (1.77)$$

$$\lambda_c = \text{const}. \quad (1.78)$$

Из (1.76) и (1.77) следует, что $v = v_{\text{ш}} = (Q_{\text{ш}} + Q)/F$. Подставляя выражения для β , v , $v_{\text{ш}}$ (1.75) и приводя полученное уравнение к безразмерному виду, с учетом (1.74) получают

$$\frac{d\bar{p}}{d\xi} = \frac{(1 + \eta)\bar{p}}{1 + \eta\bar{p}} \cos \alpha + \frac{K_1^2(1 + \eta)(1 + \eta\bar{p})}{\bar{p}}, \quad (1.79)$$

где $\bar{p} = p/(\bar{z}\rho_{\text{ш}}RT)$ — безразмерное давление; $\xi = \frac{z}{RT\bar{z}}$ — безразмерная координата; $\eta = Q_{\text{ш}}\rho_{\text{ш}}/(Q\rho) = m_{\text{ш}}/m$ — массовый коэффициент зашламленности;

$$K_1^2 = \frac{(Q\rho)^2\lambda_c}{2(F\rho_{\text{ш}})^2d_rg}.$$

Интегрируя уравнение (1.79), с учетом условия $\bar{p}(0) = \bar{p}_0$ получают

$$\begin{aligned} & \frac{1 - K_2^2\eta^2}{2(1 + K_2^2\eta^2)^2} \ln \frac{\bar{p}^2 + K_2^2(1 + \eta\bar{p})^2}{\bar{p}_0^2 + K_2^2(1 + \eta\bar{p}_0)^2} - \frac{2K_2\eta}{(1 + K_2^2\eta^2)^2} \left[\arctg \frac{(1 + K_2^2\eta^2)\bar{p} + \eta K_2^2}{K_2} - \right. \\ & \left. - \arctg \frac{(1 + K_2^2\eta^2)\bar{p}_0 + \eta K_2^2}{K_2} \right] + \frac{\eta}{1 + K_2^2\eta^2} (\bar{p} - \bar{p}_0) = (1 + \eta)\xi \cos \alpha, \end{aligned} \quad (1.80)$$

где

$$K_2^2 = K_1^2 / \cos \alpha.$$

Из (1.80) при заданном $\bar{p}$ легко определить ξ . Нахождение $\bar{p}$ при заданном ξ требует решения трансцендентного уравнения, что сложно, поэтому уравнение (1.79) решают приближенно. Заметим, что $\eta \bar{p} = Q_{\text{ш}} \rho_{\text{ш}} \rho / (Q \rho_{\text{ш}} \rho) = Q_{\text{ш}} / Q \ll 1$.

Пренебрегая в (1.79) $\eta \bar{p}$ по сравнению с единицей, получают

$$\frac{d\bar{p}}{d\xi} = \cos(\alpha)(1 + \eta)\bar{p} + \frac{K_1^2(1 + \eta)}{\bar{p}}. \quad (1.81)$$

Решением (1.81) при $\bar{p}(0) = \bar{p}_0$ будет

$$\bar{p} = \sqrt{\left(\bar{p}_0^2 + \frac{K_1^2}{\cos \alpha}\right) \exp(2\xi(1 + \eta) \cos \alpha) - \frac{K_1^2}{\cos \alpha}}. \quad (1.82)$$

Положив в (1.82) $\eta = 0$, получают распределение давлений в потоке чистого газа

$$\bar{p} = \sqrt{\left(\bar{p}_0^2 + \frac{K_1^2}{\cos \alpha}\right) \exp(2\xi \cos \alpha) - \frac{K_1^2}{\cos \alpha}}. \quad (1.83)$$

В случаях, когда рассматривается движение газа без шлама во всей циркуляционной системе, более естественно вычислять безразмерные параметры K_1 и $\bar{p}$, подставляя в них вместо плотности шлама $\rho_{\text{ш}}$ плотность газа в нормальных условиях.

Распределение давлений в нисходящем потоке газа в трубах

Уравнение для нисходящего потока газа легко получить из (1.79), полагая $\eta = 0$ и принимая во внимание, что член, учитывающий силы трения для нисходящего потока, имеет противоположный знак:

$$\frac{d\bar{p}}{d\xi} = \bar{p} \cos \alpha - \frac{K_1^2}{\bar{p}}. \quad (1.84)$$

В этом уравнении параметр K_1 тот же, что и в (1.79), если заменить $d_{\text{г}}$ на d , а $\lambda_{\text{с}}$ вычислять по формуле (1.57).

Если для нисходящего потока давление $\bar{p}_0$ задано на некоторой глубине ξ_0 , т.е. $\bar{p}(\xi_0) = \bar{p}_0$, то решение уравнения (1.84) имеет вид:

$$\bar{p} = \sqrt{\left(\bar{p}_0^2 - \frac{K_1^2}{\cos \alpha}\right) \exp(-2(\xi_0 - \xi) \cos \alpha) + \frac{K_1^2}{\cos \alpha}}. \quad (1.85)$$

Из этого уравнения при $\xi = 0$, т.е. на устье скважины

$$\bar{p} = \sqrt{\left(\bar{p}_0^2 - \frac{K_1^2}{\cos \alpha}\right) \exp(-2\xi_0 \cos \alpha) + \frac{K_1^2}{\cos \alpha}}. \quad (1.86)$$

Статическое давление столба газа получают, полагая в (1.85) $\xi_0 = 0$, $K_1 = 0$.

$$\bar{p} = \bar{p}_0 e^{\xi \cos \alpha}, \quad (1.87)$$

или в размерном виде

$$p = p_0 \exp\left(\frac{z}{\bar{z}RT} \cos \alpha\right). \quad (1.88)$$

При движении чистого газа ($\eta = 0$) в горизонтальной трубе ($\alpha = \pi/2$) из (1.79) имеем $d\bar{p} / d\xi = K_1^2 / \bar{p}$.

Решением этого уравнения при $\bar{p}(0) = \bar{p}_0$ будет

$$\bar{p} = \sqrt{2K_1^2 \xi + \bar{p}_0^2}. \quad (1.89)$$

Потери давления в насадках долот и замках внутри труб

Для вычисления давления p_0 над долотом по известному давлению на забое p_z рассмотрим течение газа в насадках долот. Пусть v_0 , ρ_0 , T_0 и v , ρ , T , p — параметры на входе в долото перед насадкой и на срезе насадки. Будем считать, что при движении газа в насадках основную роль играют инерционные силы. Пренебрегая в уравнении (1.72) силами тяжести и трения и учитывая, что $\varphi = 0$, получают

$$\frac{1}{\rho} \frac{dp}{dz} + v \frac{dv}{dz} = 0. \quad (1.90)$$

Процесс истечения газа из насадок принимают адиабатическим:

$$p/p_0 = (\rho/\rho_0)^k, \quad (1.91)$$

где k — показатель адиабаты (для воздуха $k = 1,4$).

Подстановка (1.91) в (1.90) и последующее интегрирование дают

$$v^2 = \frac{2k}{k-1} \frac{p_0}{\rho_0} \left[1 - \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] + v_0^2. \quad (1.92)$$

При $v_0 \ll v$ приближенно из (1.92) получают:

$$v = \sqrt{\frac{2kp_0}{(k-1)\rho_0} \left[1 - \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \quad (1.93)$$

Из (1.73) следует, что массовый расход газа $m = Q\rho$. Тогда массовый расход через одну насадку $m_n = m/n$, где n — число насадок. Умножив обе части уравнения (1.93) на $\Phi\rho$, где Φ — площадь поперечного сечения насадки, получают

$$m_n = v\Phi\rho = \Phi \sqrt{\frac{2kp_0\rho^2}{(k-1)\rho_0} \left[1 - \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \quad (1.94)$$

Так же, как при получении формулы для несжимаемой жидкости, вводят поправочный коэффициент μ (коэффициент расхода) и окончательно получают

$$m_n = \mu\Phi \sqrt{\frac{2kp_0\rho^2}{(k-1)\rho_0} \left[1 - \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \quad (1.95)$$

Скорость звука

$$a_3 = \sqrt{\partial p / \partial \rho}. \quad (1.96)$$

Звуковое течение — это такое течение, скорость v которого в данном сечении равна скорости звука a_3 , т.е. $v = a_3$.

Приравнявая выражения (1.93) и (1.96), получают

$$\frac{p_0}{p} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (1.97)$$

Из опытов известно, что при режиме истечения $p = p_3$, а при звуковом $p > p_3$.

Таким образом, согласно (1.97), звуковой режим будет определяться неравенством

$$\frac{p_3}{p_0} \leq \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}, \quad (1.98)$$

а дозвуковой режим —

$$\frac{p_3}{p_0} > \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (1.99)$$

Подставляя в (1.95) значение ρ из (1.91), p из (1.97) и учитывая, что $\rho_0 = p_0/(RT_0 \bar{z})$, получают

$$p_0 = \frac{m_n \sqrt{\bar{z} R T_0 g}}{\mu \Phi \sqrt{k \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}}}. \quad (1.100)$$

Для дозвукового режима истечения в (1.94) подставляют значение ρ из (1.73), вместо p подставляют p_3 , и, учитывая, что $\rho_0 = \frac{p_0}{RT_0 \bar{z} g}$, получают

$$p_0 = p_3 \left(\frac{1 + \sqrt{1 + 4a}}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}}, \quad (1.101)$$

где

$$a = \left(\frac{m_n}{\Phi p_3 \mu} \right)^2 \frac{\bar{z} R T_0 g (k-1)}{2k}.$$

Формула (1.100) справедлива при условии (1.98), а формула (1.101) — при условии (1.99). Таким образом, по формулам (1.100) и (1.101) можно вычислить давление p_0 над входом в долото, если известно давление p_3 .

Для расчетов потерь давления в замках $\Delta p_{\text{зам}}$ внутри буровых труб можно пользоваться формулами, справедливыми для несжимаемой жидкости:

$$\Delta p_{\text{зам}} = \xi \frac{8 \rho_c Q_c^2}{(\pi d_B^2)^2} n_3, \quad (1.102)$$

где d_B — внутренний диаметр буровых труб; n_3 — число замков; ρ_c , Q_c — средние соответственно плотность и расход газа в буровых трубах по глубине скважины.

Так как $\rho_c = Q_c = m_{Q_c}$, то

$$\Delta p_{\text{зам}} = \xi \frac{8mQ_c}{(\pi d_B^2)^2} n_3. \quad (1.103)$$

В первом приближении Q_c можно вычислить по среднему давлению $p_c = (p_n + p_b)/2$, где p_n и p_b — давления в нижней и верхней частях буровой колонны. Таким образом,

$$Q_c = m / \rho_c = m \bar{z} R T g / p_c = 2m \bar{z} R T g / (p_n + p_b). \quad (1.104)$$

Окончательно

$$\Delta p_{\text{зам}} = \xi \frac{16m^2 n_3}{(\pi d_B^2)^2} \frac{\bar{z} R T g}{(p_n + p_b)}. \quad (1.105)$$

Потерями давления от замков в кольцевом пространстве можно пренебречь.

Расчет подачи и давления компрессоров при бурении с продувкой

Для выбора характеристик компрессора, необходимо знать, какой расход газа нужен для очистки кольцевого канала от шлама и какое давление при этом будет на выкиде компрессора. Для оценки массового расхода газа m найдем отношение скорости витания частицы v_B к скорости газа:

$$\frac{v_B}{v} = \sqrt{\frac{4gd_{\text{ш}}}{3C_W} [(\rho_{\text{ш}} / \rho) - 1] \frac{F\rho(1 - \varphi)}{m}}. \quad (1.106)$$

Пренебрегая в (1.106) единицей по сравнению с $\rho_{\text{ш}}/\rho$ и φ по сравнению с единицей, получают

$$\bar{v} = v_B / v = c \sqrt{\bar{p}}, \quad (1.107)$$

где

$$c = \sqrt{\frac{4g}{3C_W} d_{\text{ш}} \frac{F\rho_{\text{ш}}}{m}}; \quad \bar{p} = \rho / \rho_{\text{ш}} = p / \bar{z}\rho_{\text{ш}}gRT.$$

Как видно из (1.107), отношение $v_B / v = \bar{v}$ с ростом давления повышается, поэтому худшие условия выноса шлама из кольцевого канала с постоянным поперечным сечением будут на забое. Для хорошей очистки кольцевого канала от шлама должно выполняться условие $v_q \geq 0,2v_B$.

Условие $v - v_q = v_B$ эквивалентно условию

$$v_B / v = c\sqrt{p} \leq 1/1,2 = 0,83. \quad (1.108)$$

Если на забое $c\sqrt{p} = 0,83$, то в остальных сечениях канала $c\sqrt{p} < 0,83$, и условие (1.108) выполнено.

На практике площадь поперечного сечения кольцевого канала F часто изменяется с глубиной. Это связано с применением различных по диаметру долот, бурильных и утяжеленных бурильных труб и т.п. С изменением F будет изменяться и $\bar{v}$, поэтому неравенство (1.108) необходимо проверять в нижних сечениях участков кольцевого пространства с постоянным F . Если неравенство (1.108) выполняется везде, значит, заданный массовый расход газа достаточен для выноса частиц диаметром $d_{\text{ш}}$. В противном случае необходимо найти сечение, в котором $\bar{v}$ максимально, и увеличивать расход до тех пор, пока не выполнится условие (1.108) в этом сечении. При вычислении $\bar{v}$ надо пользоваться формулами (1.107) и (1.82).

Таким образом, для нахождения необходимого массового расхода следует решить уравнение

$$f(m) = \bar{v}(m) - 0,83 = 0. \quad (1.109)$$

Уравнение (1.109) можно решать методом хорд. Для этого выбирают расходы m_1 и m_2 такими, чтобы выполнялись неравенства $f(m_1) < 0$, $f(m_2) > 0$, и вычисляют m по формуле

$$m = m_1 - \frac{(m_2 - m_1)f(m_1)}{f(m_2) - f(m_1)}. \quad (1.110)$$

Если при этом $f(m) = 0$ или немного меньше, то m — искомый расход. В противном случае расчет по формуле (1.110) следует повторить. В качестве новых расходов m_1 и m_2 надо взять расход m и тот из расходов m_i ($i = 1, 2$), с которым $f(m)f(m_i) < 0$.

После определения расхода m последовательно вычисляют давления на забое по формуле (1.82), над долотом по формулам (1.100) и (1.101), на устье по формулам (1.85) и (1.86), потери давления в замках бурильных труб по формуле (1.103). Суммируя потери давления в замках и давление на устье, по формуле (1.89) определяют давление в конце обвязки, которое равно давлению на выкиде компрессора.

1.4. УСТАНОВИВШЕЕСЯ ТЕЧЕНИЕ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В СКВАЖИНЕ

Промывка скважин часто осуществляется буровыми растворами, содержащими газ. Цементирование также может проводиться газированными тампонажными жидкостями.

Газожидкостные среды обладают большой сжимаемостью, обусловленной присутствием в них газа, который может поступать в буровой раствор естественным путем, например при разбуривании газоносных пластов, или вводиться в жидкость искусственно (например, при промывке скважин аэрированной жидкостью). Знание распределения давления по глубине скважины при циркуляции газожидкостных смесей позволяет правильно судить о перепаде давлений между скважиной и пластами. Своевременное регулирование перепада дает возможность во многих случаях избежать осложнений (поглощений, газопроявлений и т.д.).

Совместное течение газа и жидкости может происходить при различной структуре потока, определяемой в основном формой и взаимным расположением фаз в потоке.

При течении газожидкостных смесей в вертикальных трубах и кольцевых каналах условно различают основные четыре структуры потоков (рис. 1.11): пузырьковую, характеризующуюся почти равномерным распределением пузырьков газа в жидкости; пробковую, или снарядную, характеризующуюся чередованием в потоке газовых и жидкостных пробок, при этом размеры газовых пробок становятся соизмеримыми диаметру канала; кольцевую, или пленочную, при которой происходит близкое к разделенному течение газа (в центре канала) и основной массы жидкости в виде пленки на стенках канала; дисперсную, характеризующуюся равномерным распределением капелек жидкости в газе.

Структура газожидкостного потока прежде всего зависит

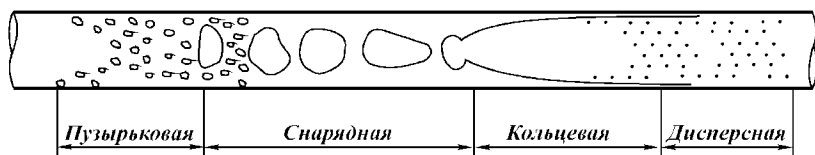


Рис. 1.11. Структуры вертикальных газожидкостных потоков

от физических свойств газа и жидкости, объемного содержания газа и скоростей течения обеих фаз. При подъеме смеси в скважине по мере снижения давления на разных интервалах глубины могут существовать различные структуры потока (см. рис. 1.11). В основном в практике бурения встречаются две первые структуры потока, при которых поток может двигаться при ламинарном или турбулентном режиме. Последний наиболее распространен, поскольку наличие относительного перемещения (проскальзывания) фаз из-за их различной плотности (например, в воздуховодяных потоках) способствует перемешиванию, т.е. турбулизации, течения.

Относительная скорость между газом и жидкостью снижается в смесях, обладающих неньютоновскими свойствами.

В воздуховодяных потоках скорость проскальзывания можно уменьшить до нуля, добавляя структурообразователи: глину, поверхностно-активные вещества и т.п. При этом течение воздуховодяной смеси успокаивается и может установиться ламинарный режим, который быстрее достигается, если придать воздуховодяной смеси неньютоновские свойства. В частности, в потоке пены перемещение пузырьков газа ограничивается слоями (пленками) жидкости повышенной прочности.

Уравнения течения газожидкостных смесей

При установившемся ламинарном или турбулентном течении и отсутствии фазовых переходов система уравнений при условии, что первая фаза — газ, а вторая — несжимаемая жидкость, примет вид:

уравнения движения

$$\frac{dp}{dz} = g \left[\varphi \rho_1 + (1 - \varphi) \rho_2 \right] \pm \frac{\lambda_c}{2d} \left[\varphi \rho_1 v_1^2 + (1 - \varphi) \rho_2 v_2^2 \right] - \left[\varphi \rho_1 v_1 \frac{dv_1}{dz} + (1 - \varphi) \rho_2 v_2 \frac{dv_2}{dz} \right] \quad (1.111)$$

(знак плюс берется для восходящего потока и минус — для нисходящего, при этом ось z совпадает с направлением силы тяжести);

уравнения сплошности

$$F \varphi \rho_1 v_1 = Q_1 \rho_1 = m_1 = \text{const}; \quad (1.112)$$

$$F(1 - \varphi) \rho_2 v_2 = Q_2 \rho_2 = m_2 = \text{const}; \quad (1.113)$$

термодинамических уравнений состояния

$$p = \bar{z} R \bar{T} \rho_1; \quad (1.114)$$

$$\rho_2 = \text{const}, \quad (1.115)$$

где $\bar{z}$, $\bar{T}$ — усредненные значения коэффициента сверхсжимаемости и температуры по глубине скважины;

уравнения концентраций

$$\varphi = \varphi(\rho_1, \rho_2, v_1, v_2, p, \lambda_c) = F_1/F, \quad (1.116)$$

где F , F_1 — площади поперечного сечения канала и его части, занятой газом;

уравнения для коэффициента гидравлических сопротивлений смеси

$$\lambda_c = \lambda_c(\rho_1, \rho_2, v_1, v_2, p, \varphi). \quad (1.117)$$

Вводя безразмерные переменные $\bar{p}$ и ξ , преобразуют уравнение движения (1.111) к виду

$$\begin{aligned} \frac{dp}{d\xi} = 1 - \varphi(1 - \bar{p}) \pm \frac{\lambda_c}{2} K^2 \left(\frac{\eta^2}{\varphi \bar{p}} + \frac{1}{1 - \varphi} \right) - \frac{d}{\bar{z} R T} K^2 \times \\ \times \left[\eta^2 \frac{d\left(\frac{1}{\varphi \bar{p}}\right)}{d\xi} + \frac{d\left(\frac{1}{1 - \varphi}\right)}{d\xi} \right], \end{aligned} \quad (1.118)$$

где $K^2 = Q_2^2 / (g d F^2)$; $\eta = Q_0 \rho_0 / Q_2 \rho_2 = a \rho_0 / \rho_2$ — массовый коэффициент аэрации; Q_0 , ρ_0 — объемный расход и плотность газа при нормальных условиях (T_0 , p_0); $a = Q_0 / Q_2$ — расходный коэффициент аэрации.

Ламинарное восходящее течение газожидкостных смесей в трубах и кольцевых каналах

Рассмотрим ламинарное течение газожидкостной вязкопластической смеси (например, пены) с равными скоростями фаз. Чтобы получить формулы для расчета давлений в трубах и кольцевых каналах, решают систему уравнений (1.111) — (1.117).

Прежде всего определим функции (1.116) и (1.117). Так как фазы движутся с одинаковой скоростью, то

$$\varphi = \beta = \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} = \frac{\eta}{\eta + \bar{p}}. \quad (1.119)$$

Поскольку смесь в целом вязкопластическая, коэффициент λ_c можно приближенно описать формулой

$$\lambda_c = 64/\text{Re}^*, \quad (1.120)$$

где

$$\text{Re}^* = \frac{v d_r \rho}{\mu \left(1 + \frac{\tau_0 d_r}{6 \mu v} \right)}; \quad (1.121)$$

$v = v_1 = v_2$; d_r — диаметр трубы или гидравлический диаметр кольцевого пространства; τ_0 — динамическое напряжение сдвига; μ — пластическая вязкость смеси; ρ — плотность смеси.

Плотность смеси

$$\rho = \beta \rho_1 + (1 - \beta) \rho_2. \quad (1.122)$$

Как видно из (1.121) и (1.122), число Re^* может сильно изменяться по глубине скважины из-за сжимаемости газовой фазы.

Принимают температуру и коэффициент сверхсжимаемости по глубине скважины L постоянными и равными соответственно средним значениям $\bar{T}$, $\bar{z}$; динамическое напряжение сдвига τ_0 и пластическая вязкость η также постоянны по глубине и равны их средним значениям.

Преобразуют (1.121) к виду

$$\text{Re}^* = \frac{v^2 d_r \rho}{\frac{\tau_0 d_r}{6} + \mu v}. \quad (1.123)$$

Подставляя (1.123) в (1.118), получают

$$\frac{dp}{d\xi} = 1 - \frac{\eta(1 - \bar{p})}{\eta + \bar{p}} + n \left(\frac{\eta}{\bar{p}} + 1 \right) + m, \quad (1.124)$$

где $n = 32\mu Q_2 / (d_r^2 F \rho_2 g)$; $m = 16\tau_0 / (3d_r \rho_2 g)$.

Разделив переменные и проинтегрировав уравнение (1.124) в пределах от $\xi_1 = 0$ до ξ и от $\bar{p} = \bar{p}_1$ (давление на устье) до $\bar{p}$, получают решение в виде

$$\xi = \frac{\bar{p} - p_1}{A} + \frac{A\eta - B}{2A^2} \ln \frac{D}{E} + \frac{B^2 - AB\eta - 2AC}{A^2 \sqrt{\Delta}} \times$$

$$\times \arctg \frac{2A(\bar{p} - p_1) \sqrt{\Delta}}{\Delta + (2A\bar{p} + B)(2A\bar{p}_1 + B)}, \Delta > 0, \quad (1.125)$$

где

$$A = 1 + \eta + n + m; B = \eta(2n + m);$$

$$C = m\eta^2; D = A\bar{p}^2 + B\bar{p} = C; E = A\bar{p}_1^2 + B\bar{p}_1 + C;$$

$$\Delta = 4AC - B^2 = 4(1 + \eta + n + m)m\eta^2 - (2n + m)^2\eta^2 = \\ = \eta^2[4n(1 + \eta) - m^2]. \quad (1.126)$$

Таким образом, знак Δ совпадает со знаком выражения в квадратных скобках.

Формула (1.125) справедлива для $4n(1 + \eta) - m^2 > 0$ или для

$$\frac{2d_r\tau_0^2}{g\mu^2} < 9\text{Re}_2(1 + \eta), \quad (1.127)$$

где $\text{Re}_2 = Q_2\rho_2d_r/(F\mu)$ — число Рейнольдса жидкой фазы.

При $\tau_0 = 0$ всегда справедливо соотношение (1.127), и, следовательно, формула (1.125) дает распределение давлений при ламинарном течении вязкой газожидкостной смеси при $\varphi = \beta$. Соотношение (1.127) характерно для практики бурения, и формула (1.125) позволяет рассчитывать давление по глубине скважины. Ее численный анализ показал, что при значениях $\eta \leq 0,2$, $m < 0,2$, $n < 0,003$ и $\xi \geq 0,01$, встречающихся на практике, последним членом правой части из-за его малости можно пренебречь.

В общем случае сжимаемая газожидкостная вязкопластическая смесь может течь при ламинарном режиме на нижнем и при турбулентном на верхнем участках кольцевого канала. Поэтому важно установить, при одном или обоих режимах течет смесь в скважине и на какой глубине происходит смена режима. Так как значения τ_0 , μ заданы для смеси в целом и движение происходит при одинаковой скорости фаз $v_1 = v_2 = v$, то для определения режима течения можно воспользоваться формулой

$$\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3\text{He}^{0,58}. \quad (1.128)$$

Число Re вычисляют по формуле

$$\text{Re} = \frac{vd_r\rho}{\mu} = \left(1 + a \frac{\bar{p}_0}{\bar{p}}\right)(1 + \eta) \frac{\bar{p}}{\eta + \bar{p}} \frac{Q_2\rho_2d_r}{F\mu}. \quad (1.129)$$

Скорость v и плотность ρ найдены с помощью уравнения сплошности при $\varphi = \beta$ и уравнений состояния:

$$v = \left(1 + a \frac{\bar{p}_0}{\bar{p}}\right) \frac{Q_2}{F}; \quad \rho = (1 + \eta) \frac{\bar{p}}{\eta + \bar{p}} \rho_2.$$

Подставляя (1.129) в (1.128), найдем значение p^* , при котором происходит смена режима. Таким образом, для расчета давлений можно пользоваться формулой (1.125) при значениях $p > p^*$, где p^* — давление, когда $Re = Re_{кр}$. При $p < p^*$ будет реализован турбулентный режим течения.

Расчет давления в трубах и кольцевом пространстве для турбулентного течения восходящих вертикальных потоков газожидкостных смесей

Е.В. Шеберстовым и Е.Г. Леоновым показано, что при решении уравнения (1.118) для восходящего потока в трубах или затрубье коэффициент λ_c можно принять постоянным и равным 0,05, а функцию истинного газосодержания аппроксимировать для турбулентного течения:

$$\varphi = 0,81\beta \text{ при } \frac{K}{1-\beta} \geq 1,93; \quad (1.130)$$

$$\varphi = \frac{2,2K\eta}{\bar{p}(1+2,2K) + 2,2K\eta} \text{ при } \frac{K}{1-\beta} < 1,93, \quad (1.131)$$

где $\beta = Q_1 / (Q_1 + Q_2) = \eta / (\eta + \bar{p})$ — расходное газосодержание.

Тогда, пренебрегая инерционным членом в уравнении (1.118), используя (1.130), (1.131) и интегрируя в пределах от p' до p , получают

$$z = \frac{1}{\rho_2 g A_1} \left[p - p' + p_0 \frac{\bar{z}\bar{T}}{z_0 T_0} a \frac{A_1 - B_1}{A_1} \ln \frac{p + p_0 a \frac{B_1}{A_1}}{p' + p_0 a \frac{B_1}{A_1}} \right]; \quad (1.132)$$

$$z = \frac{n}{\rho_2 g A_2} \left[p - p' + p_0 \frac{\bar{z}\bar{T}}{z_0 T_0} a \frac{A_2 - n B_2}{n A_2} \ln \frac{p}{p'} \right], \quad (1.133)$$

где

$$A_1 = 1 + 0,81\eta + \frac{\lambda_c}{2} K^2 \frac{\eta + 0,81}{0,81};$$

$$B_1 = 0,19 + \frac{\lambda_c}{2} K^2 \left(1 + \frac{\eta}{\eta + 0,81} \right); \quad (1.134)$$

$$A_2 = n + \eta + n^2 m; B_2 = 2mn; n = 1 + \frac{1}{2,2K}; m = \frac{\lambda_c}{2} K^2 \frac{\eta n + 1}{n}.$$

Формула (1.132) справедлива для значений $\frac{K}{1-\beta} \geq 1,93$ или

$$p \leq \frac{K \alpha p_0 \frac{\bar{z} \bar{T}}{z_0 T_0}}{1,93 - K} = p^*, \quad (1.135)$$

а формула (1.133) для $p > p^*$.

Для ускорения вычислительного процесса решение уравнений (1.132) и (1.133) сведено к соотношению

$$N = M + \lg M, \quad (1.136)$$

где M — некоторая линейная функция от искомого давления p , а N может быть вычислено по известным исходным данным.

При $N \geq 5$, $N \leq -2$ — можно выписать приближенные решения уравнения (1.136):

$$M = N - \lg N \text{ для } N \geq 5;$$

$$M = 10^N \text{ для } N \leq -2. \quad (1.137)$$

Если $-2 < N < 5$, то решение M можно найти графически на рис. 1.12 из кривых, соответствующих коэффициенту

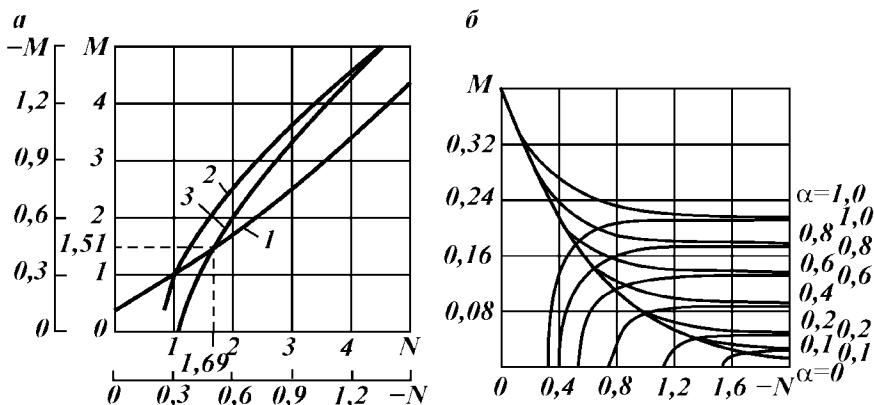


Рис. 1.12. Графики для определения чисел M :

а — для условий: 1 — $0 < N < 5$; 2 — $N < 5$; 3 — $\alpha > 1$; $M_{00} < 0$; $-1,5 < N < 0$; б — для случаев: $\alpha = 0$; $\alpha \leq 1$; $M_{00} > 0$ (верхнее семейство кривых); $\alpha \leq 1$; $M_{00} < 0$ (нижнее семейство кривых)

$\alpha = 0$. После того как M найдено, нетрудно определить давление p . Соответствующие формулы для вычисления N и p : для формулы (1.132)

$$N = \frac{\rho_2 z g A_1}{S} + \frac{p' + p_0 \frac{aB_1}{A_1}}{S} + \lg \frac{p' + p_0 \frac{aB_1}{A_1}}{S};$$

$$S = 2,3ap_0 \frac{\bar{z}\bar{T}}{z_0 T_0} \frac{A_1 - B_1}{A_1}; \quad p = MS - p_0 \frac{aB_1}{A_1}; \quad (1.138)$$

для формулы (1.133)

$$N = \frac{\rho_2 z g A_2}{nS_1} + \frac{p'}{S_1} + \lg \frac{p'}{S_1};$$

$$S_1 = 2,3ap_0 \frac{\bar{z}\bar{T}}{z_0 T_0} \frac{A_2 - nB_2}{nA_2}; \quad p = MS_1. \quad (1.139)$$

При переходе к трубам другого диаметра по глубине скважины (например, УБТ) расчеты следует повторить, принимая полученное давление из предыдущего расчета за исходное.

Таким образом, можно найти давление на забое p_3 при прямой циркуляции или перед долотом при обратной циркуляции.

Перепад давлений в насадках долот при течении газожидкостной смеси

Уравнение движения при $v_1 = v_2 = v$ для рассматриваемого случая будет иметь вид

$$\frac{dp}{dz} = - \left[\rho_1 \beta v_1 \frac{dv_1}{dz} + (1 - \beta) \rho_2 v_2 \frac{dv_2}{dz} \right], \quad (1.140)$$

которое можно переписать так:

$$\frac{dp}{dz} = - \frac{\rho}{2} \frac{dv^2}{dz}, \quad (1.141)$$

где $\rho = \rho_1 \beta + \rho_2 (1 - \beta)$ — плотность смеси; $(Q_1 + Q_2)/\Phi_c = v$ — скорость смеси; Φ_c — суммарная площадь поперечных сечений всех насадок долота.

Считают, что газожидкостный поток из насадок полностью тормозится, и интегрируют (1.141) в пределах от вычисленного давления p_3 до искомого p_A :

$$p_A = ap_0 \ln p_A = \frac{\left(\frac{p_0}{p_3} Q_0 + Q_2\right)^2 (p_2 + ap_0)}{2\Phi_c^2 \mu^2} + p_3 + ap_0 \ln p_3. \quad (1.142)$$

В уравнение (1.142) введен поправочный множитель μ — коэффициент расхода, определяемый опытным путем. При расчетах можно принять μ равным его значениям для однофазных жидкостей.

Решение уравнения (1.142) также можно свести к виду (1.136), где

$$N = \frac{\left(\frac{p_0}{p_3} Q_0 + Q_2\right)^2 (p_2 + ap_0)}{2\Phi_c^2 \mu^2 2,3ap_0} + \frac{p_3}{2,3ap_0} + \lg \frac{p_3}{2,3ap_0}. \quad (1.143)$$

Поэтому для течений в насадках число M находится по тем же правилам, что и для восходящих потоков в кольцевом пространстве. Искомое давление перед долотом

$$p_A = 2,3Map_0. \quad (1.144)$$

Перепад давления в турбобурах

Движение в турбобуре заменяют течением в трубе и полагают, что движение происходит при равенстве истинного и расходного газосодержания, влияние веса столба смеси и сил инерции незначительно.

Тогда уравнение движения примет вид

$$\frac{dp}{dz} = -\frac{\lambda_c}{2d} \rho v^2, \quad (1.145)$$

где

$$\lambda_c = \frac{2d\Delta p_T F^2}{\rho_2 Q_T^2 l}. \quad (1.146)$$

В (1.145) взят знак минус, так как в турбобуре нисходящий поток. В (1.146) d — фиктивный диаметр турбобура; $\Delta p_T Q_T$ — перепад давления и расход жидкости в турбобуре при оптимальном режиме работы на чистой жидкости плотностью ρ_2 ; F — фиктивная площадь сечения в турбобуре; l — длина турбобура.

Интегрирование уравнения (1.145) дает формулу

$$p_T = p_A + \Lambda g(m_1 + m_2)Q_2 + ap_0 \ln \frac{p_T + ap_0}{p_A + ap_0}, \quad (1.147)$$

где $\Lambda = \Delta p_T / (g\rho_2 Q_T^2)$; $m_1 + m_2 = Q_0\rho_0 + Q_2\rho_2$; p_T — давление на входе в турбобур.

Зная Δp_T , Λ , Q_T , по формуле (1.147) можно вычислить неизвестное давление p_T и таким образом найти перепад давления $\Delta p = p_T - p_A$ в турбобуре. Решение (1.147) может быть сведено к уравнению

$$N = M - \lg M, \quad (1.148)$$

где

$$M = \frac{p_T + ap_0}{2,3ap_0}; \quad (1.149)$$

$$N = \frac{\Lambda g(m_1 + m_2)Q_2}{2,3ap_0} + \frac{p_A + ap_0}{2,3ap_0} - \lg \frac{p_A + ap_0}{2,3ap_0}.$$

Как видно из (1.149), всегда выполняются неравенства $M \geq 1/(2,3)$, $N > M$. При $N \leq 5$ решение можно найти графически (см. рис. 1.12, а, кривая 2). При $N > 5$ приближенно

$$M = N + \lg N. \quad (1.150)$$

После определения числа M легко найти из (1.149) искомое давление

$$p_T = 2,3Map_0 - ap_0 = ap_0(2,3M - 1),$$

которое принимается далее за граничное для течения в следующем элементе циркуляционной системы.

Расчет давлений в трубах для нисходящего вертикального турбулентного потока газожидкостной смеси

Уравнение движения для нисходящего потока имеет тот же вид, что и для восходящего потока, за исключением знака перед членом, характеризующим потери на трение. Пренебрегая инерционными членами, уравнение записывают в виде

$$\frac{d\bar{p}}{d\xi} = 1 - \varphi(1 - \bar{p}) - \frac{\lambda_c}{2} K^2 \left(\frac{\eta^2}{\varphi\bar{p}} + \frac{1}{1 - \varphi} \right). \quad (1.151)$$

На основе экспериментальных данных по нисходящему потоку (Е.Г. Леонов, В.И. Исаев)

$$\varphi = \frac{\sqrt{Fr}}{\sqrt{Fr} - 0,45} \beta, \quad (1.152)$$

где $Fr = K^2/(1 - \beta)^2$ — число Фруда.

Подставляя в (1.152) значения чисел Fr и β , получают

$$\varphi = \frac{\eta'}{\eta' + \bar{p}}, \quad (1.153)$$

где $\eta' = \eta K/(K - 0,45)$.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ_c для нисходящего потока несколько выше, чем для восходящего. Принимают его постоянным и равным 0,06.

Используя полученное значение для φ и вводя обозначения

$$i^2 = K_2^2 \frac{\eta'^2 + 1}{\eta' + 1}; \quad K_2^2 = \frac{\lambda_c}{2} K^2, \quad (1.154)$$

уравнение движения записывают в следующей форме:

$$\frac{d\bar{p}}{d\xi} = (\eta' + 1) \left[\frac{\bar{p}}{\eta' + \bar{p}} - i^2 \frac{\eta' + \bar{p}}{\bar{p}} \right]. \quad (1.155)$$

Откуда

$$(1 + \eta') \xi = \frac{\bar{p}_T - \bar{p}}{1 - i^2} + \frac{\eta'}{2} \left[\frac{1}{(1 - i)^2} \ln \left| \frac{(1 - i)\bar{p}_T - i\eta'}{(1 - i)\bar{p} - i\eta'} \right| + \frac{1}{(1 + i)^2} \times \right. \\ \left. \times \ln \left| \frac{(1 + i)\bar{p}_T + i\eta'}{(1 + i)\bar{p} + i\eta'} \right| \right]. \quad (1.156)$$

По формуле (1.156) можно найти давление $\bar{p}$ в стояке, если известно давление $\bar{p}_T$ на входе в турбобур.

В отличие от восходящего потока, когда правая часть уравнения движения всегда положительна и, следовательно, положителен градиент давления, в нисходящем потоке возможен случай отрицательного градиента давления или равенства его нулю. Поэтому с ростом глубины скважины давление в нисходящем потоке может как убывать, так и возрастать. Экспериментально это явление отмечено в работе А.О. Межлумова.

Чтобы удобнее пользоваться формулой (1.156), вводят обозначение

$$\alpha = 2i/(1 + i) \quad (1.157)$$

и сводят (1.156) к уравнению

$$N = M + 0,50 \lg |M - 0,217\alpha| + 0,5(1 - \alpha)^2 \times \\ \times \lg |M + 0,217\alpha(1 - \alpha)|, \quad (1.158)$$

где

$$N = M_0 + 0,50 \lg |M_0 - 0,217\alpha| + 0,5(1 - \alpha)^2 \times \\ \times \lg |M_0 + 0,217\alpha(1 - \alpha)| - \frac{1 + \eta'}{2,3\eta'} (1 - \alpha)^2 \xi.$$

При $\alpha = 0$ эта формула превращается в (1.136).

Последовательность вычисления давлений с помощью формулы (1.158) следующая. По исходным данным (L , d_1 , d_2 , p_r и т.д.) определяются числа η' , M_0 , α и знак $M_0 = M_0 - - 0,217\alpha$, который совпадает со знаком градиента давления.

При $\alpha < 1$; $M_0 > 0,5$; $5 > N > 0$ влияние параметра α незначительно, и вместо уравнения (1.158) можно воспользоваться соотношением (1.136) или кривой 1 (см. рис. 1.12, а). Если $N > 5$, справедлива формула для M в виде (1.136). Значение M находится на рис. 1.12, б, когда $\alpha < 1$; $M_0 > 0$; $N < 0$ или $M_0 < 0$; $N < 0$.

При $\alpha > 0$; $M_0 < 0$; $-2 < N < 0$ значение M можно найти из рис. 1.12, а, а для $N < -2$ воспользоваться приближенной формулой

$$M = N - 0,5 \lg |N - 0,217\alpha| - 0,5(1 - \alpha)^2 \times \\ \times \lg |N + 0,217\alpha(1 - \alpha)|. \quad (1.159)$$

После вычисления числа M находят искомое давление

$$\bar{p} = M 2,3\eta' / (1 - \alpha), \quad (1.160)$$

или в размерном виде

$$p = \bar{z} R \bar{T} \rho_2 g \bar{p}. \quad (1.161)$$

Случай $M_0 - 0,217\alpha = 0$ соответствует значению градиента, равному нулю, при этом течение неустойчивое и уравнение движения имеет вид: $d\bar{p} / d\xi = 0$ или $\bar{p} = \text{const}$. В этом случае при течении нисходящего потока давление по длине участка трубы данного диаметра не меняется.

Для расположенных ниже труб другого диаметра расчеты повторяют с начальным давлением, соответствующим конечному давлению, полученному из расчета на предыдущем участке колонны.

Расчет подачи и давления насосов и компрессоров при бурении с промывкой азрированной жидкостью

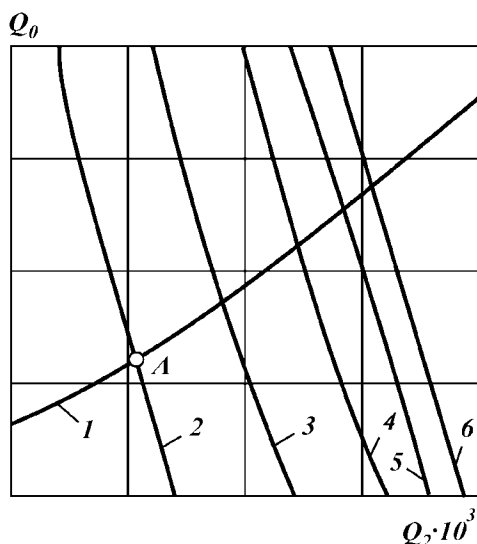
Связь между расходом газа Q_0 при нормальных условиях и подачей насоса Q_2 для определенных размеров кольцевого пространства, плотности газа ρ_0 , жидкости ρ_2 , шлама $\rho_ч$ и максимального диаметра $d_ч$ выносимых частиц шлама устанавливается формулой

$$Q_0 = F_{\kappa} \sqrt{\frac{g d_{\kappa} \rho_{\kappa} p}{\rho_0 p_0} \left(\frac{0,108 F_{\kappa}^2 d_{\kappa} \rho_{\kappa}}{Q_2^2 \rho_2 + 0,0785 F_{\kappa}^2 d_{\kappa} \rho_{\kappa}} - 0,008 \right)}. \quad (1.162)$$

По уравнению (1.162) можно рассчитывать расходы фаз, обеспечивающие витание шлама в потоке азрированной жидкости.

На рис. 1.13 (кривые 2–6) построено семейство кривых $Q = f(Q_2, p)$ по точкам, полученным в результате подстановки в уравнение (1.162) фиксированных значений давления $p > p_p$. Здесь p_p – заданное давление в скважине против поглощающего горизонта. В дальнейшем p_p будем принимать равным пластовому давлению $p_{пл}$ в поглощающем горизонте. Примем также, что кривая 2 (см. рис. 1.13) получена при давлении p_p .

На рис. 1.14 показана схема системы скважина – поглощающий пласт. Проектные глубины скважины и поглощающего пласта на схеме обозначены L и L_p , L_i – глубина, соответствующая промежуточному положению забоя.



Однако для выбора расходов фаз недостаточно уравнения (1.162).

Из графика (см. рис. 1.13) видно, что вынос частиц шлама из ствола скважины при разбуривании поглощающего пласта, если давление в скважине равно пластовому, можно осуществить при

Рис. 1.13. Графики необходимых расходов газа и жидкости:

1 – обеспечивающие постоянное давление против поглощающего пласта; 2–6 – обеспечивающие вынос шлама при давлении p_i

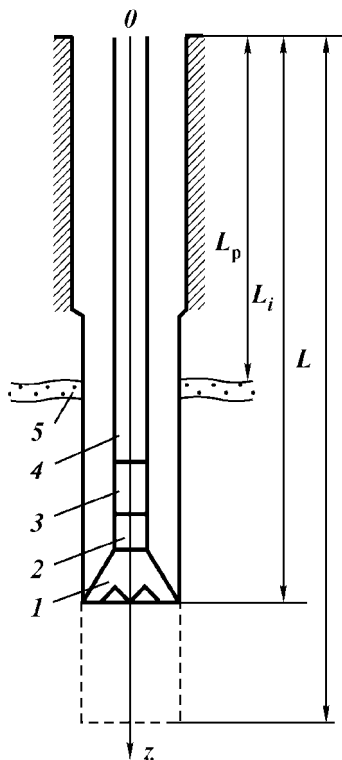
Рис. 1.14. Схема системы скважина – поглощающий пласт:

1 – долото; 2 – турбобур; 3 – УБТ; 4 – буровая колонна; 5 – поглощающий пласт

любых соотношениях расходов газа и жидкости, соответствующих различным точкам на кривой 2. Чтобы выбрать конкретные значения Q_0 и Q_2 для разбуривания поглощающего пласта, необходимо также учесть давление, создаваемое потоком азрированной жидкости в затрубном пространстве, с помощью уравнений (1.132) и (1.133).

Совместное решение уравнений (1.162) и (1.132) или (1.162), (1.132) и (1.133) дает единственное сочетание расходов фаз, обеспечивающих одновременно витание частицы в призабойной зоне и заданное давление на поглощающий пласт.

Система уравнений (1.162), (1.132) и (1.133) решается при помощи компьютера.



1.5. НЕУСТАНОВИВШИЕСЯ ТЕЧЕНИЯ НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

Спускоподъемные операции (СПО) колонн при различных технологических процессах сооружения скважин часто сопровождаются осложнениями (гидроразрывом вскрытых скважиной пород, поглощениями промывочной жидкости, обвалами, пластовыми флюидопроявлениями и т.д.). Эти осложнения в ряде случаев возникают из-за недопустимых гидродинамических давлений, вызванных движением колонн в жидкости, заполняющей скважину.

Во время СПО колонна обычно перемещается с переменной скоростью u_r . Схематично графики скорости и ускорения колонны в зависимости от времени t показаны на рис.

1.15, где участок $0 - t_1$ соответствует разгону колонны, участок $t_1 - t_2$ — движению колонны с постоянной скоростью, участок $t_2 - t_3$ — торможению колонны.

Спускоподъемные операции проводят с открытым и закрытым нижним концом колонны. При этом часто приходится рассчитывать распределение гидродинамического давления в трубном и затрубном пространствах, когда промывочную жидкость можно принимать несжимаемой. Для несжимаемой жидкости

$$\rho = \text{const}; \quad (1.163)$$

$$\frac{\partial v}{\partial z} = 0. \quad (1.164)$$

Для анализа распределения давления в скважине и влияния на его формирование гидравлических характеристик потока жидкости можно записать уравнение в следующем виде:

$$-\frac{\partial p}{\partial z} = \rho \frac{\partial w}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial(r\tau)}{\partial r}. \quad (1.165)$$

Первый член правой части уравнения (1.165) выражает скорость изменения количества движения в единице объема и равен для несжимаемой жидкости произведению плотности на ускорение (инерционная составляющая градиента давления); второй член при стационарных течениях определяет распределение давления и отражает взаимодействие внешних сил и сил трения между слоями жидкости.

Граничные и начальные условия для скоростей в трубах и кольцевом пространстве следующие:

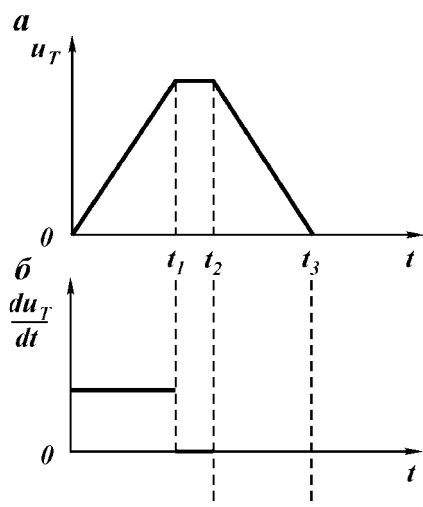


Рис. 1.15. Качественные графики скорости (а) и ускорения (б) движущейся в скважине буровой колонны

$$\begin{aligned}
 w &= w(r) \text{ при } t = 0; \\
 w &= \pm u_r(t) \text{ при } r = R_1, t > 0; \\
 w &= 0 \text{ при } r = R_2, t \geq 0; \\
 w &= \pm u_r(t) \text{ при } r = R_0, t > 0,
 \end{aligned}
 \tag{1.166}$$

где $w(r)$ характеризует скорость установившегося течения, вызванного подачей насосов до начала процесса СПО; $u_r(t)$ — скорость движения трубы.

На рис. 1.16 показаны характерные профили скоростей ламинарного и турбулентного потоков в кольцевом прост-

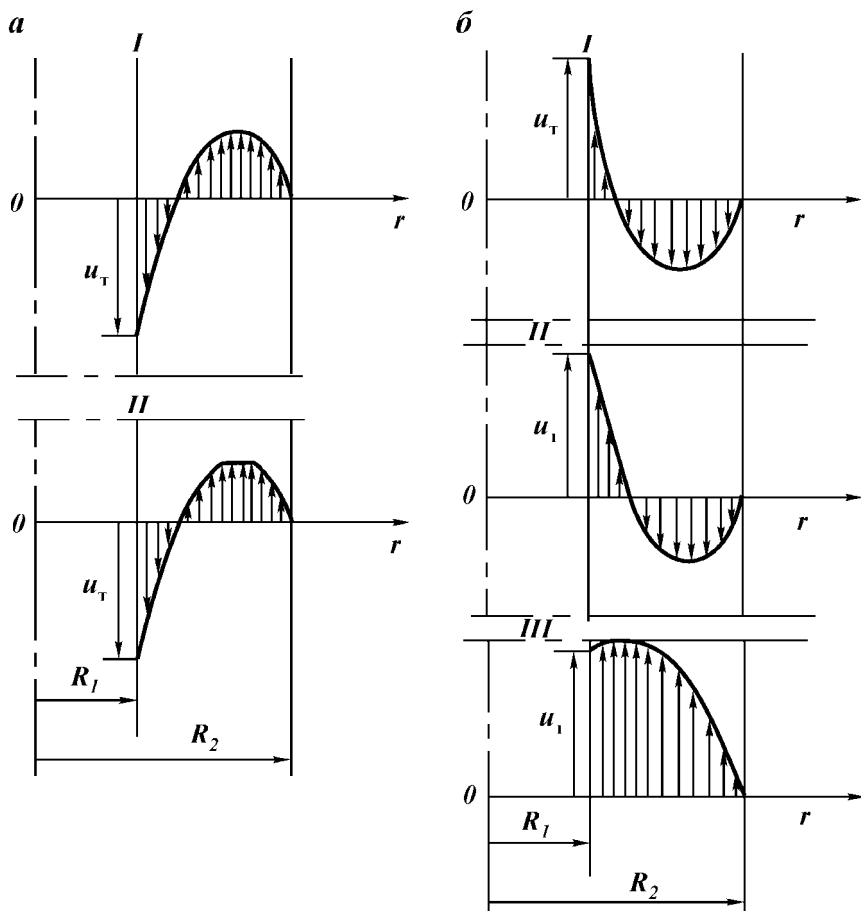
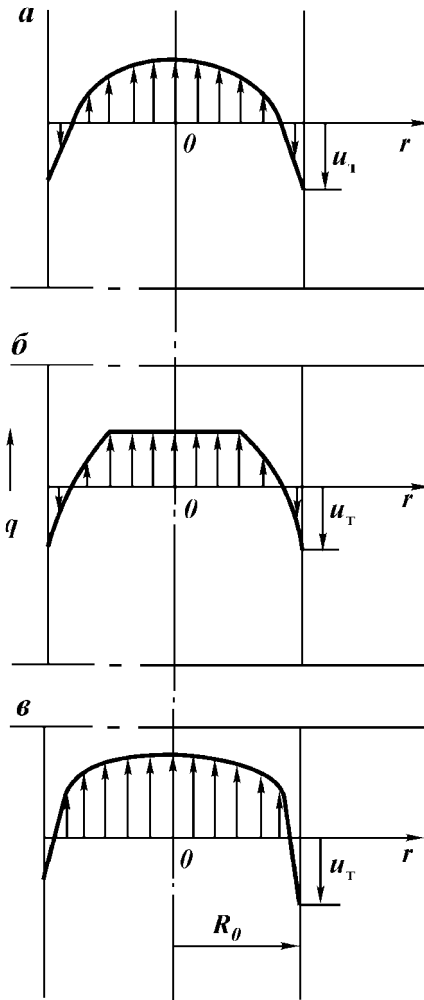


Рис. 1.16. Эпюры скоростей в кольцевом канале при спуске (а) и подъеме (б) труб:

I – турбулентное движение; *II* – ламинарное движение; *III* – движение при $q_n > q_1$

Рис. 1.17. Эпюры скоростей внутри опускаемой в жидкости трубы:
 a – вязкая жидкость; $б$ – ВПЖ; $в$ – турбулентное движение жидкости



ранстве, а на рис. 1.17 – возможные профили скоростей внутри движущейся трубы.

Согласно (1.164), скорость потока жидкости $w = w(r, t)$ – функция только радиуса и времени. Поэтому можно определить расход

$$q = q(t) = 2\pi \int_{R_1}^{R_2} w(r, t) r dr, \quad (1.167)$$

который должен быть равен сумме расходов

$$q = q_{\text{н}} \pm q_{\text{в}}, \quad (1.168)$$

где $q_{\text{н}}$ — подача насосов; $q_{\text{в}}$ — расход жидкости, вытесняемой нижним концом колонны при спуске или заполняющей пространство под колонной при ее подъеме.

Гидродинамические давления при спускоподъемных операциях в скважине, заполненной вязкой жидкостью

Рассмотрим движение вязкой жидкости в кольцевом пространстве при спуске колонны с закрытым нижним концом для времени $t_1 \leq t \leq t_2$ (см. рис. 1.15). Полученные формулы будут справедливы также для расчетов распределения при подъеме колонны. В период $t_2 - t_1$ движение установившееся. Считая, что геометрические размеры колонны и скважины неизменны, в (1.165) следует положить $dw/dt = 0$, тогда

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial(r\tau)}{\partial r}.$$

Решая это уравнение с учетом зависимости для τ вязкой жидкости, находят

$$w = \frac{A}{4\mu} r^2 + b \ln r + C, \quad (1.169)$$

где

$$A = \frac{\partial p}{\partial z} = -\frac{\Delta p}{L}; \quad (1.170)$$

L — расстояние до рассматриваемого сечения скважины, отсчитываемое от поверхности жидкости у устья; ось z направлена вверх.

Для этого участка граничные условия (1.166) станут следующими:

$$w = 0 \text{ при } r = R_2; \quad (1.171)$$

$$w = -u_{\text{т}} \text{ при } r = R_1. \quad (1.172)$$

Определив коэффициенты b и C в (1.169) и (1.170) с помощью граничных условий (1.171) и (1.172), получают распределение скоростей течения вязкой жидкости в кольцевом канале

$$w = \frac{A}{4\mu} (r^2 - R_2^2) - \frac{u_T + \frac{A}{4\mu} (R_1^2 - R_2^2)}{\ln \frac{R_1}{R_2}} \ln \frac{r}{R_2}. \quad (1.173)$$

Из (1.173) при $u_T = 0$ вытекает формула Буссинеска для движения вязкой жидкости в кольцевом пространстве под действием перепада давления Δp . При $\Delta p = 0$ (т.е. $A = 0$) получается профиль скоростей при движении бесконечной трубы.

Расход жидкости в кольцевом пространстве получают интегрированием профиля скоростей (1.173) в пределах от R_1 до R_2 :

$$q = 2\pi \int_{R_1}^{R_2} w r dr = \frac{\pi}{4\mu} \left\{ A \left[\frac{R_2^4 - R_1^4}{2} + R_2^2 (R_1^2 - R_2^2) \right] - \right. \\ \left. - \frac{4\mu u_T + A(R_1^2 - R_2^2)}{\ln(R_1 / R_2)} \left[\frac{R_1^2}{2} - \frac{R_2^2}{2} - R_1^2 \ln \frac{R_1}{R_2} \right] \right\}. \quad (1.174)$$

Этот расход соответствует течению с заданными градиентом давления и скоростью спуска. При $q_H = 0$

$$q = q_B; \quad (1.175)$$

$$q_B = \pi u_T R_1^2. \quad (1.176)$$

Подставив в формулу (1.175) выражения (1.174) и (1.176), получают

$$\pi u_T R_1^2 = \pi \frac{A}{4\mu} \left[\frac{R_2^4 - R_1^4}{2} + R_2^2 (R_1^2 - R_2^2) \right] - \pi \frac{4\mu u_T + A(R_1^2 - R_2^2)}{4\mu \ln(R_1 / R_2)} \times \\ \times \left[\frac{R_1^2 - R_2^2}{2} - R_1^2 \ln \frac{R_1}{R_2} \right].$$

Это равенство разрешают относительно Δp :

$$\Delta p = \frac{4\mu}{R_2^2} L \frac{u_T}{- \left[1 + \left(\frac{R_1}{R_2} \right)^2 \right] \ln \frac{R_1}{R_2} - 1 + \left(\frac{R_1}{R_2} \right)^2}. \quad (1.177)$$

Можно ввести среднюю скорость

$$V_{cp} = \frac{q}{F_K} = \frac{q_B}{\pi(R_2^2 - R_1^2)} = u_T \frac{(R_1 / R_2)^2}{1 - (R_1 / R_2)^2} = u_T \frac{\delta^2}{1 - \delta^2};$$

тогда

$$\Delta p = \frac{4\mu}{R_2^2} \frac{1 - \delta^2}{\delta^2 [\delta^2 - (1 - \delta^2) \ln \delta - 1]} v_{cp} L.$$

Последнюю формулу можно преобразовать к виду

$$\Delta p = \lambda \frac{\rho v_{cp}}{2d_r} L, \quad (1.178)$$

где

$$\lambda = \frac{64}{Re} f(\delta); \quad Re = \frac{\rho v_{cp} d_r}{\mu}; \quad f(\delta) = \frac{(1 - \delta^2)(1 - \delta)^2}{2\delta^2 [\delta^2 - (1 - \delta^2) \ln \delta - 1]}; \quad (1.179)$$

$$v_{cp} = \psi(\delta) u_{\tau}; \quad \psi(\delta) = \delta^2 / (1 - \delta^2); \quad \delta = R_1 / R_2.$$

Для встречающихся в бурении значений $0,4 \leq \delta \leq 1$, λ можно вычислять по упрощенной формуле

$$\lambda = \frac{64}{Re_{\tau}} \frac{0,45\delta + 0,3}{1 - \delta}.$$

Если спускают колонну с открытым концом, то при вычислении перепада давления также следует учесть движение жидкости внутри труб. Изложенные выше расчеты давлений при СПО одноразмерных колонн можно распространить на случай СПО составных колонн. При разных режимах течения на различных участках составной колонны труб Δp необходимо рассчитывать последовательно.

Определим инерционную составляющую давления при спуске колонны, описываемую первым членом правой части уравнения (1.165). Усредненное уравнение неустановившегося однофазного движения по сечению кольцевого канала

$$\frac{\partial p}{\partial z} = -\rho \frac{\partial v_{cp}}{\partial t} + \frac{\lambda \rho}{2d_r} v_{cp}^2. \quad (1.180)$$

Считают, что при неустановившемся движении правая часть не зависит от z , а для левой части можно записать

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \text{const}(t). \quad (1.181)$$

Интегрируя (1.180), получают формулу для определения давления в кольцевом канале без учета гидростатического давления на заданной глубине

$$p = \pm p_{\text{и}} + \Delta p_{\text{тр}} + p_{\text{г}}, \quad (1.182)$$

где

$$\Delta p_{\text{и}} = \rho \left| \frac{\partial v_{\text{ср}}}{\partial t} \right| L; \quad \Delta p_{\text{тр}} = \frac{\lambda \rho}{2d_{\text{г}}} - v_{\text{ср}}^2 L;$$

$p_{\text{г}}$ — давление в кольцевом канале на устье.

В формуле (1.182) знак плюс при $\Delta p_{\text{и}}$ берется при разгоне колонны, а минус — при торможении.

**Гидродинамические давления,
возникающие при спуске колонны,
когда скважина заполнена
вязкопластической жидкостью**

Схема рассуждений для определения гидродинамических давлений подобна изложенной выше. При установившемся течении находят потери давления на трение в кольцевом пространстве. Затем вычисляют среднюю скорость $v_{\text{ср}}$ и инерционную составляющую перепада. Общий перепад получают суммированием двух составляющих перепада давлений.

Чтобы найти перепад давления в кольцевом пространстве при установившемся течении во время спуска колонны, следует решить систему уравнений при следующих граничных условиях:

$$w = -u_{\text{т}} \text{ при } r = R_1;$$

$$w = 0 \text{ при } r = R_2. \quad (1.183)$$

Соответствующий задаче профиль скоростей показан на рис. 1.16. Решение этой задачи относительно расхода q можно представить в виде (Д.А. Голубев):

$$q = \frac{\tau_0 d_{\text{с}} F_{\text{к}}}{8\eta\beta} \left[\frac{1 + \delta^2}{(1 - \delta)^2} - \frac{2\xi}{1 - \delta} \left(\frac{\xi}{1 - \delta} - \beta \right) - \frac{4}{3} \frac{1 - \delta + \delta^2}{(1 - \delta)^2} \beta + \frac{1}{3} \times \right. \\ \left. \times \left(\frac{2\xi}{1 - \delta} - \beta \right)^3 \beta \frac{1 - \delta}{1 + \delta} \right] + \pi u_{\text{т}} R_1^2; \quad (1.184)$$

$$\xi\beta(1 - \delta) + \xi[\xi - \beta(1 - \delta)] \ln \frac{\xi\delta}{\xi - \beta(1 - \delta)} + \frac{1}{2} [1 - 2\beta(1 - \delta) - \\ - (\beta(1 - \delta) + \delta)^2] + \beta(1 - \delta) \frac{\eta u_{\text{т}}}{\tau_0 R_2} = 0. \quad (1.185)$$

Уравнения (1.184) и (1.185) можно представить в безразмерных параметрах

$$S = 8\beta / \left[\frac{1-\delta^2}{(1-\delta)^2} - \frac{2\xi}{1-\delta} - \frac{2\xi}{1-\delta} \left(\frac{\xi}{1-\delta} - \beta \right) - \frac{4}{3} \frac{1-\delta+\delta^2}{(1-\delta)^2} \beta + \right. \\ \left. + \frac{1}{3} \left(\frac{2\xi}{1-\delta} - \beta \right)^3 \beta \frac{1-\delta}{1+\delta} + 8\beta \frac{\delta^2}{1-\delta^2} \bar{u}_T \right]; \quad (1.186)$$

$$\xi\beta(1-\delta) + \xi[\xi - \beta(1-\delta)] \ln \frac{\xi\delta}{\xi - \beta(1-\delta)} + \frac{1}{2} \left[1 - 2\beta(1-\delta) - \right. \\ \left. - (\beta(1-\delta) + \delta)^2 \right] + 2\beta(1-\delta)^2 \bar{u}_T, \quad (1.187)$$

где $S = \tau_0 d_r F_\kappa / (\eta q)$; $\bar{u}_T = u_T \eta / (\tau_0 d_r)$.

При $u_T = 0$ выражения (1.186) и (1.187) преобразуются в формулы Фредриксона — Берда, а при $\tau_0 \rightarrow 0$ и $u_T \neq 0$ — в решение С.М. Тарга для вязкой жидкости.

Для вычисления параметра S следует находить значение

$$q = q_H + q_B = q_H + \pi u_T R_1^2. \quad (1.188)$$

При спуске с отключенными насосами ($q_H = 0$) уравнение (1.186) упрощается:

$$q = q_B = \pi u_T R_1^2. \quad (1.189)$$

Приравняв (1.184) и (1.189), получают выражения

$$\frac{1+\delta^2}{(1-\delta)^2} - \frac{2\xi}{1-\delta} \left(\frac{\xi}{1-\delta} - \beta \right) - \frac{4}{3} \frac{1-\delta+\delta^2}{(1-\delta)^2} \beta + \frac{1}{3} \left(\frac{2\xi}{1-\delta} - \beta \right)^3 \beta \frac{1-\delta}{1+\delta} = 0; \quad (1.190)$$

$$S = \delta^2 / \left\{ 2\beta(1-\delta)^2(1-\delta^2) \left[\xi(\xi - \beta)(1-\delta) \ln \frac{\xi - \beta(1-\delta)}{\xi\delta} - \right. \right. \\ \left. \left. - \xi\beta(1-\delta) - \frac{1}{2}(1-2\beta(1-\delta)) - (\beta(1-\delta) + \delta)^2 \right] \right\}, \quad (1.191)$$

где

$$S = \tau_0 d_r / (\eta v_{cp}); \quad v_{cp} = u_T \delta^2 / (1 - \delta^2); \quad \delta = R_1 / R_2;$$

$$\beta = 4\tau_0 L / (d_r \Delta p). \quad (1.192)$$

В.З. Дигалев привел к безразмерному виду формулы (1.184) и (1.185) при $q_H = 0$ и в результате численных расчетов по

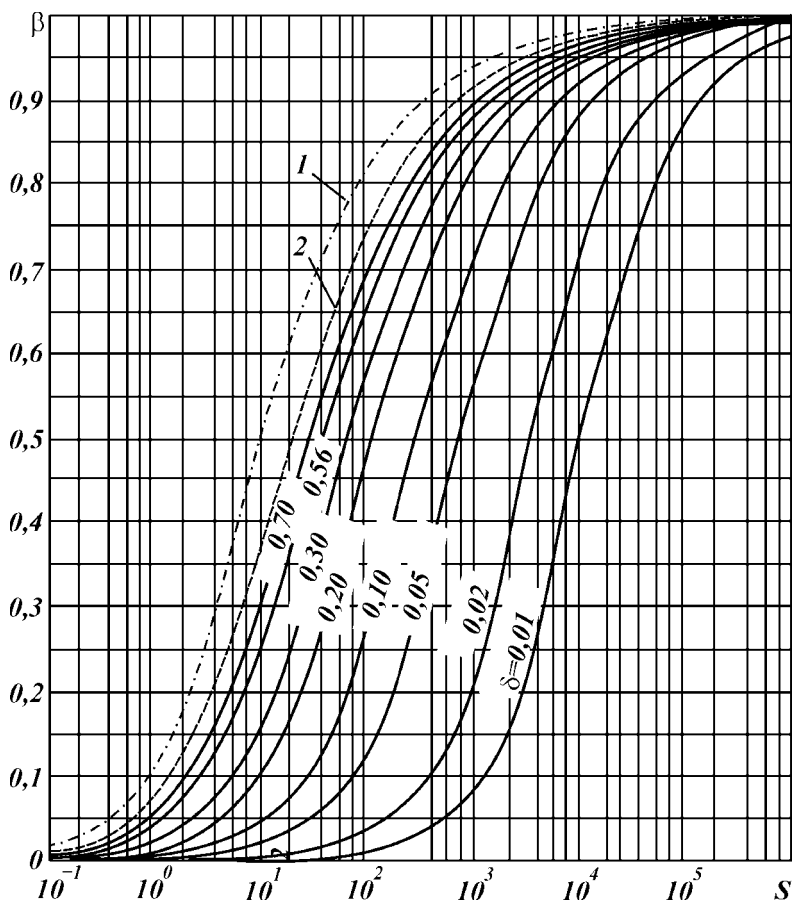


Рис. 1.18. График функции $\beta = \beta(S, \delta)$

ним построил график $\beta = \beta(\delta, S)$, который показан на рис. 1.18. На этом же рисунке приведены кривые 1 и 2 с рис. 1.8 при $v_{cp} = Q/F$ в каналах с неподвижными стенками.

Схема расчета потерь давления на трение следующая. По формулам (1.192) определяют δ , v_{cp} и S . Из рис. 1.18 находят β . Перепад давления рассчитывается по формуле

$$\Delta p_{тр} = \frac{4\tau_0 L}{\beta d_r}.$$

Формулой (1.192) можно пользоваться при расчетах потерь давлений и при подъеме колонн.

1.6. РАСПОЗНАВАНИЕ ГАЗОВОГО ВЫБРОСА И ВЫБОР РЕЖИМОВ ЕГО ЛИКВИДАЦИИ

Газ вымывают из скважины циркулирующей промывочной жидкостью, поддерживая на забое давление, равное или несколько большее пластового, чтобы исключить дальнейший приток газа из пласта. При этом максимальные давления на слабый с точки зрения гидроразрыва пласт на глубине H в незакрепленной части скважины и на обсадную колонну возникают в процессе вымывания забойной пачки газа из кольцевого пространства при выходе ее верхней границы соответственно слабому пласту и устью скважины (рис. 1.19). Поэтому при поступлении газа в скважину необходимо распознать (предварительно рассчитать) давление p_n на слабый пласт и давление $p_{ш}$ на устье скважины (на штуцере). Если они не превышают накладываемых ограничений по прочности слабого пласта и обсадной колонны, то происходит выброс, в противном случае — фонтан.

Вид аварий устанавливают на основе следующих соотношений (Е.Г. Леонов и др.):

выброс

$$\begin{cases} p_n \leq p_r; \\ p_{ш} \leq p_k; \end{cases} \quad (1.193)$$

фонтан

$$\begin{cases} p_k > p_r; \\ p_{ш} > p_k. \end{cases} \quad (1.194)$$

Здесь p_n — давление в кольцевом пространстве в момент, когда кровля вымываемой газовой пачки достигнет глубины H ; p_r — давление гидроразрыва наиболее слабого пласта, не перекрытого колоннами; $p_{ш}$ — давление на штуцере в момент, когда кровля газовой пачки достигает устья; p_k — давление разрыва последней обсадной колонны от внутреннего давления у устья.

На рис. 1.19 показано распределение давлений в кольцевом пространстве скважины в различные моменты вымывания пачки газа раствором плотностью ρ_3 . Прямая 1 характеризует давление в скважине при вскрытии горизонта с пластовым давлением $p_{пл} = \rho_3 g L$, превышающим давление столба

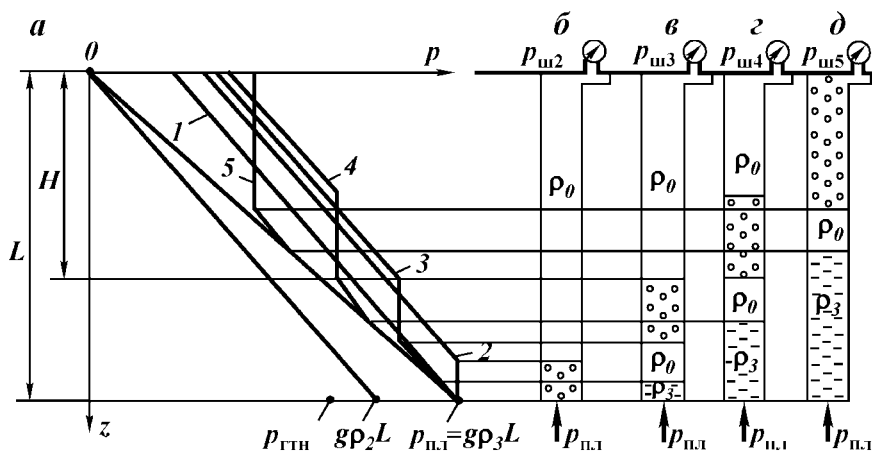


Рис. 1.19. Графики распределения давления (а) и схемы этапов вымывания пачки газа буровым раствором плотностью ρ_3 (б-д)

раствора плотностью ρ_0 , выбранной согласно ожидаемому давлению $p_{ггн}$, указанному в геолого-техническом наряде; прямые 2, 3, 4, 5 соответствуют распределению давлений в скважине при положениях газовой пачки $\bar{b}$, ..., $\bar{m}$ %.

Формулы для опережающих расчетов p_n и $p_{ш}$ получают, приняв, что на устье скважины работает идеальный регулятор (регулируемый штуцер), обеспечивающий в каждый момент вымывания газовой пачки давление на забое, равное пластовому $p_{пл}$. Вымывать пачку газа можно двумя способами — закачкой раствора первоначальной плотностью ρ_0 и утяжеленного раствора плотностью ρ_3 .

Согласно упрощенной схеме (рис. 1.20) с раздельным учетом силы тяжести и потерь на трение, можно записать следующие соотношения:

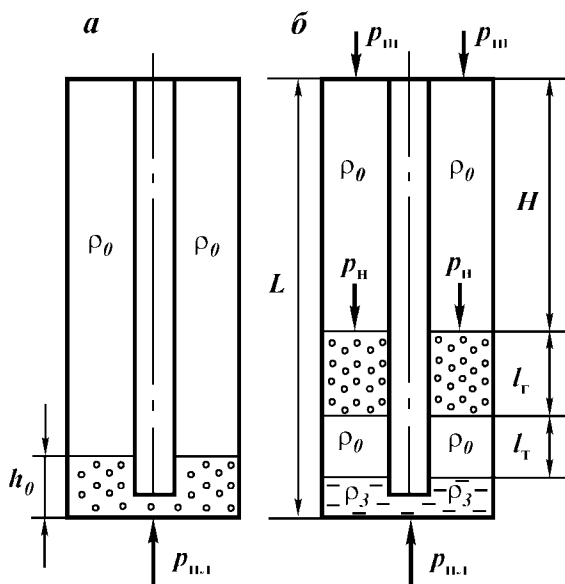
$$\Delta p_1 = p_{пл} - p_{к} = \rho_0 g l_{т} + \frac{\lambda \rho_0 v_{н}^2}{2d_{г}} l_{т} + \rho_3 g (L - H - l_{т} - l_{г}) + \\ + \frac{\lambda \rho_3 v_{н}^2}{2d_{г}} (L - H - l_{т} - l_{г});$$

$$\Delta p_2 = p_{н} - p_{ш} = \rho_0 g H + \frac{\lambda \rho_0 v^2}{2d_{г}} H \quad (1.195)$$

или

Рис. 1.20. Схема перемещения газовой пачки в затрубном пространстве скважины:

a – начальный момент;
б – спустя некоторое время *t*



$$p_{\text{пл}} = p_{\text{н}} + \rho_0 g (1 - k^2) l_{\text{T}} + \rho_3 g (L - H - l_{\text{T}}) (1 + k^2) - \rho_3 g (1 + k^2) l_{\text{T}};$$

$$p_{\text{н}} = p_{\text{ш}} + \rho_0 g \left[1 + k_{\text{н}} \left(v / v_{\text{н}} \right) \right]^2 H, \quad (1.196)$$

где $k_2 = \lambda v_{\text{н}}^2 / (2 d_{\text{T}} g)$.

Очевидно, что

$$p_0 h_0 F_{\text{к}} = p_{\text{н}} l_{\text{T}} F_{\text{к}}, \quad (1.197)$$

где $h_0 = V / F_{\text{к}}$; $F_{\text{к}}$ – площадь поперечного сечения кольцевого канала; V – объем поступившего на забой газа, рассчитываемый по приросту уровня жидкости в приемных емкостях.

Во втором уравнении системы (1.196) в члене, учитывающем потери давления на трение, примем $v = v_{\text{н}}$. Из (1.197), найдя высоту пачки l_{T} и подставляя в (1.196), получают квадратное уравнение относительно $p_{\text{н}}$, корнем которого, имеющим физический смысл, является

$$p_{\text{н}} = 0,5 \left\{ \sqrt{p_1^2 + 4 p_3 g (1 + k^2) p_{\text{пл}} h_0} + p_1 \right\}, \quad (1.198)$$

где $p_1 = p_{\text{пл}} - \rho_0 g (1 + k^2) l_{\text{T}} - \rho_3 g (L - H - l_{\text{T}}) (1 + k^2)$; $p_{\text{пл}}$ –

пластовое давление, определяемое в закрытой скважине по формуле $p_{\text{пл}} = p_c + \rho_0 gL$; p_c — давление в стояке.

По известному давлению $p_{\text{н}}$ из (1.196) найдем давление в штуцере

$$p_{\text{шт}} = p_{\text{н}} - \rho_0 gH(1 + k^2). \quad (1.199)$$

При вымывании газа раствором первоначальной плотности ρ_0 ($\rho_0 = \rho_3$) давление

$$p_1 = p_c + \rho_0 gH(1 + k^2) - \rho_0 gLk^2. \quad (1.200)$$

При $\rho_0 \neq \rho_3$ давление p_1 вычисляется по формуле

$$p_1 = \left[(\rho_3 - \rho_0)g \frac{V_{\text{т}}}{F_{\text{к}}} + \rho_3 gH \right] \cdot (1 + k^2) - \rho_3 gLk^2, \quad (1.201)$$

где $V_{\text{т}}$ — внутренний объем бурильной колонны, необходимый для расчета давления в кольцевом пространстве, создаваемого жидкостью, которая вытесняется из труб.

Вид притока также можно установить по приросту объема промывочной жидкости в приемных емкостях. При $0 < V \leq V_{\text{пр}} = F_{\text{к}}(\rho_3 - \rho_{\text{гтн}})/g\rho_0$ имеет место проявление; при $V_{\text{пр}} < V \leq$

$V_{\text{выб}} = \left[\frac{p}{\rho_3 g} + \frac{\rho_0 l_{\text{т}}}{\rho_3} + L - l_{\text{т}} - \frac{p_{\text{пл}}}{\rho_3 g} \right] \frac{pF_{\text{к}}}{p_{\text{пл}}} - \text{выброс } (p = \min[(p_{\text{г}} - \rho_0 gH), p_{\text{к}}]);$ при $V \geq V_{\text{выб}}$ — фонтан. Плотность утяжеленного раствора при этом выбрана так, чтобы уравновесить пластовое давление на глубине скважины:

$$\rho_3 = p_{\text{пл}}/gL. \quad (1.202)$$

Точность расчетов $p_{\text{шт}}$ по формуле (1.199) проверена в промышленных условиях. Относительное расхождение между расчетными и экспериментальными кривыми не превышает 20 %. Установив, что обнаруженное поступление флюида на забое соответствует выбросу, можно приступить к расчету режима его ликвидации.

Расчет режима ликвидации газового выброса

В процессе ликвидации выброса флюид следует вымывать из кольцевого пространства при давлении на забое

$$\bar{p}_3 = p_{\text{пл}} + \delta, \quad (1.203)$$

несколько превышающем пластовое $p_{\text{пл}}$. Здесь δ — заданное превышение забойного давления над пластовым. Если давление на пласт будет меньше пластового, то это приведет к дополнительному притоку флюида из пласта, что удлинит процесс ликвидации выброса, или последний перейдет в фонтан. Если же забойное давление p_3 будет значительно выше пластового, то могут произойти и гидроразрыв пласта, и поглощение жидкости, трудно поддающиеся ликвидации.

На практике можно судить о забойном давлении по давлению в стоке

$$p_c = p_3 - \rho_{\text{ср}} g L + K_c Q^2 \frac{\rho_{\text{ср}}}{\rho_0}, \quad (1.204)$$

где

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{V_3 \rho_3 + \rho_0 (V_T - V_3)}{V_T}; \quad (1.205)$$

$\rho_{\text{ср}}$ — усредненная плотность раствора в бурильной колонне; V_3 — объем закачанной в бурильную колонну утяжеленной жидкости плотностью ρ_3 ; V_T — внутренний объем бурильной колонны; g — ускорение свободного падения;

$$K_c = (p_{\text{н0}} - p_{\text{ш}}) / Q_{\text{н}}^2; \quad (1.206)$$

K_c — коэффициент пропорциональности, определяемый до поступления пластового флюида; $Q_{\text{н}}$, $p_{\text{н0}}$, ρ_0 — подача насосов, давление в стояке и плотность раствора в скважине в момент поступления флюида.

Коэффициент K_c получен при предположении равенства соотношений между потерями давления и расходом жидкости в циркуляционной системе при бурении и ликвидации выброса. Чтобы в этих случаях отличие в значениях K_c было минимальным, $p_{\text{н0}}$, $p_{\text{ш}}$, $Q_{\text{н}}$ следует измерять в начале отработки каждого долота при открытом устье скважины, когда $p_{\text{ш}} \approx p_0$.

Управлять забойным давлением p_3 можно, изменяя площадь проходного сечения штуцера, плотность и подачу нагнетаемой в бурильную колонну промывочной жидкости. Выбор способа ликвидации выброса зависит от параметров и количества промывочной жидкости, имеющейся на буровой в момент выброса, а также от технической характеристики циркуляционной системы.

При заданных подаче Q и плотности жидкости ρ_3 забой-

ное давление p_3 , можно поддерживать равным $\bar{p}_3$ с помощью регулирования перепада давления в штуцере $p_{ш}$ так, чтобы давление в стояке удовлетворяло уравнению (1.204). В этом случае в начале вымывания флюида из скважины, чтобы обеспечить на забое нужное давление $\bar{p}_3$, в стояке необходимо поддерживать давление

$$p_c / v_{3=0} = K_c Q^2 + p_{c3} + \delta, \quad (1.207)$$

где p_{c3} — давление в стояке закрытой скважины при определении пластового давления.

Расчет давления на устье при глушении газового фонтана прямой закачкой задавочной жидкости в скважину

В условиях возникновения газового фонтана, если устье скважины не разрушено и его прочность достаточная, закачивают задавочную жидкость. Начав закачку жидкости, закрывают задвижки на выкиде для сброса газа и задавливают скважину. В ряде случаев задавочную жидкость закачивают также через бурильные трубы (чаще через одну трубу), неглубоко спущенные в скважину. В процессе закачки жидкости давление на устье возрастает, стремясь к пластовому, за вычетом давления столбов жидкости и газа в скважине.

Приведем расчет изменения давления на устье во времени в процессе глушения при задаваемых расходах задавочной жидкости. Изменение давления на устье в процессе глушения необходимо знать при выборе характеристик и режимов работы насосов и цементировочных агрегатов для глушения, а также для сохранения целостности обсадной колонны и оборудования устья, прочность которых на разрыв иногда бывает ниже избыточного давления газа в закрытой и полностью опорожненной от жидкости скважине.

Изменение давления на устье во времени можно определить из совместного рассмотрения движения нисходящего потока задавочной жидкости в скважине и притока газа из пласта. При поршневом нагнетании задавочной жидкости с заданным расходом в любой момент времени t $\Delta p(t) = p_3 - p_y$ — перепад давления между давлением p_3 на границе раздела газа и жидкости и давлением p_y на устье примем в виде разности потерь давления на трение Δp_t и гидростатического давления Δp_c .

Тогда

$$\Delta p(t) = p_3 - p_y = \Delta p_c - \Delta p_r. \quad (1.208)$$

Потери давления на трение жидкости

$$\Delta p_r(t) = \frac{\lambda \rho_3 v^2}{2d_r} L_1(t), \quad (1.209)$$

где $V = Q_3/F$ — скорость задавочной жидкости; Q_3 — расход задавочной жидкости; E — площадь поперечного сечения скважины; L_1 — расстояние от устья до границы раздела газа и жидкости в скважине.

Гидростатическое давление столба задавочной жидкости

$$p_c = \rho_3 g L_1, \quad (1.210)$$

где L_1 — глубина

$$L_1 = vt. \quad (1.211)$$

Здесь t — время от начала глушения.

Учитывая (1.209) — (1.211), из (1.208) можно найти давление на устье

$$p_y = \frac{\lambda \rho_3 v^2}{2d_r} t - \rho g vt + p_3. \quad (1.212)$$

Глушение часто осуществляют прямой закачкой (в “лоб”) задавочной жидкости в фонтанирующую скважину.

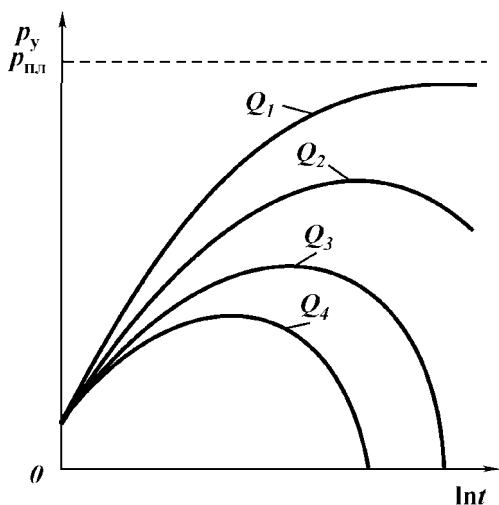


Рис. 1.21. Графики изменения давления на устье в процессе глушения скважины при различных расходах ($Q_1 < Q_2 < Q_3 < Q_4$)

Газовые фонтаны глушат прямой закачкой в скважинах с целым устьем, оборудованным закрытыми превенторами, через выкидные линии которых истекает газ. При глушении газ направляют в один или несколько выкидов. Через другие выкиды, обвязанные с цементирующими агрегатами и буровыми насосами, нагнетается буровой раствор.

В каждом конкретном случае глушения фонтана, задаваясь значениями расхода Q_3 и плотностью ρ_3 задавочной жидкости, по формуле (1.212) можно построить зависимость давления на устье от времени задавки. Затем, пользуясь полученной графической зависимостью $p_y(t)$, выбрать практически приемлемый режим закачки задавочной жидкости и оборудование для его осуществления. На рис. 1.21 приведены характерные зависимости $p_y(t)$, построенные по формуле (1.212).

Следует отметить, что изложенный метод глушения газовых фонтанов прямой закачкой задавочной жидкости наиболее эффективен при ликвидации притока газа из пластов, обеспечивающих медленное восстановление давления в скважинах после их закрытия. В этих случаях, располагая увеличенным периодом времени на глушение, в скважине удастся создать большой столб задавочной жидкости и тем самым снизить кривую $p_y(t)$ — кривую прироста давления на устье.

Поглощение в скважинах буровых растворов и других жидкостей является одним из основных видов осложнений. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности б. СССР составляли 500—600 тыс.ч. Однако эти затраты существенно увеличиваются, 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.

2.1. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО И ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Опыт борьбы с поглощениями в нашей стране и за рубежом показывает, что одним из эффективных способов ликвидации поглощений является закупорка поглощающих каналов с помощью наполнителей.

По данным фирмы "Пан америкен", за последние 30 лет при бурении используется более семисот видов закупоривающих и других материалов, хотя стабильно и широко применяется ограниченное число, как правило, наиболее деше-

вые. Широко применяют в качестве наполнителей резиновую крошку, хромовую стружку, отходы реактопластов, улюк (отходы хлопкового волокна), выбуренный шлам, кордное волокно, кожу — "горох", целлофановую стружку, ореховую скорлупу, древесные опилки и др.

Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях проводки скважин привели к разработке большого числа тампонажных смесей. Для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие тампонажные смеси, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых сильно увеличивается при высоких скоростях сдвига. Эти свойства присущи вязкоупругим жидкостям. Вязкоупругие свойства тампонажным смесям можно придать обработкой их полимерными материалами или с помощью взрыва. В последнем случае "вмороженные" пузырьки газа продуктов взрыва обеспечивают обработанным смесям вязкоупругие свойства.

Весьма перспективны тампонажные составы на основе буровых растворов, с помощью которых бурят скважины и которые отверждаются в процессе промывки вводом полимеров или вяжущих веществ.

При изоляции зон поглощения наибольшие трудности представляют зоны с повышенной интенсивностью поглощения, особенно в случае полной потери циркуляции.

Установить какие-либо закономерности возникновения поглощений и выбрать эффективные мероприятия и технологию проведения работ по предупреждению и ликвидации поглощений из-за большого числа факторов, обуславливающих явление поглощения, очень сложно. Поэтому стали использовать вероятностно-статистические методы для прогнозирования зон поглощений и выбора наиболее эффективных технологических мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями.

2.1.1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВ

Поглощения буровых растворов и иных жидкостей в поглощающие пласты обеспечиваются наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и (или) недостаточной устойчивостью (сопротивляе-

мостью) пород к давлению столба жидкости в скважине, в результате чего возникает гидроразрыв пород и в щели проникает жидкость.

2.1.1.1. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГЛОЩАЮЩИХ ПОРОД

Поглощающие пласты в бурящихся скважинах могут быть представлены пористыми, трещиноватыми и кавернозными породами. Пористые песчано-алевритовые породы имеют трещины и обладают поровой трещинной проницаемостью, трещиноватые породы имеют межзерновую пористость, а кавернозные породы разбиты микротрещинами различной раскрытости.

Проницаемость песчано-глинистых пород зависит от размеров пор, которые могут быть субкапиллярными, капиллярными и сверхкапиллярными. Соединяющиеся между собой поры образуют поровые каналы, являющиеся путями движения жидкостей и газа. В субкапиллярных каналах жидкости удерживаются силами притяжения на поверхности минеральных зерен, и в природных условиях жидкости в них перемещаются очень медленно. В капиллярных каналах движение жидкостей происходит только при приложении силы большей, чем силы противодействия капиллярных сил. По сверхкапиллярным каналам жидкости (вода, нефть и пр.) движутся свободно. К субкапиллярным каналам относятся каналы диаметром меньше 0,0002 мм, к капиллярным — 0,508—0,0002 мм и к сверхкапиллярным — больше 0,508 мм.

В трещиноватых мелко- и среднезернистых песчаниках и алевролитах интенсивные поглощения буровых растворов не происходят, так как образующаяся при фильтрации раствора в пласт глинистая корка на стенке скважины имеет низкую проницаемость и препятствует проникновению раствора в пласт. В крупнозернистых песчаниках и алевролитах раствор фильтруется с большой скоростью. Еще больше раствор проникает в пласты конгломератов, имеющих каналы диаметром 1—5 мм и более.

Наиболее часто буровой раствор поглощается в карбонатных (обычно известняки) породах. Различаются известняки с первичной или вторичной пористостью и трещиноватые. К первым относятся мел, раковинные и коралловые известняки. Ко вторым — все известняки и доломиты, пористость которых является результатом последующего выщелачивания. Третью группу составляют известняки и доломиты, трещино-

ватость которых обусловлена процессами доломитизации, вызывающими сокращение объема породы, или тектоническими причинами.

Раковинные, коралловые известняки и мел имеют высокую пористость, но их пустоты не все сообщаются между собой, что снижает их проницаемость. Известняки со вторичной пористостью являются хорошими коллекторами. Различаются известняки мелкопористые, крупнопористые и кавернозные. Трещиноватые известняки также обладают высокой проницаемостью.

Проницаемость k_t трещиноватых пород зависит от коэффициента их трещинной пористости и степени раскрытия трещин. Наиболее часто значение k_t рассчитывают по формуле

$$k_t = a \cdot 10^{\delta^2} m_t, \text{ мД}, \quad (2.1)$$

где a — безразмерный коэффициент, который по данным различных авторов колеблется в пределах 8,35—8,50; δ — значение раскрытия трещины, см; m_t — коэффициент трещинной пористости, в долях единицы.

На интенсивность поглощений влияют также пересекаемые скважинами тектонические нарушения и гидравлические разрывы пластов. Тектонические нарушения разбивают пласты пород на блоки, которые могут быть смещены относительно друг друга до 1000 м и более. В зонах дробления пород в области тектонических нарушений нередко возникают интенсивные поглощения без выхода циркуляции. При гидравлическом разрыве пласта интенсивность поглощения резко возрастает за счет увеличения площади контакта бурового раствора с породой по поверхностям трещины.

По размерам поглощающих каналов выбирают материал для изоляции поглощающих горизонтов.

2.1.1.2. АНОМАЛЬНО НИЗКИЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) приурочиваются к верхней части разрезов воздымающихся регионов, где пласты подвергнуты физическому и химическому выветриванию, размыты и переотложены в пониженные участки земной коры.

Погружение осадочных пород на большие глубины приводит к их уплотнению и отжатию поровых вод. В скелете по-

род возникают увеличивающиеся с глубиной напряжения $\sigma_{\text{ск max}}$. Между $\sigma_{\text{ск max}}$, геостатическим q и пластовым $p_{\text{пл}}$ давлениями в этих условиях справедливо соотношение:

$$\sigma_{\text{ск max}} = q - np_{\text{пл}}, \quad (2.2)$$

где n — безразмерный коэффициент, равный 0,8–0,9.

В районах, где в течение длительного геологического времени происходит осадконакопление, кривая графика зависимости $\sigma_{\text{ск max}} = f(h)$ выходит из начала координат. Если давления в пластах равны гидростатическим, то скелетные напряжения $\sigma_{\text{ск max}}$ с глубиной h увеличиваются линейно (рис. 2.1, а).

В разрезах, где напряжения в породах определяются формулой (2.2), открытых трещин и каверн не возникает, а давления в пластах равны или превышают гидростатические.

Область прогибания часто вовлекается в воздымание, и верхняя часть разреза подвергается размыву. Разгрузка пород от геостатического давления приводит к расширению их пустотного пространства за счет деформаций скелета. По указанным причинам давления в верхней части разреза могут установиться аномально низкими.

Вследствие того, что насыщающие поры пород воды имеют низкую сжимаемость, упругое увеличение объема скелета и пор породы сопровождается резким снижением пластового (порового) давления, если пласты имеют слабую гидродинамическую связь с областью разгрузки или выше- и нижележащими породами. Снижение температуры также способствует возникновению АНПД, так как коэффициент температурного расширения воды в десятки и более раз превышает коэффициент температурного расширения скелета породы. Но процессы упругого разуплотнения пород в различных геологических условиях протекают по-разному.

В областях, где осадконакопление происходило относительно медленно (платформа, плита и т.д.), породы за длительные геологические отрезки времени уплотняются и цементируются так, что при снятии нагрузки упругого разуплотнения плотных и крепкосцементированных пород почти не происходит. В таких районах основная причина возникновения АНПД — снижение температуры пород. К таким областям относятся, в частности, районы Урало-Поволжья (до 600–1500 м).

На рис. 2.1, б показан график зависимости $\sigma_{\text{ск max}} = f(h)$ для разреза Шарлыкской площади (Шарлыкский выступ фундамента Восточно-Оренбургского валообразного поднятия),

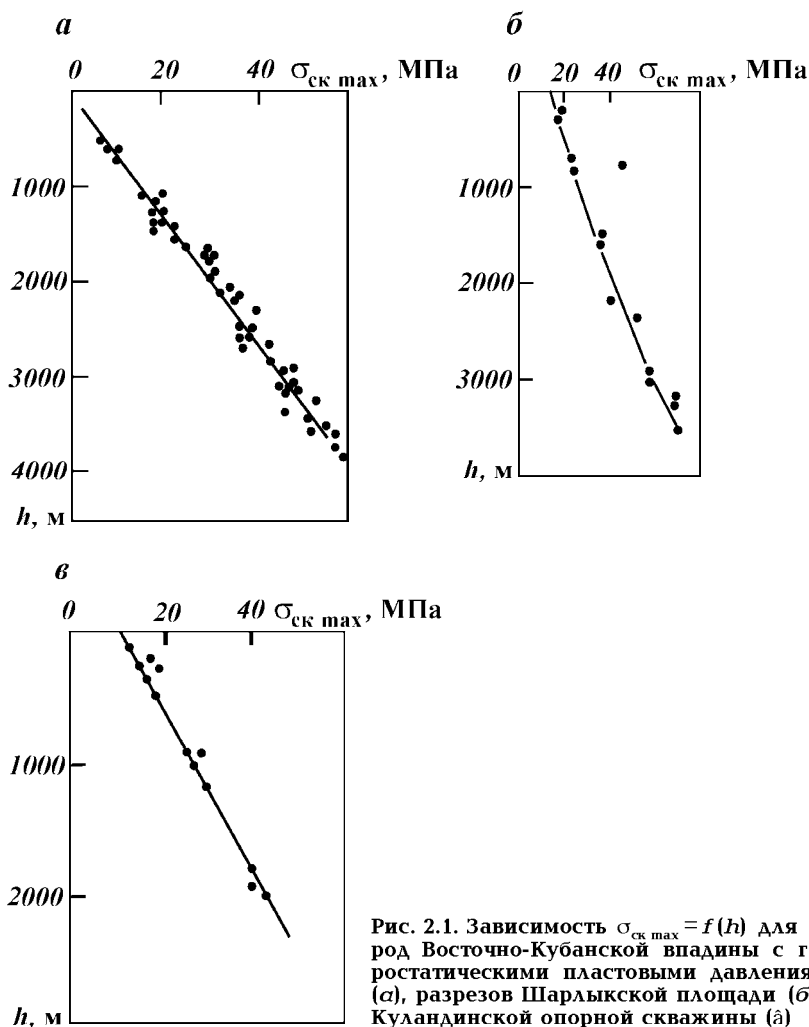


Рис. 2.1. Зависимость $\sigma_{\text{ск max}} = f(h)$ для пород Восточно-Кубанской впадины с гидростатическими пластовыми давлениями (а), разрезов Шарлыкской площади (б) и Куландинской опорной скважины (в)

из которого видно, что на этой площади денудированы толщи пород до 700 м. Замеры давлений показывают, что коэффициент их аномальности равен 0,9–0,95. Пониженные пластовые давления и широкое развитие открытых трещин и карверн приводят к поглощениям буровых растворов и осложнениям скважин.

Аналогичный вид имеет зависимость $\sigma_{\text{ск max}} = f(h)$ для разреза Куландинской опорной скважины (Туранская плита, полуостров Куланды в Аральском море) (рис. 2.1, в). Отличие аномально низких пластовых давлений от гидростатических в

таких районах с глубиной уменьшается, так как относительная разгрузка пород от геостатического давления и относительное снижение их температуры вниз по разрезу уменьшаются.

Анализ графиков зависимостей $\sigma_{\text{ск max}} = f(h)$ для различных областей, литолого-петрофизические исследования кернов и характер поглощений буровых растворов показывают, что открытые трещины и каверны так же, как и АНПД, возникают только в породах, современные нагрузки на которые значительно меньше действовавших на них ранее. Следовательно, АНПД, открытые трещины и каверны генетически взаимосвязаны.

АНПД могут фиксироваться также в артезианских бассейнах. Такие случаи АНПД объясняются тем, что альтитуда устья скважины находится выше линии напора вод от области питания к области разгрузки.

2.1.1.3. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Поглощение буровых и цементных растворов связано также с гидроразрывом пластов (ГРП). Физическая сущность и механизм гидроразрыва изучены главным образом в связи с выявлением возможностей увеличения продуктивности скважин. Давление разрыва и направление развития трещин зависят от вертикального и бокового горного давления, наличия естественной и искусственной трещиноватости, значения давления в поровом пространстве, пористости, проницаемости горных пород и вязкости жидкости разрыва, подачи насосов. Разрыв пласта сопровождается одновременно тремя явлениями: упругой и пластической деформацией горных пород, движением вязкой жидкости или суспензии по трещине, фильтрацией жидкости в горных породах.

ГРП в песчано-глинистых толщах прогибов и впадин на небольших глубинах происходят при давлениях столба бурового раствора, значительно меньших геостатических давлений. С глубиной давления ГРП возрастают и на больших глубинах приближаются к геостатическому давлению (рис. 2.2). Подобное явление наблюдается и в районах спокойного залегания горных пород, где проявление тектонических напряжений маловероятно, и в районах напряженной складчатости. Возрастание давлений ГРП с глубиной различные исследователи объясняют по-разному.

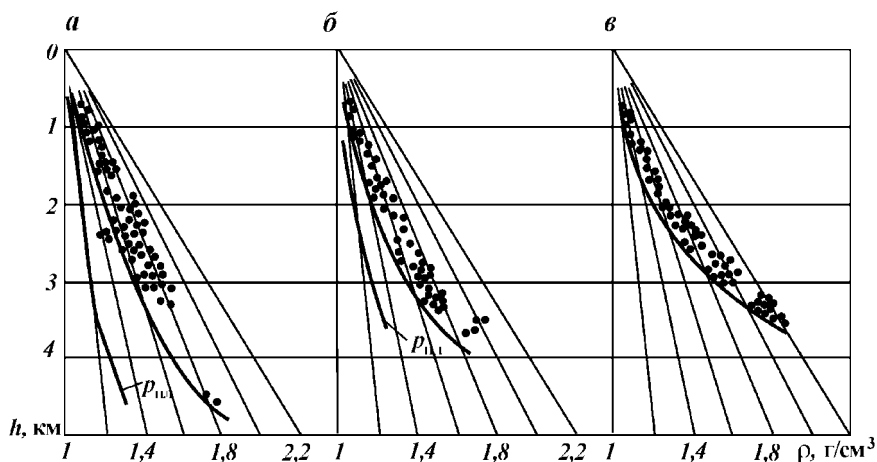


Рис. 2.2. График изменения плотностей ρ поглощения промывочных жидкостей Западно-Туркменской впадины:

a – Котор-Тепе; b – Барса Гельмес; v – Челекен

По многим данным, боковые составляющие напряжений в породах σ_x , σ_y меньше вертикальной составляющей σ_z на значение коэффициента бокового распора:

$$\sigma_x = \sigma_y = a\sigma_z.$$

Величина a зависит от коэффициента Пуассона ν для рассматриваемой породы.

Предполагается, что с глубиной под действием больших геостатических давлений и температур породы становятся более пластичными, и σ_x , σ_y и σ_z постепенно выравниваются, что может обусловить увеличение давлений ГРП. Согласно этой точке зрения, образующиеся в пластах трещины гидроразрыва должны быть преимущественно вертикальными.

С.А. Христианович, Ю.П. Желтов и Г.И. Баренблатт считают, что ГРП при давлении меньше геостатического происходит при изменении напряженного состояния горных пород в пристволенной зоне скважины. Вскрытие скважиной глинистых пластов приводит к выдавливанию глин в скважину силами упругого сжатия их скелета и поровых вод. В результате этого напряжения вблизи скважины уменьшаются. Из-за уменьшения влагонасыщенности глины с глубиной становятся менее пластичными и не выдавливаются в скважину. Поэтому первоначальное напряженное состояние горных пород в пристволенной зоне скважин изменяется мало, и давления ГРП

с глубиной возрастают и приближаются к геостатическому давлению. Трещины гидроразрыва могут быть горизонтальными.

Рассмотренные причины ГРП при давлениях меньше геостатических позволяют объяснить многие особенности ГРП в осадочных толщах. Так, в монолитной однородной толще пород напряжения в пристволенной зоне скважины почти не меняются, и для ее гидроразрыва необходимо создать давление в скважине, близкое или превышающее геостатическое. Если ствол скважины длительное время не закреплен колонной, то деформации глинистых пластов увеличиваются, напряжения в породах вблизи ствола скважины снижаются, что приводит к уменьшению давления ГРП.

Напряженное состояние горных пород в различных тектонических зонах различно не только по площади, но и по разрезу. Это во многом определяет значения давлений и механизм ГРП. В зонах сжатия давления ГРП при прочих равных условиях могут быть больше, чем в зонах растяжения горных пород.

При визуальных наблюдениях результатов ГРП на нефтешахте № 3 Ярегского месторождения Коми установлено, что трещина гидроразрыва может иметь раскрытость до 20 мм и достигать длины нескольких десятков метров. Развитие трещин происходит по плоскости естественных нарушений.

На значение давления ГРП большое влияние оказывают реологические свойства жидкостей: чем больше значения динамического напряжения сдвига и структурной вязкости жидкости, тем при меньших давлениях возникают ГРП. Связано это с тем, что слабофильтрующие жидкости оказывают большее гидродинамическое давление на стенки трещин разрыва, чем менее вязкие и легко фильтрующиеся в породы жидкости.

Буровые и цементные растворы создают повышенное давление на пласт, что иногда приводит к ГРП и поглощению жидкости.

Буровые и цементные растворы по своим физическим, структурно-механическим свойствам в процессе расширения трещины значительно отличаются от жидкостей разрыва, применяемых в нефтедобыче. Они также являются вязкопластическими жидкостями, но имеют высокую водоотдачу.

Водоотдача цементного раствора может быть в десятки раз больше водоотдачи бурового раствора на водной основе.

Цементные растворы при наличии пористой (трещиноватой) проницаемой среды склонны не только отфильтровы-

вать свою, но и пропускать через себя постороннюю воду. Цементные растворы обладают способностью загустевать, схватываться и превращаться в прочный камень. Все эти свойства находятся в тесном взаимодействии между собой. Водоотдача цементных растворов, особенно не обработанных химическими реагентами, очень высока и зависит от природы самого вяжущего вещества, его удельной поверхности, условий, в которых они находятся, водоцементного отношения и других факторов. Через цементное тесто может профильтровываться такое количество воды, которое в несколько раз превышает его объем. В то же время общая потеря цементным раствором воды приводит к более быстрому его загустеванию и схватыванию, создавая таким образом барьер, препятствующий дальнейшему проникновению раствора в трещину.

ГРП вызывают и другие технологические факторы. Так, спуск бурильного инструмента в скважину с повышенной скоростью приводит к возникновению дополнительных гидродинамических давлений в стволе скважины, что нередко является причиной раскрытия трещин в породах и поглощения бурового раствора.

Таким образом, на давления ГРП влияют как геологические особенности разрезов, так и технологические факторы. В таких условиях прогноз давления ГРП в бурящихся скважинах связан со значительными трудностями.

При бурении разведочных скважин и отсутствии достаточного количества промысловых данных о гидравлических разрывах пластов можно пользоваться значением модуля градиента давления гидравлического разрыва пластов близлежащих площадей.

2.1.1.4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА

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 гидроразрыв.

Впервые задача о движении в пористой среде вязкопластической жидкости была рассмотрена Р.И. Шищенко.

Его формула для определения глубины проникновения в пласт имеет вид

$$l = \frac{k'd}{\beta} \frac{\Delta p}{\tau_0}, \quad (2.3)$$

где k' — опытный коэффициент; d — диаметр зерен, составляющих поглощающий пласт; Δp — перепад давления между пластом и скважиной; β — коэффициент формы; τ_0 — предельное динамическое напряжение сдвига.

Я.А. Шварц глубину проникновения бурового раствора в пласт предложил определять по формуле

$$l = k \frac{H\gamma d_{\text{эф}}}{\tau_0 \pm \beta d_{\text{эф}} \gamma_i}, \quad (2.4)$$

где k — коэффициент, зависящий от формы обтекаемых частиц; H — глубина поглощающего пласта; γ — плотность бурового раствора; $d_{\text{эф}}$ — эффективный диаметр обтекаемых частиц; i — геометрический уклон пласта, определяемый углом его падения.

А.Х. Мирзаджанзаде получена формула для определения глубины проникновения вязкопластической жидкости в пористую среду:

$$l = \frac{\Delta p \sqrt{k}}{d\tau_0}, \quad (2.5)$$

где Δp — перепад давления; k — проницаемость; d — постоянный коэффициент; τ_0 — предельное напряжение сдвига буровой жидкости.

Движение бурового раствора в поглощающем пласте подчиняется сложным законам.

Согласно формулам Дарси и Дюпюи, при фильтрации воды в гранулярных коллекторах зависимость расхода жидкости от перепада давления принимается линейной, и индикаторная линия, построенная в координатах расход жидкости — перепад давления, представлена прямой. Однако для отдельных образцов пород зависимость скорости фильтрации от изменения давления нелинейна. При этом скорость фильтрации растет быстрее давления. Такое отклонение от линейного закона объясняют влиянием “защемленного” воздуха, который по мере повышения давления или удаляется, или сжимается, увеличивая водопроницаемость породы.

Е.Е. Керсис рекомендует для радиальных потоков использовать комбинированные зависимости, учитывающие наличие линейного закона фильтрации для внешней зоны области депрессии, где движение ламинарно, и квадратичный закон внутренней зоны, где движение турбулентно, т.е. зависимости типа

$$p = aQ + bQ^2,$$

где p — давление на стенке скважины; a , b — коэффициенты, зависящие от параметров пласта и показателей закачиваемой жидкости.

Эта зависимость остается справедливой и для течения вязкопластичной жидкости.

Однако и двучленное уравнение не может отобразить всего разнообразия особенностей поглощающего пласта.

Течение жидкости в трещиноватых пластах на основе использования представления о двойной пористой среде рассмотрены Г.И. Баренблаттом и Ю.П. Желтовым. Согласно их мнению, поглощающие пласты могут быть представлены в виде трещин и блоков, которые условно объединяются в пористую среду с высокой проницаемостью, где роль поровых каналов играют трещины, а роль зерен — блоки породы, и низкопроницаемую пористую среду, представленную собственно блоками.

При этом считается, что в любой точке пространства имеются два давления и две скорости фильтрации, соответствующие пористым средам. Фильтрация жидкости по обоим пористым средам подчиняется закону Дарси, но коэффициенты проницаемости для сред различны.

Такое модельное представление оказывается полезным при описании поведения деформируемых упругих пород с высококоразвитой трещиноватостью и позволяет описать некоторые виды индикаторных кривых

$$Q = f(\Delta p).$$

На основе модели с начальным градиентом давления в блоках В.И. Мищевич выдвинул предположение о наличии трех законов фильтрации в поглощающих пластах: поскольку поглощающие пласты представлены трещиноватыми, кавернозными и пористыми зонами, то при их вскрытии наиболее вероятно предположение, что фильтрация жидкости в этих породах происходит одновременно по различным законам. В первой — трещиноватой и кавернозной среде — по квадратичному закону Шези — Краснопольского, во второй —

среднепористой — по закону Дарси, в третьей — мелкопористой — по закону фильтрации с начальным градиентом давления в порах разного размера. Предложена формула для описаний процесса фильтрации в поглощающий пласт:

$$Q = K_1 \sqrt{\Delta p} + K_2 \Delta p + K_3 (\Delta p)^2, \quad (2.6)$$

где Q — интенсивность поглощения; K_1 — коэффициент продуктивности (приемистости) для первой среды при турбулентном течении жидкости, характеризующий проницаемость этой среды, мощность пласта, радиус скважины, инерционные сопротивления, размеры трещин и каверн; K_2 — коэффициент продуктивности (приемистости) для второй среды; K_3 — коэффициент продуктивности (приемистости) для третьей среды, характеризующий мощность пласта, отдельные показатели жидкости и т.д. Согласно этой модели формы индикаторных кривых, которые в прямоугольных координатах $\Delta p - Q$ могут быть прямыми, выпуклыми, вогнутыми к оси Q или S -образными, имеющими при малых перепадах давления прямую или выпуклую часть, затем с ростом давления переходящими в вогнутые к оси расходов, зависят от характера проницаемости пласта при различных давлениях. При малых перепадах давления фильтрация жидкости через мелкопористую породу происходит в малом объеме. Через среднепористую породу жидкость фильтруется по закону Дарси.

При увеличении перепада давления расход жидкости через каверны и трещины увеличивается, через среднепористую породу жидкость продолжает фильтроваться по закону Дарси, и к фильтрационному потоку подключаются мелкопористые элементы породы. Различные соотношения между проницаемостью указанных типов пород и перепадом давления определяют многообразие видов индикаторных кривых, наблюдаемых на практике.

Оценка гидродинамических характеристик поглощающих пластов в соответствии с существующими модельными представлениями требует информации о кривых восстановления давления, т.е. $Q = f(\Delta p)$. Однако в процессе бурения имеются большие трудности непрерывного контроля изменения интенсивности поглощения, и получение кривых $Q = f(\Delta p)$ требует специальных исследований.

2.2. 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. 2.3).

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 неуставившихся режимах фильтраций (течении) жидкости.

Метод установившихся закачек (статический уровень в скважине $H_{\text{ст}} > 30$ м, рис. 2.4, 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 режим закачки жидкости, получают соответствующие им значения уровней (перепадов давления), по которым строится индикаторная линия.

Метод установившихся нагнетаний ($H_{\text{ст}} \leq 30$ м, рис. 2.4, б). Устье скважины герметизируется, и в нее закачивается



Рис. 2.3. Классификация методов изучения поглощающих пластов (по В.И. Крылову)

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. 2.4,). 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 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 про-

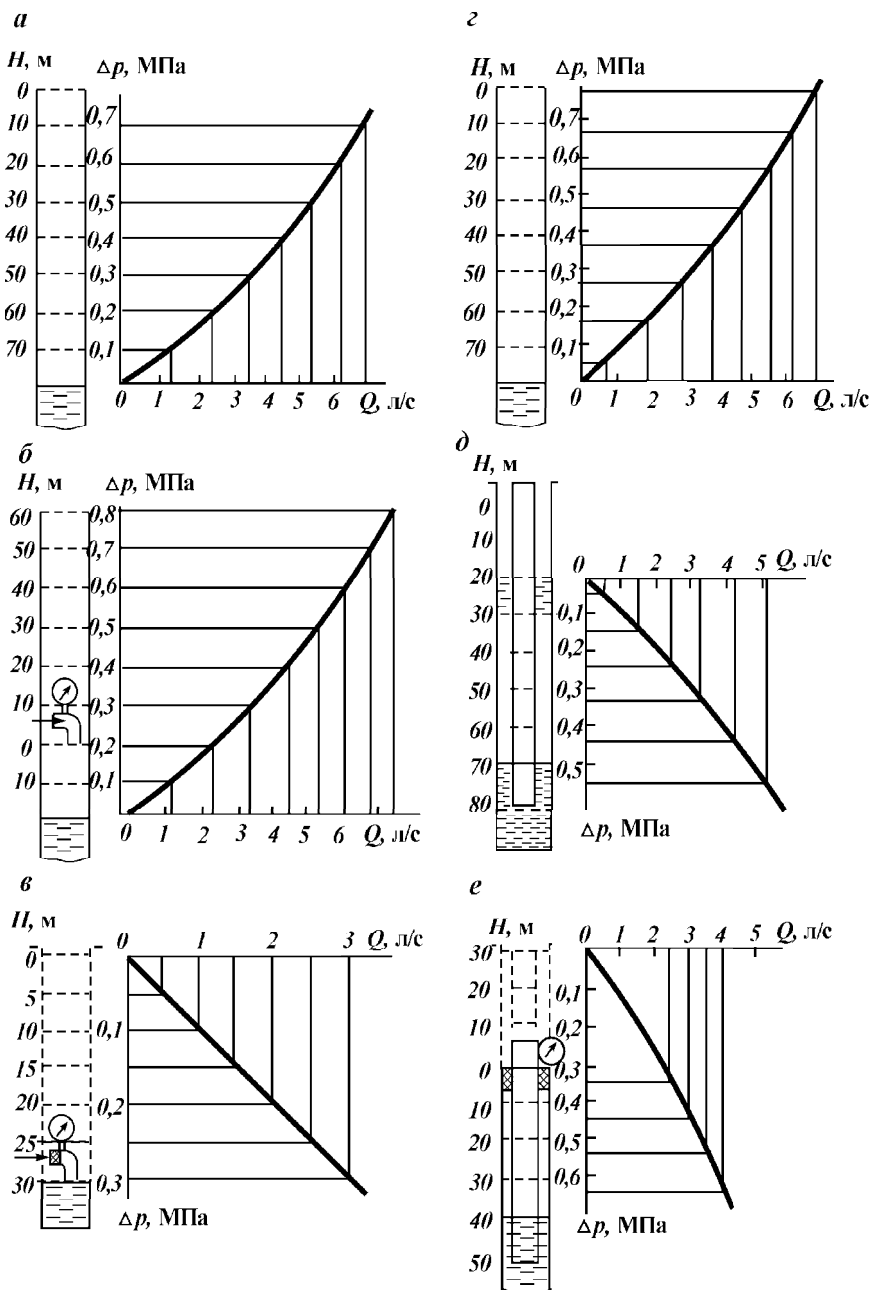


Рис. 2.4. Графики методов исследования поглощающих пластов

ведением 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 строится индикаторная линия поглощающего пласта и определяются 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 ($H_{\text{ст}} > 30$ м, рис. 2.4, а). Скважина заполняется жидкостью до устья, затем долив жидкости прекращается и измеряется 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 ($H_{\text{ст}} \leq 30$ м, рис. 2.4, б). "Мгновенное" снижение уровня в скважине достигается за счет спуска в скважину бурильных труб с заглушкой-диафрагмой и последующего его разрушения, после которого жидкость из затрубного пространства устремляется в бурильные трубы. В результате этого происходит быстрое выравни-

вание жидкости в трубах 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. 2.4, 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, МГТ-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", термоэлектрический дебитомер, индикатор толщины и местоположения пласта ИП-2 и аналогичные приборы зарубежных фирм.

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. На рис. 2.5 приведен пример сводной схемы поглощений. 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

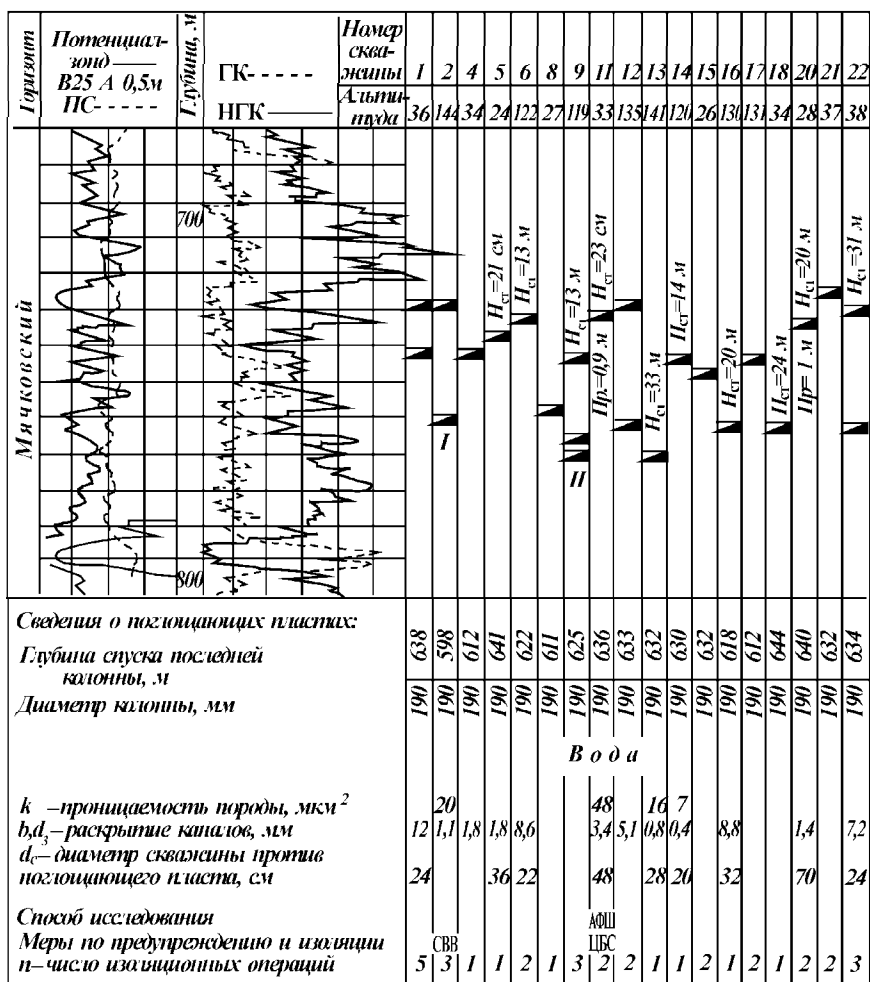


Рис. 2.5. Сводная схема поглощений (по А.Н. Кукину):

P_p – «провал» бурильного инструмента при бурении, м; $H_{ст}$ – глубина статического уровня, м; I – частичное поглощение; II – полное поглощение; АФС – анализ фракционного состава шлама; ЦБС – цементобentonитовые смеси; СВВ – смесь с высокой водоотдачей

пласта. Рядом с номером скважины указывают альтитуду ее устья.

Представление результатов исследования в виде сводных схем поглощений открывает широкие возможности использования буровых и геолого-геофизических материалов по тем скважинам, где специальные исследования поглощающих го-

ризонтов не проводились. Все известные данные о зонах поглощения в таких скважинах могут быть также нанесены на сводную схему. При этом в скважинах, где радиоактивный каротаж не проводился, для нанесения данных на схему можно использовать диаграммы стандартного каротажа, зарегистрированные при проведении исследований. Поэтому в левой части схемы рядом с диаграммами ГК и НГК помещена диаграмма стандартного потенциал-зонда и ПС.

Схема позволяет сразу получить четкое представление не только о глубине поглощения, но и о характере отдельных поглощающих пластов и их пластовых давлениях. Такие обобщенные данные легко сопоставить с аналогичными данными по соседним площадям, что облегчает задачу обобщения материалов по борьбе с поглощением.

С целью получить количественную характеристику зон поглощения по данным геофизических исследований скважин, пробуренных в объединении Татнефть, В.И. Крыловым, Г.С. Блиновым и Н.И. Рыловым были выбраны такие скважины, в которых проводились замеры с помощью расходомера, электрометрии (стандартный каротаж, замеры каверномером, резистивиметром) и РК. В некоторых случаях эти данные дополнялись материалами фотографирования стенки скважины. Пористость (водосодержание) пластов в зоне поглощения определялась по известной методике двух опорных горизонтов. За опорные горизонты принимались кыновские глины и плотные фаменские известняки.

Полученные результаты по более чем 30 скважинам показывают, что зона поглощения характеризуется высокими значениями пористости, которая порой превышает 40 %. Проведенные сопоставления показали, что мощности зоны поглощения, определенные с помощью расходомера и НГК, КС и каверномера, различаются по значениям. При этом наблюдается как положительное, так и отрицательное расхождение. Точных критериев для выделения зон поглощения по результатам геофизических исследований в настоящее время нет. Вследствие этого по геофизическим данным, без исследования расходомером, однозначно определить границы зоны поглощения невозможно. Однако по геофизическим данным могут быть выделены высокопроницаемые участки, в пределах которых возможны зоны поглощения. В этом случае совпадение при определении мощности зон ухода по геофизическим замерам и с помощью расходомера не обязательно. Расходомеры по своей чувствительности значительно уступают геофизическим приборам и в основном могут фиксиро-

вать потоки большой интенсивности. Вследствие этого 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 должно 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

$$Q = c\Delta p^n, \quad (2.7)$$

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:

$$v = c\Delta p^n, \quad (2.8)$$

где v — скорость перемещения динамического уровня.

Коэффициент c и показатель степени n являются для данного горизонта постоянными величинами.

Для обработки результатов гидродинамических исследований существует несколько методик, в каждой из которых принят свой основной критерий характеристики пласта.

Н.Г. Хангильдин и Н.К. Шевченко, а также З.М. Шамхаев и Ш.З. Асадуллин считают, что зависимость $p - Q$ должна быть прямолинейной, особенно для малых перепадов давления:

$$k = Q/\Delta p. \quad (2.9)$$

И.С. Рабинович рекомендует следующую аналогичную зависимость для получения удельной гидродинамической характеристики поглощающего горизонта:

$$c = Q\mu/S\rho, \quad (2.10)$$

где Q — расход жидкости, м³/мин; μ — вязкость жидкости, сП; $S = 2\pi r h$ — площадь контакта породы с поглощающим пластом, м²; r — радиус скважины, м; p — избыточное давление на поглощающий пласт, МПа.

В.Ф. Роджерс установил, что при любой форме течения жидкости в пласте интенсивность поглощения является функцией геометрических размеров системы, прямо пропорциональна перепаду давления в ней и обратно пропорциональна вязкости бурового раствора, т.е.

$$Q = k_2\Delta p/\mu, \quad (2.11)$$

где k_2 — коэффициент, характеризующий геометрические размеры поглощающих каналов пласта, в котором происходит поглощение.

Н.И. Титковым и А.А. Гайворонским предложена эмпирическая формула, которая позволяет определить коэффициент поглощающей способности, остающийся практически постоянным для различных скважин, независимо от расположения их по отношению к уровню моря, интенсивности поглощения и перепада давления. Этот коэффициент определяют по формуле

$$k_c = \frac{(1 + 0,65m)Q_{cp}}{H_{cp}^m}$$

при

$$Q_{\text{ср}} = (Q_1 + Q_2) / 2; \quad H_{\text{ср}} = (H_1 + H_2) / 2, \quad (2.12)$$

где Q_1, Q_2 — количество воды, поглощаемой в процессе испытания, соответственно для двух ближайших значений перепадов давлений, м³/ч; H_1 и H_2 — перепады, соответствующие Q_1 и Q_2 , м вод.ст.; m — показатель степени,

$$m = (\lg Q_2 - \lg Q_1) / (\lg H_2 - \lg H_1). \quad (2.13)$$

Е.Е. Керкис рекомендует для радиальных потоков использовать комбинированные зависимости

$$p = aQ + bQ^2, \quad (2.14)$$

где p — избыточное давление на пласт; Q — расход жидкости в единицу времени (интенсивность поглощения); a, b — коэффициенты, зависящие от параметров пласта и показателей закачиваемой жидкости, определяются по формулам:

$$a = \frac{\mu R}{2\pi h m k \epsilon r_c}; \quad (2.15)$$

$$b = \left[\frac{2T^4 - 5T^2 + 2}{m^2 h^2 T^4} + \left(\frac{1}{R^2} - \frac{1}{r_T^2} \right) \right] \frac{\rho}{8\pi^2 r_c^2}, \quad (2.16)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости; R — гидравлический радиус пористой среды; h — мощность пласта; m — коэффициент пористости; k — коэффициент проницаемости; ϵ — коэффициент внешнего трения жидкости (для воды $\epsilon = 10^{-4}$); r_c — радиус скважины; T — коэффициент извилистости каналов; r_T — внутренний радиус труб (при исследовании с помощью пакера); если исследование производится без пакера, то $r_T = r_c$; ρ — плотность жидкости.

По В.И. Мишечичу, для поглощающих пластов, представленных трещиноватыми, кавернозными и пористыми породами, при их вскрытии наиболее вероятно предположение, что фильтрация жидкости в этих породах происходит одновременно по различным законам; им предложена формула для описания процесса фильтрации в поглощающий пласт:

$$Q = K_1 \sqrt{\Delta p} + K_2 \Delta p + K_3 \Delta p^2, \quad (2.17)$$

где K_1 — коэффициент продуктивности (приемистости) для первой среды при турбулентном течении жидкости, характеризующий проницаемость этой среды, мощность пласта,

радиус скважины, инерционные сопротивления, размеры трещин и каверн; K_2 — коэффициент продуктивности (приемистости) для второй среды; K_3 — коэффициент продуктивности (приемистости) для третьей среды, характеризующий мощность пласта, отдельные показатели жидкости и т.д. По результатам исследования строится индикаторная диаграмма, форма которой зависит от характеристики (строения) поглощающего пласта.

Определение параметров поглощающего пласта по данным гидродинамических исследований. Для оценки степени сложности работ по ликвидации поглощения, а также для научно обоснованного выбора количества и состава тампонажных материалов и технологии применения их в конкретных условиях необходимо иметь данные, характеризующие зону поглощения (строение поглощающего пласта, перепады давлений между стволом скважины и пластом, гидродинамическая характеристика пласта и т.д.).

Рассмотрим определение коэффициентов приемистости поглощающего пласта по В.И. Мищевичу, знание которых позволяет выбрать эффективные методы изоляции этого пласта.

В трещиноватой и кавернозной среде — по квадратному закону Шези — Краснопольского

$$\Delta p = bQ^2, \quad (2.18)$$

который можно записать в виде

$$Q_1 = K_1 \sqrt{\Delta p}, \quad (2.19)$$

здесь

$$K_1 = 1 / \sqrt{b} = 2\pi / \sqrt{\frac{\rho}{ChR_c}}; \Delta p = p_k - p_{заб};$$

Δp — перепад давления, вызывающий давление жидкости в пласте, МПа; Q_1 — расход жидкости для первой среды, м³/сут; K_1 — коэффициент приемистости для первой среды, (м³/сут)/МПа; ρ — плотность жидкости, г/см³; C — коэффициент, характеризующий инерционные сопротивления; h — мощность пласта, принятая одинаковой для всех трех сред, м; R_c — радиус скважины, м; $p_k, p_{заб}$ — давление соответственно на контуре питания (пластовое) и забойное, МПа.

В среднепористой среде — по закону Дарси

$$Q_2 = K_2 \Delta p, \quad (2.20)$$

здесь

$$K_2 = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}};$$

Q_2 — расход жидкости для второй среды, м³/сут; K_2 — коэффициент приемистости для второй среды, (м³/сут)/МПа; k — коэффициент проницаемости второй среды, Д; μ — динамическая (абсолютная) вязкость, Па·с; R_k — радиус контура питания, м.

В мелкопористой среде — по закону фильтрации с преодолением начальных градиентов давления в порах разного размера, который в первом приближении может быть охарактеризован линейной зависимостью

$$\frac{k_3}{\mu} = \frac{k_{03}}{\mu} \omega \frac{dp}{dr}, \quad (2.21)$$

здесь

$$\omega = \frac{1}{\left(\frac{dp}{dr}\right)_0};$$

k_3/μ — текущее значение коэффициента подвижности; k_{03}/μ — коэффициент подвижности при градиенте давления, равном $\left(\frac{dp}{dr}\right)_0$; k_3 — текущее значение коэффициента проницаемости третьей среды, Д; k_{03} — значение коэффициента проницаемости третьей среды при градиенте давления, равном $\left(\frac{dp}{dr}\right)_0$; Δ ; $\frac{dp}{dr}$ — текущее значение градиента давления.

После подстановки (2.21) в закон Дарси в дифференциальной форме и некоторых преобразований получена формула для определения расхода в третьей среде:

$$Q = K_3(\Delta p)^2, \quad (2.22)$$

здесь

$$K_3 = \frac{\pi k_{03} h \omega}{2\mu \left(\sqrt{R_k} - \sqrt{R_c} \right)^2};$$

Q_3 — расход жидкости для третьей среды, м³/сут; K_3 — коэффициент приемистости для третьей среды, $\frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{МПа}}$.

Так как движение жидкости происходит по всем средам одновременно, то общий расход Q_c равен сумме расходов в каждой среде в отдельности:

$$Q_c = Q_1 + Q_2 + Q_3. \quad (2.23)$$

Подстановкой в формулу (2.23) значений каждой составляющей из формул (2.19), (2.20) и (2.22) получен обобщенный закон фильтрации в тройных средах:

$$Q_c = K_1(\Delta p)^{0,5} + K_2\Delta p + K_3(\Delta p)^2. \quad (2.24)$$

Коэффициенты приемистости поглощающего пласта могут быть определены аналитическим и графоаналитическим способами. Методика исследования скважин и обработки полученного материала с целью количественной оценки коллекторских свойств пласта, определения состояния его приставной зоны и изменения этого состояния в процессе углубления скважины или в результате проведения технологических мероприятий заключается в контроле за изменением давления в скважине во время закачки в нее жидкости с постоянным расходом и после прекращения закачки. Методика интерпретации фактических данных основана на анализе начальных участков преобразованных графиков давление — время.

При рассмотрении неустановившихся процессов в гидродинамической системе скважина — пласт М.С. Винарским установлены значения коэффициентов, характеризующих начальный прямолинейный участок графика $p - \lg T$, построенного по данным о повышении давления во время долива скважины с постоянным расходом. Одновременно рекомендован порядок преобразования кривой восстановления давления, при котором она приобретает форму упомянутых графиков $p - \lg T$.

В процессе долива скважины с постоянным расходом изменение давления на забое скважины p_c с течением времени (в пределах выделенного прямолинейного участка кривой КГДП) подчиняется уравнению

$$p_c = iC_1 \lg \frac{T}{T'}, \quad (2.25)$$

где i — наклон теоретической кривой, соответствующий

уравнению работы точечного стока (скважина со значением радиуса ствола $R_{\text{ств}} = 0$) C_1 , $\lg T$ — соответственно постоянная, характеризующая увеличение наклона анализируемого прямолинейного участка, и абсцисса точки его пересечения с осью времени.

Все постоянные, входящие в уравнение (2.25), определяют-ся размерами и свойствами пласта, ствола скважины и жид-кости:

$$i = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh}; C_1 = \lg \frac{R_{\text{ств}}}{2h\beta^* \gamma_{I_c}^2}; T' = \frac{R_{\text{ств}}^2 \mu}{2\pi kh}. \quad (2.26)$$

Величины, входящие в выражение (2.26), общеприняты в подземной гидравлике; $\epsilon = kh/\mu$ — гидропроводность пласта, Д · см/сП; k — проницаемость, Д; h — мощность пласта, м; μ — вязкость жидкости, сП; Q — количество жидкости, л/с; $R_{\text{ств}}$ — радиус ствола скважины (в интервале изменения уров-ня жидкости), см; T — время, соответствующее точке пересе-чения оси абсцисс с продолжением начального прямолиней-ного участка кривой $p - \lg T$, с.

Преобразованная кривая восстановления давления после прекращения долива согласно методике принимает вид кри-вой долива, а ее прямолинейный участок удовлетворяет урав-нению (2.25). Это достигается не при отсчете текущего вре-мени с момента прекращения долива скважины, а при отсче-те текущего избыточного давления — от уровня, достигнуто-го к концу долива.

Суть используемого приема заключается в следующем. По-сле начала работы точечного стока — скважины с постоянным расходом давление на забое непрерывно повышается и к моменту прекращения долива достигает

$$p_A = i \lg \frac{2,25k}{I_c^2} T_A, \quad (2.27)$$

где T_A — продолжительность долива скважины.

Процесс восстановления давления с момента прекращения закачки жидкости описывается известным уравнением Хор-нера

$$p_B = i \lg \frac{T_A + t}{t}, \quad (2.28)$$

где t — время восстановления давления с момента прекраще-ния долива.

Из уравнения (2.28) видно, что с ростом t абсолютное зна-чение избыточного давления уменьшается.

Выразив понижение давления от максимального уровня p_A через Δp , определим

$$\begin{aligned}\Delta p &= p_A - p_B = i \lg \frac{2,25 \chi T_A}{r_c^2} - i \lg \frac{T_A + t}{t} = \\ &= i \lg \frac{2,25 \chi t_A}{r_c^2} - i \lg \left(1 + \frac{t}{T_A} \right).\end{aligned}\quad (2.29)$$

Первый член уравнения (2.29) идентичен уравнению (2.27), а второй член при малых значениях t/T_A обращается в нуль. При этих условиях следует полагать, что характер графиков $p - \lg T$ и $\Delta p - \lg T$ одинаков. Очевидно, совпадение упомянутых графиков тем точнее, чем больше продолжительность долива T_A .

Применяя метод суперпозиции к уравнению (2.25), получаем уравнение для соответствующего периода восстановления давления

$$p_{c(B)} = i C_1 \lg \frac{T_A + t}{t}.\quad (2.30)$$

Понижение давления после прекращения закачки жидкости в скважину

$$\Delta p = p_{c(A)} - p_{c(B)} + i C_1 \lg \frac{t}{T} - i C_1 \lg \left(1 + \frac{t}{T_B} \right).\quad (2.31)$$

Первый член правой части уравнения (2.31) по своей структуре идентичен соответствующему выражению кривой долива (2.25). Тогда в координатах $\Delta p - \lg t$ график кривой восстановления давления образует прямолинейный участок, аналогичный соответствующему участку кривой долива.

М.С. Винарским установлена необходимость соблюдения требований о постоянстве расхода и достаточной продолжительности долива скважины до ее остановки. В этих случаях в примыкающей к скважине области устанавливается квазистационарное распределение давления, и последующее его восстановление протекает при меньших искажениях. При малой продолжительности долива область квазистационарного распределения давления очень мала, и восстановление пластового давления сопровождается искажениями от первоначального возмущающего эффекта. В этих случаях прямолинейный участок графиков $\Delta p - \lg t$ также пересекает ось

абсцисс в точке $\lg t' \approx \lg T'$. Однако их наклон J_B значительно меньше наклона соответствующего графика кривой долива J_A .

Ниже приводятся данные о примерной продолжительности долива скважины в зависимости от диаметра заполняемых труб:

Диаметр труб, мм.....	114	168	219	273	325
Продолжительность долива, мин.....	5–10	10–15	15–25	20–35	25–55

В скважинах, обсаженных трубами диаметром 245 мм и более, продолжительность долива можно сократить путем спуска бурильных труб с пакером для герметизации затрубного пространства ниже статического уровня жидкости. В этом случае изменение давления во времени следует контролировать с помощью глубинного регистрирующего манометра, помещенного ниже пакера.

Для обеспечения качественных замеров в течение заданного времени необходимо, чтобы расход жидкости при закачке оставался постоянным. При отсутствии выхода циркуляции подача насоса не лимитируется и может быть определена, исходя из наличия запаса бурового раствора и требуемой продолжительности долива.

При частичном поглощении во избежание преждевременного повышения уровня жидкости до устья количество закачиваемой жидкости

$$Q = Q_1 \frac{\lg T_1}{\lg T_2}, \quad (2.32)$$

где Q_1 , T_1 — соответственно подача насосов и время восстановления циркуляции перед началом одного из последующих рейсов; T_2 — требуемая продолжительность долива скважины, определяемая в соответствии с диаметром труб.

Определение формы и величины раскрытия поглощающих каналов. Выбор наиболее эффективных методов, средств и технологий перекрытия поглощающих каналов определяется строением приствольной части поглощающего пласта (формы и размеры раскрытия каналов).

С помощью скважинных фотоаппаратов и погружных телевизионных камер, а также по керновому материалу или по обнажениям пород на поверхности земли осуществляются прямые методы определения размеров и ориентации трещин, каверн и других нарушений стенок скважины.

Фотографический вид исследования имеет существенный недостаток, заключающийся в трудоемкости его осуществле-

ния. Для выбора объекта, подлежащего фотографированию, требуется проведение других дополнительных видов исследований; процессу получения информации при фотографировании предшествует процесс регистрации. Объект фотографирования выбирается косвенным путем, а фотоприбор имеет неконтролируемое вращение на кабеле и снимает "вслепую"; для надежности проведения исследований один и тот же интервал фотографируют 3—4 раза.

Большое распространение в большинстве отраслей промышленности в качестве средства визуального наблюдения, контроля и т.п. получил электронно-оптический метод.

В нашей стране и за рубежом создан ряд скважинных электронно-оптических и фототелевизионных установок, предназначенных для решения разнообразных задач по исследованию состояния стволов скважин.

К визуальному методу исследований относится также способ снятия оттисков со стенок скважины. Канадские фирмы "Блэк", "Сивэла" и "Брайсон", а также некоторые американские фирмы с этой целью применяют надувные пакеры с "полувулканизированной" резиной. Пакер спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах, надувают сжатым воздухом и после определенной выдержки (от 5 мин до 12 ч) извлекают на поверхность. После удаления воздуха резина сохраняет форму скважины. Для ориентации пакера-печати проводят специальное обследование. Разработана печать для определения раскрытия и формы поглощающих каналов. Она состоит из корпуса (перфорированной трубы), на котором имеется индикаторная оболочка (проницаемая ткань).

Предварительно определяют интервал поглощения с помощью расходомера. Затем на бурильных трубах спускают печать в интервал поглощения. В бурильные трубы закачивают индикаторную жидкость (краситель, химический реагент), которая вытесняется буровым раствором из труб в скважину через отверстия в корпусе индикаторной печати. Индикаторная оболочка "раздувается" до плотного прилегания ее к стенкам скважины, а затем через нее фильтруется жидкость в пласт только в тех местах, где она перекрывает поглощающие каналы. В местах фильтрации жидкости в пласт на индикаторной оболочке остаются отпечатки поглощающих каналов.

В последнее время все большее внимание уделяется косвенным методам определения формы и размера раскрытости поглощающих каналов на основе результатов гидродинамических исследований, по выносимому шламу в процессе буре-

ния скважины или по размерам зернистых наполнителей, закачиваемых в поглощающий пласт с целью перекрытия поглощающих каналов.

По результатам гидродинамических исследований скважин можно определить наиболее общий показатель, характеризующий поглощающий пласт, — суммарный коэффициент приемистости (продуктивности) K_c , или его гидропроводность, и коэффициенты приемистости (K_1, K_2, K_3) тех сред, которыми представлен поглощающий пласт.

Коэффициент приемистости K_1 указывает на наличие в поглощающем пласте трещиновато-кавернозной зоны, размеры каналов фильтрации колеблются в пределах от долей миллиметра до нескольких сантиметров. Коэффициент K_2 указывает на то, что в поглощающем пласте имеется среднепористая зона, размеры каналов фильтрации колеблются от десятков микрометров до долей миллиметра. Коэффициент K_3 указывает на присутствие в поглощающем пласте мелкопористой зоны, размеры каналов находятся в пределах от десятков микрометров.

При наличии в поглощающем пласте трещиновато-кавернозной зоны с помощью расходомера устанавливают участки с наиболее интенсивным поглощением и по каждому из них определяют значение коэффициента приемистости и намечают меры борьбы с поглощением.

Способ оценки среднего размера раскрытия каналов в поглощающем пласте по данным кратковременных гидродинамических исследований может быть уточнен. Коэффициент фильтрации для одиночной трещины определяют с учетом таких факторов, как шероховатость стенок поглощающих каналов, их клиновидность и извилистость, местные потери напора, по следующей формуле:

$$K_1 = \frac{1}{12} \frac{\gamma}{\mu} \frac{m_t \delta^2}{\xi_{ш} \xi_{т} \xi_{к} \xi_{п} \xi_{м}}, \quad (2.33)$$

где γ — объемный вес жидкости; μ — коэффициент вязкости; m_t — трещинная пористость; δ — размер раскрытия трещины; $\xi_{ш}, \xi_{т}, \xi_{к}, \xi_{п}, \xi_{м}$ — коэффициенты, учитывающие соответственно влияние шероховатости, типа шероховатости, клиновидности, извилистости, местных потерь. Произведение коэффициентов ξ характеризует комплексное влияние ряда факторов, определяющих фильтрацию жидкости в трещиноватой среде, и может быть обозначено

$$c = \xi_{ш} \xi_{т} \xi_{к} \xi_{п} \xi_{м}. \quad (2.34)$$

Принимая во внимание общеизвестное соотношение между коэффициентами фильтрации и проницаемости, с учетом (2.33) и (2.34) получаем коэффициент проницаемости трещиноватой среды:

$$k_T = \frac{m_T \delta^2}{12c} [\text{см}^2] \text{ или } k_T = \frac{m_T \delta^2 10^8}{12c} [\text{Д}]. \quad (2.35)$$

Наибольшее влияние на коэффициент фильтрации для трещиноватых пород в естественных условиях оказывают такие факторы, как извилистость и местные потери. На основе экспериментальных данных при комплексном влиянии всех рассмотренных факторов на коэффициент фильтрации в указанных условиях принимается $c = 9,38$.

М.С. Винарский и Г.А. Белоусов для интерпретации результатов кратковременных гидродинамических исследований используют начальный прямолинейный участок графика $\Delta p - \lg T$, построенного по данным о повышении давлений во время долива скважины с постоянным расходом жидкости или о восстановлении давления в скважине после прекращения кратковременного долива. В результате обработки начального прямолинейного участка графика $\Delta p - \lg T$ определяется значение гидропроводности пород, по которой получено значение трещинной проницаемости

$$k = \frac{R_{\text{ств}}^2 \mu}{12 \gamma T h}, \quad (2.36)$$

где $R_{\text{ств}}$ — радиус ствола скважины (в интервале изменения уровня столба жидкости), см; μ — вязкость жидкости, сП; γ — плотность жидкости, г/см³; T' — величина, соответствующая точке пересечений первоначального прямолинейного участка кривой $\Delta p - \lg T$ с осью времени, с; h — мощность проницаемого пласта, см.

Приравнивая правые части (2.33) и (2.34) и учитывая, что для одиночной горизонтальной трещины $n = 8$; $m_1 = 1$, определяем значение вероятного среднееобъемного раскрытия трещины:

$$\delta_{\text{г.ср}} = 0,826 \cdot 10^{-2} 3 \sqrt{\frac{R_{\text{ств}}^2 \mu}{\gamma T'}} [\text{см}]. \quad (2.37)$$

Для случая испытания проницаемых пластов с использованием технической воды вероятное среднееобъемное раскрытие трещины для определенной трещиноватой среды

$$\delta_{г.ср} = 0,826 \cdot 10^{-13} \sqrt[3]{R_{сгв}^2 / T'} \text{ [см]}. \quad (2.38)$$

Для определения этой величины разработана номограмма (рис. 2.6).

При вскрытии скважиной вертикальной трещины по мощности пласта h комплексное влияние коэффициентов извилистости c и местных сопротивлений резко возрастает за счет дополнительного влияния поверхности стенок трещины в горной породе на фильтрацию потока. Для пространственной изотропной трещиноватой среды, по экспериментальным данным, $c=97$.

С учетом этого значения среднее значение вероятного раскрытия вертикальной трещины

$$\delta_{в.ср} = 2,41 \cdot 10^{-3} \sqrt[3]{\frac{R_{сгв}^2 \mu}{\gamma T' m_t h}} \text{ [см]}. \quad (2.39)$$

Для случая проведения гидродинамических исследований с использованием воды вероятное среднеобъемное раскрытие вертикальной трещины в определенной трещиноватой среде ($m_t = 0,1$) можно определить по формуле

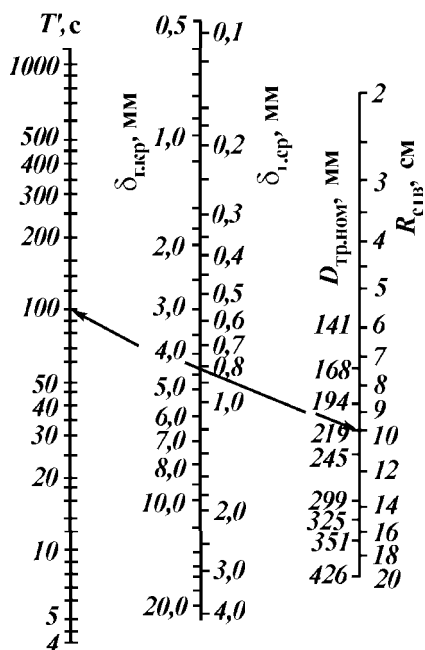


Рис. 2.6. Номограмма для определения среднего $\delta_{г.ср}$ и максимального $\delta_{г.кр}$ значений раскрытия трещин по данным КГДП ($D_{тр.ном}$ — номинальный диаметр трубы) по М.С. Винарскому и Г.А. Белоусову ($R_{сгв} = 10$ см; $D_{тр.ном} = 219$ мм; $T = 100$ с; $\delta_{г.ср} = 0,83$ мм; $\delta_{г.кр} = 4,5$ мм)

$$\delta_{\text{в.ср}} = 0,763 \sqrt[3]{\frac{R_{\text{ств}}^2}{T'h}} \text{ [см]}. \quad (2.40)$$

Значения раскрытия каналов в поглощающих пластах, рассчитанные по выражениям (2.37) и (2.38), сравнивали с результатами, полученными при прямых и других методах исследований (табл. 2.1).

Установлено, что прямые измерения размера раскрытия каналов, пересеченных стволом скважины, отражают максимальное значение этой величины, определяемой по данным проникновения в трещины и каверны инертных частиц или ВПЖ.

Возможность оценки среднего и максимального значений раскрытия каналов в поглощающем пласте с помощью общедоступного способа кратковременного гидродинамического исследования скважин и простой оперативной обработки опытных данных облегчает задачу обоснованного выбора закупоривающих материалов и тампонажных смесей для эффективной изоляции поглощающих пластов.

При статистической обработке результатов исследований было получено среднее значение вероятного раскрытия каналов, равное 1,48 мм, при предельной ошибке его 0,16 мм. Отсюда среднее значение раскрытия каналов находится в пределах 1,32–1,64 мм, а среднее квадратическое отклонение равно 0,46 мм.

Таблица 2.1

Значения раскрытости каналов (в мм), рассчитанные различными методами

Номер скважины	Площадь	Прямые методы	Анализ шлама	Закачка ВПЖ	Кратковременные гидродинамические исследования
Экспериментальная ВНИИБТ	—	8,2–20,0	10–20	10,0	2,66
587	Бахметьевская	4,0–8,0	7,48	5,3	1,49
182	Жирновская	7,0–16,0	—	9,7	1,41
31	Кленовская	3,0–8,5	6,21	—	1,28
11	Нижне-Добринская	6,0–12,0	9,25	—	2,08
8	Новинская	5,5–8,0	—	6,2	1,55

Значение раскрытия поглощающих каналов может быть определено по размеру частиц шлама или зернистых наполнителей, закачиваемых в поглощающий пласт.

Лабораторные исследования и промысловые испытания показали, что в трещины уносятся частицы шлама или зернистый наполнитель, если их размеры в 2,5–3 раза меньше раскрытия поглощающих каналов.

В БашНИПИнефти, пользуясь двучленной зависимостью движения жидкости в поглощающем пласте:

$$p = aQ + bQ^2,$$

средний эквивалентный размер поглощающего канала (d — диаметр или δ — раскрытость трещин) предложено определять по формуле

$$d, \delta = \frac{C_1}{a} \sqrt{\frac{1}{\rho} \frac{b}{a}} + \sqrt{\frac{1}{\rho_2} \frac{b^2}{a^2} + C_2},$$

где C_1, C_2 — постоянные, зависящие от свойств жидкости, размеров скважины и труб. Ими же построены номограммы для определения размера каналов d и δ (для случая исследования скважины с промывкой забоя водой) в зависимости от формулы индикаторной кривой, величин a и b .

Определение зон поглощения бурового раствора (БР). В практике бурения поглощение бурового раствора определяется по аномальному уменьшению его объема в емкостях и снижению давления в гидравлической системе буровой установки, а глубина поглощения — по длине бурового инструмента, находящегося в скважине к моменту начала этих процессов. Более точно место поглощения БР определяется с помощью комплексных систем технологического контроля процесса бурения скважин, снабженных глубиномером и позволяющих определять дополнительные признаки начала поглощения: уменьшение скорости выходящего из скважины бурового раствора и плотности шлама, увеличение механической скорости бурения, плотности бурового раствора и веса на крюке.

Недостатком известных способов определения мест поглощения является невозможность установления глубин зон поглощения бурового раствора по мере спуска бурового инструмента.

Практически точные глубины мест поглощения бурового раствора определяются с помощью геофизических исследова-

ний скважин (ГИС), обычно применяемых в комплексе с гидродинамическими методами: термометрии, "меченых" или "контрастных" жидкостей, расходомерии и др.

Однако применение вышеперечисленных методов ГИС для определения интервалов поглощений бурового раствора требует предварительного извлечения на поверхность бурового инструмента, т.е. непроизводительного простоя скважины и замедления процесса определения. Для устранения этих недостатков разработан способ определения интервалов поглощения бурового раствора без подъема бурового инструмента на поверхность.

При обнаружении поглощения БР бурение приостанавливают и проводят следующие операции:

в колонну бурильных труб в скважину спускают на каротажном кабеле подсоединенный к его токопроводу измерительный электрод и регистрируют изменение электрического потенциала колонны (ЭПК) по всему стволу скважины между ним и электродом сравнения (производят фоновый замер изменений ЭПК);

после герметизации устья скважины закачивают под давлением буровой раствор через буровой инструмент;

сразу же после закачки бурового раствора в скважину снижают создаваемое в ней давление и повторно регистрируют в буровом инструменте кривую изменения ЭПК по всему стволу скважины;

зону поглощения бурового раствора определяют против аномалии на повторно зарегистрированной кривой ЭПК₂, которая отсутствовала на фоновой кривой ЭПК₁.

2.3. ИЗУЧЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ В НЕОБСАЖЕННЫХ СТВОЛАХ

Гидравлическое давление в скважине при выполнении различных технологических операций в ходе бурения (спуск и подъем бурильной колонны, восстановление циркуляции, расхаживание турбобура в скважине, промывка и др.) постоянно изменяется. Значение изменения этого давления зависит от ряда факторов (скорости движения бурильной колонны, ее компоновки, конструкции скважины, показателей бурового раствора и др.). Поэтому одной из основных причин осложнений (поглощений) в скважине являет-

ся превышение гидравлического давления в скважине над критическим его значением или снижение по сравнению с ним. В первом случае происходит гидравлический разрыв горных пород, во втором — возникают нефтегазоводопроявления.

Известно несколько эмпирических и аналитических формул для определения гидродинамического давления в скважине при движении колонны буровых или обсадных труб.

Е.Х. Кларк показал, что изменение забойного давления значительно зависит от степени заполнения колонны. Так, при спуске 178-мм обсадной колонны длиной 3050 м в скважину диаметром 222 мм в случае заполнения колонны только на 10 % гидродинамическое давление достигает примерно 36 МПа а при заполнении колонны на 100 % — не превышает 6 МПа.

Н.А. Гукасов и А.М. Пирвердян предложили приближенную формулу для определения гидродинамического давления на стенки скважины при движении колонны буровых или обсадных труб:

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2, \quad (2.41)$$

где Δp_1 определяется по формуле для расчета течения вязкой жидкости в кольцевом зазоре,

$$\Delta p_1 = \frac{4\mu l u_0}{r_1^2 \left[\left(1 - r_a^2\right) \ln \frac{1}{r_a} - (1 - r_a) \right]}, \quad (2.42)$$

а Δp_2 — по формуле К.А. Царевича и других авторов

$$\Delta p_2 = \frac{2l\theta}{r_1(1 - r_a)}, \quad (2.43)$$

где $r_a = r_0/r_1$; r_0 , r_1 — радиус соответственно трубы и скважины; μ — вязкость жидкости; l — длина колонны труб; u_0 — скорость движения колонны труб; θ — статическое напряжение сдвига бурового раствора.

Считают, что формула (2.41) дает удовлетворительное совпадение с более точной формулой Н.А. Гукасова для диапазона условий

$$\frac{\mu u_0}{\gamma r_1^2} = 0 \div 10^{-2}; \quad \frac{\theta}{\gamma r_1} = 0 \div 5 \cdot 10^{-2}; \quad r_a = 0,4 \div 0,7.$$

А.К. Козодой и В.С. Федоров гидродинамическое давление

на стенки скважины при спуске бурильного инструмента предлагают определять по формуле

$$\Delta p = \frac{a_0 v_{\max} l}{d^2 (\beta^2 - 1)^2}, \quad (2.44)$$

где a_0 — опытный коэффициент; $\beta = D/d$.

А.А. Мовсумов для определения Δp приводит аналогичную закономерность, только вместо $v_{\max}$ рекомендуется брать среднюю скорость спуска бурильного инструмента. При использовании труб разного диаметра, в том числе утяжеленных, значение l увеличивается на эквивалентную длину утяжеленных бурильных труб, определяемых по формуле

$$l_{\text{эkv}} = \frac{(D^2 - d^2)(D - d)}{(D^2 - d_y^2)(D - d_y)} l_y, \quad (2.45)$$

где D — диаметр скважины; d — диаметр спускаемой колонны; d_y — диаметр утяжеленной бурильной трубы, см; l_y — длина колонны утяжеленных бурильных труб, м.

А.К. Козодой показал, что замена максимальной скорости спуска бурильного инструмента на среднюю в формуле (2.44) существенно снижает точность расчетов.

М.К. Сеид-Рза предложил определять гидродинамическое давление на стенки скважины как сумму гидравлических потерь в затрубном пространстве скважины и потерь напора на местные сопротивления. Гидравлические потери рассчитывают по формуле Дарси — Вейсбаха

$$\Delta p = \lambda \frac{l}{D - d} \frac{\rho v^2}{2}, \quad (2.46)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве; ρ — плотность бурового раствора.

В.И. Бондаревым получена эмпирическая формула для определения гидродинамического давления в скважине при спуске колонны бурильных труб

$$\Delta p = \frac{33v_{\max} \eta'}{D^2 - d^2}, \quad (2.47)$$

где η' — эффективная вязкость бурового раствора.

Как видно, одни авторы предлагают линейную зависимость между гидродинамическим давлением и скоростью спуска ко-

лонны труб, другие — квадратичную, с учетом или без учета вязкопластичных свойств бурового раствора. Область применения эмпирических формул ограничена условиями проведенных опытов.

Гидродинамическое давление характеризуется значением давления столба жидкости, находящегося в движении. Это давление в сопоставлении с гидростатическим давлением, создаваемым столбом жидкости, дает разность гидродинамического и гидростатического давлений и характеризует изменения давления в скважине, связанные с динамическими факторами, т.е.

$$\Delta p = p_2 - p_{ст} \quad (2.48)$$

где p_2 — гидродинамическое давление столба жидкости, находящегося в движении; $p_{ст}$ — гидростатическое давление столба жидкости; Δp — перепад давления, характеризующий значение изменения гидродинамического давления по сравнению с гидростатическим.

Кеннон впервые провел исследования при спуске и подъеме колонны труб, оборудованных в нижней части глубинными манометрами. Им было установлено, что на снижение давления в призабойной части скважины при подъеме колонны труб влияют значение предельного напряжения сдвига бурового раствора, длина труб и размер кольцевого зазора между бурильными трубами и стенками скважины.

Аналогичные исследования были сделаны Г.А. Ковтуновым и Н.А. Сидоровым.

Работы показали, что темп роста гидродинамического давления в скважине зависит от размера зазора между бурильным инструментом и стволом скважины, скорости спуска инструмента и показателей свойств бурового раствора. Прирост гидродинамического давления в скважине на каждые 1000 м глубины против гидростатического при спуске инструмента достигал 4,5—5,0 МПа.

В покоящемся буровом растворе гидростатическое давление не остается постоянным. Оно непрерывно изменяется из-за температурных колебаний, седиментационного, контракционного и фильтрационного процессов при одновременном нарастании структурно-механических свойств бурового раствора.

Забойное давление в глубоких скважинах. Одна из функций бурового раствора — создание гидростатического давления p_r на забой и стенки скважины в целях предотвращения обвалообразований и газонефтеводопроявлений. Ограничени-

ем являются недопущение гидроразрывов пластов и поглощения раствора.

Из основного уравнения гидростатики давления p_r на глубине z определяется по формуле

$$p_r = p_0 + \rho g z, \quad (2.49)$$

где ρ — плотность бурового раствора; g — ускорение свободного падения; p_0 — давление на свободной поверхности жидкости.

В глубоких скважинах при высокой температуре плотность бурового раствора на водной и углеводородной основах значительно отличается от их плотности, замеренной на поверхности. Поэтому уравнение (2.49) особенно для глубоких скважин является неточным, поскольку буровой раствор в этих условиях становится и сжимаемым, и расширяющимся. Влияние температуры на изменение плотности воды показано на рис. 2.7.

Изменение плотности пресной воды, насыщенного раствора NaCl и дизельного топлива в зависимости от давления и температуры приведено на рис. 2.8.

Плотность повышается по мере увеличения давления и уменьшается с ростом температуры. Эти два явления стремятся свести друг друга на нет, и поэтому это является основанием применения постоянных плотностей для расчета забойных давлений. Действительно, для скважины глубиной 2000 м с температурой на забое 55°C и давлением 20,0 МПа плотность воды не превысит 986 кг/м^3 , это, вероятно, существенно не отразится на точности расчетов и не является причиной возможных осложнений. Однако для скважины глубиной 6000 м с температурой на забое 190°C и давлением 60,0 МПа плотность воды будет 910 кг/м^3 , это изменение плотности уже значительное. По мере увеличения глубины

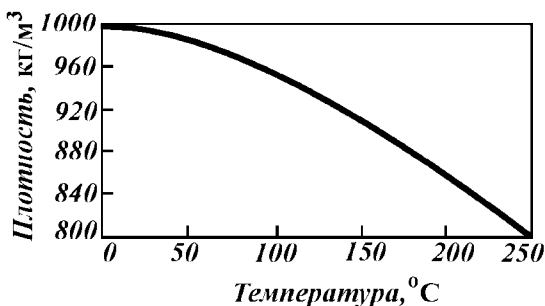


Рис. 2.7. График изменения плотности воды в зависимости от температуры

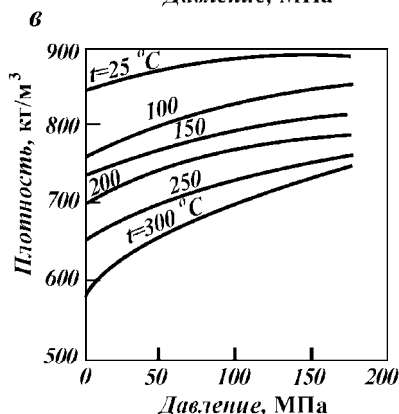
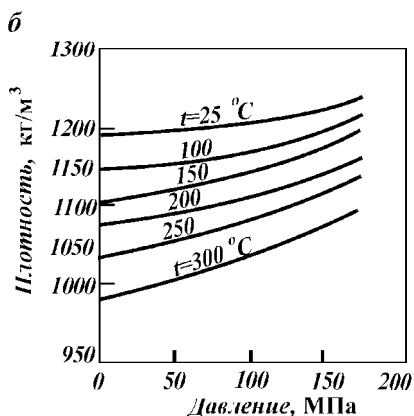
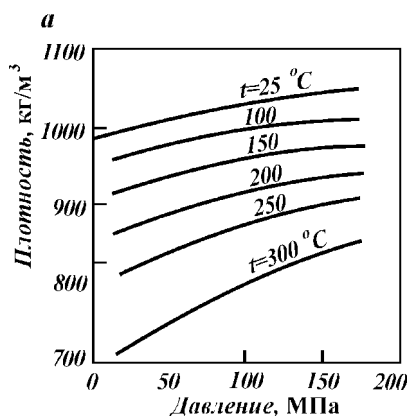


Рис. 2.8. График изменения плотности в зависимости от температуры и давления:

а – пресной воды; б – насыщенного раствора NaCl; в – дизельного топлива

влияние температуры доминирует над влиянием давления; плотность раствора с глубиной уменьшается (см. рис. 2.8).

В связи с этим изменение давления Δp в интервале увеличения глубины ΔH для однородной жидкости плотностью ρ можно представить в виде формулы

$$\Delta p = g[\Delta\rho(p, T)]\Delta H. \quad (2.50)$$

Выбрав значения для $\Delta\rho(p, T)$ (см. рис. 2.8) можно рассчитать изменение давления Δp по интервалам ΔH от устья до забоя и, прибавляя их, получить забойное давление.

Для бурового раствора, приготовленного из различных жидкостей с разными коэффициентами сжимаемости и расширения, расчет следует вести на основе материального баланса различных компонентов.

Можно считать, что вся твердая фаза, находящаяся в буровом растворе, не сжимается.

Уравнение для определения гидростатического давления имеет вид:

$$\Delta p_i = \frac{g \Delta H \left[\rho_T m + \rho_B n + \rho_A k \right]}{100 + n \left(\frac{\rho_B}{\rho_{Bi}} - 1 \right) + k \left(\frac{\rho_A}{\rho_{Ai}} - 1 \right)}, \quad (2.51)$$

где m , n , k — объемная доля соответственно твердой фазы, соленой воды и дизельного топлива в наземных условиях, %; ρ_T , ρ_B , ρ_A — плотность твердой фазы, соленой воды и дизельного топлива соответственно; ρ_{Bi} , ρ_{Ai} — плотность соленой воды и дизельного топлива в i -м интервале соответственно.

Тогда действительное давление на глубине H_i определяется из следующего выражения:

$$p_T = p_0 + \sum_i^{n+1} \Delta p_i. \quad (2.52)$$

Если иметь в виду, что на некотором интервале глубины скважины можно допустить линейное изменение $\rho(t, p)$, то получим

$$p_T = p_i + \frac{\rho_{i+1} + \rho_i}{2} (H_{i+1} - H_i) g, \quad (2.53)$$

где p_i — гидростатическое давление на глубине H_i ; ρ_{i+1} , ρ_i — плотность бурового раствора, рассчитанная соответственно для глубин H_{i+1} и H_i .

При определении изменения плотности бурового раствора по стволу скважины необходимо знать характер изменения температуры. Для бурового раствора, долгое время не циркулирующего в скважине, его температура сравнивается с температурой пласта. В этом случае достаточно знать геотермальный градиент разбуриваемых горизонтов.

Для циркулирующего бурового раствора температура его в нижней части ствола будет ниже пластовой и зависит от таких факторов, как пластовая температура, геометрия ствола, глубина, скорость потока, температура на устье, коэффициенты сжимаемости и расширения и др.

На рис. 2.9, а показаны температурные профили для трех различных глубин: 1500, 4600 и 7500 м. Температурный градиент (ТГ) пласта, принятый равным $4^\circ\text{C}/100$ м, показан пунктирной линией. На рис. 2.9, б приведены результаты для трех температурных градиентов на глубине 7500 мм. На рис. 2.9

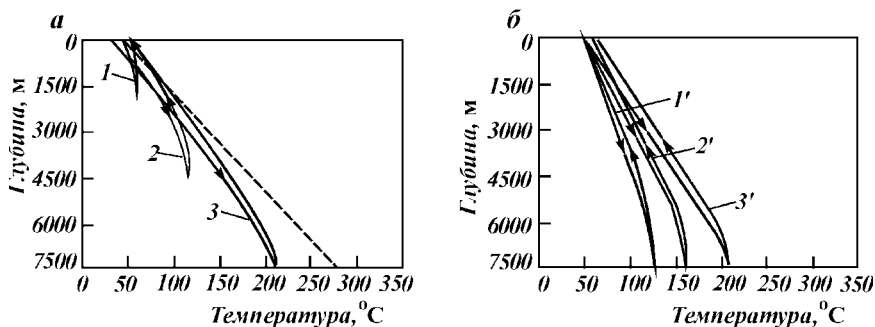


Рис. 2.9. Графики изменения температуры бурового раствора при промывке с подачей насоса 19 л/с в зависимости от глубины (а) и температурного градиента на глубине 7500 м (б): 1 – 1500 м; 2 – 4600 м; 3 – 7600 м; 1' – ТГ = 2 °C/100 м; 2' – ТГ = 3 °C/100 м; 3' – ТГ = 4 °C/100 м

стрелками показано направление циркуляции. Стрелки, направленные вниз, показывают, что буровой раствор в буровой колонне холоднее, чем в затрубном пространстве (стрелки направлены вверх). Буровой раствор в скважине глубиной 1500 м почти не нагревается, поэтому можно принять, что влияние температуры на плотность бурового раствора на небольших глубинах почти не сказывается. Температура бурового раствора на больших глубинах сама по себе высокая и значительно меняется в зависимости от наличия или отсутствия циркуляции. Температура бурового раствора, например, на глубине 7500 м при циркуляции равна 221 °C, а при длительном отсутствии циркуляции она поднимается до пластовой, до 300 °C.

Динамическую температуру для учета ее влияния на плотность можно рассчитать с достаточной для этого случая точностью по формуле

$$t_{\text{дин}} = T_0 + t_0 - t_{\text{уст}}, \quad (2.54)$$

где T_0 – геостатическая температура на глубине промывки; t_0 – температура нейтрального слоя; $t_{\text{уст}}$ – установившаяся температура бурового раствора на выходе из скважины.

На рис. 2.10 приведены результаты расчетов изменения плотности бурового раствора и забойного давления для скважины глубиной 7500 м. При расчетах принят характер изменения температуры, показанный на рис. 2.9 при подаче насоса 9 и 19 л/с.

Буровой раствор на водной основе имеет на поверхности

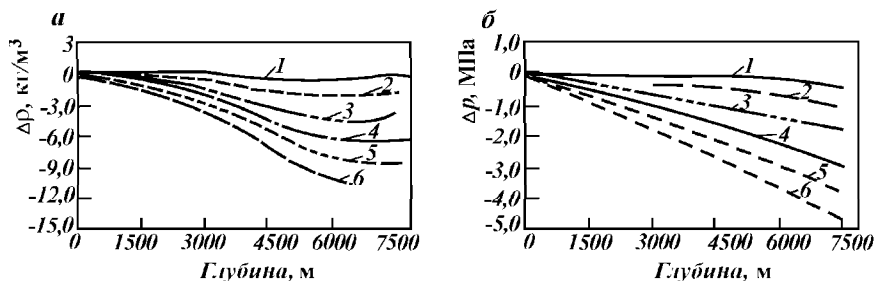


Рис. 2.10. Графики изменения плотности (а) и давления (б) с глубиной скважины для бурового раствора на водной основе ($\rho = 1620 \text{ кг/м}^3$) в зависимости от температурного градиента при промывке с подачей насоса 19 л/с: 1–6 – соответственно 2; 2,4; 2,8; 3,2; 3,6; 4,0 °C/100 м

плотность, равную 1620 кг/м^3 , содержание твердой фазы в нем составляет 23 % (см. рис. 2.10, а).

Отрицательные значения плотности означают, что действительная плотность на расчетной глубине меньше, чем на поверхности. Например, на глубине 7500 м при ТГ = 4 °C/100 м действительная плотность бурового раствора равна 1510 кг/м^3 , т.е. на 110 кг/м^3 меньше, чем на поверхности.

На рис. 2.12, б показана разница в расчетах давления столба бурового раствора по уравнениям (2.49) и (2.52). Отрицательное значение Δp означает, что действительное давление столба бурового раствора меньше рассчитанного по уравнению (2.49).

При температурном градиенте 4 °C/100 м на глубине 7500 м давление на 4,64 МПа ниже, чем оно оценивается по методу постоянной плотности. Если снизить скорость циркуляции или ее остановить, то температура бурового раствора повысится, и это должно привести к снижению плотности и забойного давления.

Известны эмпирические формулы для определения плотности буровых растворов в зависимости от температуры и давления:

при $t \leq 130 \text{ °C}$

$$\rho(p, t) = \rho_0 \left(1 + 4 \cdot 10^{-10} p - 4 \cdot 10^{-5} t - 3 \cdot 10^{-6} t^2 \right); \quad (2.55)$$

при $t \geq 130 \text{ °C}$

$$\rho(p, t) = \rho_0 \left[1 + 4 \cdot 10^{-10} p - 4 \cdot 10^{-5} t - 3 \cdot 10^{-6} t^2 + 0,4 \left(\frac{t - 130}{t} \right)^2 \right]. \quad (2.56)$$

На точность определения забойного давления существенное влияние оказывает наличие пластового газа и воздуха в пробе бурового раствора, по которой определяют его плотность. Наличие 1–3 % газа в пробе раствора снижает его плотность на 200–500 кг/м³, что существенно отражается при расчетах гидростатического давления. Поэтому возникает проблема измерения плотности бурового раствора при избыточном давлении.

Гидростатическое давление можно определять по эмпирической формуле, полученной на основании обработки опытных данных на скважинах

$$p_r = p_0 + \rho g H(1 - 1,8 \cdot 10^{-4})(t - 50). \quad (2.57)$$

Влияние температуры на изменение забойного давления неоднозначно. С одной стороны, как это было показано выше, повышение температуры снижает плотность бурового раствора, а с другой – повышение температуры, например, сразу же после остановки циркуляции приводит к изменению объема бурового раствора.

Самым распространенным “возмущающим” фактором, влияющим на гидростатическое давление, являются спуско-подъемные операции (О). Замеры, снятые сразу же после остановки инструмента с трубным испытателем пластов, показали, что фактическое гидростатическое давление превышает расчетное при спуске труб и, наоборот, оказывается меньше при их подъеме. Во время остановки происходит плавное снижение или повышение забойного давления. Время релаксации напряжений до некоторого конечного значения составляло 60–120 мин.

Забойное давление оказывается выше расчетного после взрыва порохового заряда с помощью торпедного шнура или перфоратора.

Буровые растворы обладают вязкопластичными свойствами и образуют структуру при остановке движения. Поэтому повышение температуры не приводит к очевидному увеличению объема бурового раствора (это было бы заметно по переливу на устье), а способствует повышению давления, поглощению раствора.

На рис. 2.11 показан характер изменения забойного давления сразу же после остановки циркуляции. Исследования, проведенные на скважине № 12-Кузнецовская с использованием глубинного манометра, установленного на глубине 3930 м при плотности бурового раствора 1550 кг/м³ в 215-мм обсадной колонне, показали следующее (типичная картина).

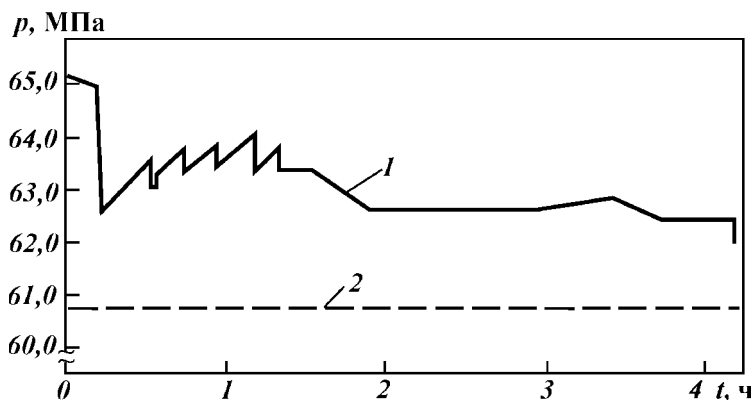


Рис. 2.11. Графики изменения забойного давления при неподвижном буровом растворе:

1 – фактическое забойное давление; 2 – расчетное гидростатическое давление

В течение первого часа после остановки циркуляции наблюдался “пилообразный” рост давления. Забойное давление повысилось от 62,6 до 64,0 МПа. Внутренние сжимающие напряжения, обусловленные изменением температуры, периодически снижались и потом вновь возрастали. Характер снижения напряжений носил вид “разрыва” в жидкости, обладающей возрастающей во времени прочностью. В дальнейшем наблюдалось плавное снижение забойного давления, когда темп изменения температуры по стволу значительно снизился, преобладающее влияние стали оказывать другие факторы.

На рис. 2.12 показано изменение забойного давления после спуска инструмента до глубины 3661 м при проведении различных операций на той же скважине. При восстановлении циркуляции и промывке в течение 1 ч (участок ВГ), когда давление на насосных агрегатах достигало 16,0 МПа, забойное давление повышалось до 99,5 МПа, а затем постепенно снижалось до 96,0 МПа.

Фактическая составляющая гидростатического давления при отсутствии движения жидкости и труб значительно отличается от расчетной и зависит не только от температурных колебаний, наличия газа в растворе (или его пробе для измерения плотности), но и от характера проводимой операции, после которой прекращается движение жидкости.

Фактическое забойное давление оказалось выше расчетного гидростатического после спуска труб или остановки насо-

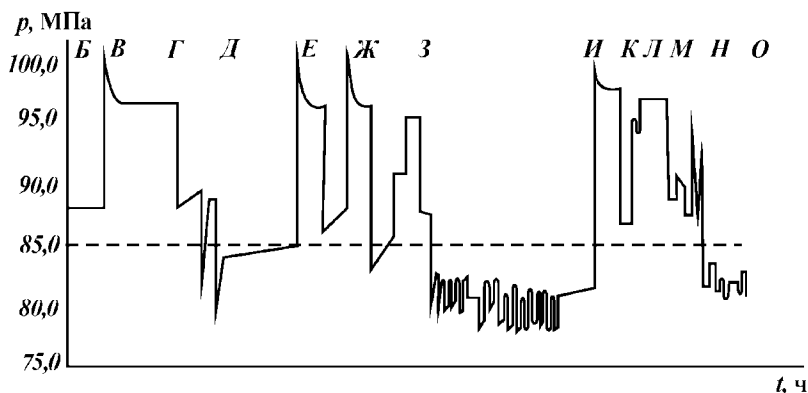


Рис. 2.12. График изменения забойного давления во времени при различных операциях в скв. № 17-Кузнецовская:

БВ – остановка; *ВГ* – восстановление циркуляции и промывка; *ГД* – отсоединение манометра; *ЕЖ* – восстановление циркуляции; *ЖЗ* – создание избыточного давления; *ЗИ* – подъем труб; *ИК* – восстановление циркуляции; *КМ* – создание избыточного давления; *МН* – спуск труб; *НО* – подъем труб

са и ниже после прекращения подъема труб. Разница эта обусловлена длительностью релаксационных напряжений, возникающих в первом случае под действием сжимающих усилий, т.е. сжимаемости жидкости, а во втором — ее растяжения. Зафиксированное растяжение столба бурового раствора, вызванное подъемом инструмента, в данном случае колебалось от 2,5 до 4,0 МПа.

Разница между фактическим и расчетным забойным давлением после спуска инструмента составила 2,7 МПа, из них только 0,7 МПа может быть отнесено за счет наличия газа в пробе бурового раствора. Остальная часть (2,0 МПа) обусловлена длительностью релаксации напряжений, в данном случае напряжения сжатия, возникающего при движении труб.

Опрессовка, или создание избыточного давления, в трубах показала, что в вязкопластичных жидкостях с высокими структурно-механическими свойствами давление с устья не полностью передается на забой.

Фильтрация жидкой фазы бурового раствора в хорошо проницаемые пласты также приводит к растяжению столба бурового раствора.

Измерения забойных давлений в скважинах, вскрывших хорошо проницаемые пласты, показывают, что через несколько десятков минут гидростатическое давление становится почти равным пластовому при сохранении положения уровня бурового раствора на устье скважины.

В подобных случаях, когда имеет место фильтрация из скважины в пласт или происходит связывание воды (контракция системы) какими-либо сыпучими материалами (барит, глина, цемент, гематит и т.д.), создаются благоприятные условия для газонефтеводопроявлений, а не поглощений бурового раствора.

Известно, что растяжимость $\left(-\frac{1}{V}\right) \frac{dV}{dp}$ практически совпадает со сжимаемостью при небольших избыточных давлениях. Поэтому снижение давления при контракционном и фильтрационном эффекте можно оценить по формуле

$$p_{\text{ст}} = -\frac{\Delta V}{V} \frac{1}{\beta_p}, \quad (2.58)$$

где β_p — коэффициент объемного сжатия (растяжения жидкости); V — объем скважины, м³; ΔV — объем отфильтровавшейся жидкости или контракционное уменьшение объема.

Однако $p_{\text{ст}}$ не может быть больше p_c , обусловленного прочностными свойствами жидкости, которая характеризует удерживающую способность бурового раствора. С некоторым допущением p_c определяют по формуле

$$p_c = \frac{4\theta l}{D - d_n}, \quad (2.59)$$

где θ — статическое напряжение сдвига, Па; l — длина буровой колонны, м; D — диаметр скважины, м; d_n — наружный диаметр буровых труб.

Если $p_{\text{ст}} \geq p_c$, то произойдет "разрыв" в столбе жидкости и его оседание, а забойное давление вновь станет равным гидростатическому за вычетом снижения уровня бурового раствора в скважине, что, впрочем, составляет небольшое значение.

За счет фильтрации растягивающие нагрузки могут привести к снижению забойного давления до пластового ($p_{\text{ст}} \leq p_{\text{заб}} - p_{\text{пл}}$), но это, в свою очередь, может произойти, если давление, необходимое для преодоления структурных свойств бурового раствора, превысит указанный перепад ($p_{\text{ст}} \geq p_{\text{заб}} - p_{\text{пл}}$).

Если в разрезе имеется еще один пласт, в который фильтруется жидкость из скважины, то в зоне ниже этого пласта могут возникнуть условия, когда забойное давление станет меньше пластового.

Фактическое гидростатическое давление в скважине, заполненной вязкопластической или вязкоупругой жидкостью, не соответствует расчетному. Отклонения гидростатического давления от расчетного могут иметь как положительное, так и отрицательное значение, что вызвано влиянием температуры, давления, показателя фильтрации, контракции, возмущающих факторов, обусловленных движением труб вниз или вверх, перетоками бурового раствора из затрубного пространства в трубы, взрывами торпед и т.д. Эти отклонения могут иметь достаточно высокое значение, вполне достаточное для гидроразрыва пласта и ухода бурового раствора.

Определение гидродинамических давлений. Спуск или подъем бурильной и обсадной колонн осуществляют трубами и свечами. Процесс этот, безусловно, инерционный и осуществляется в жидкостях, обладающих разной реологической характеристикой (вязкая, вязкопластическая и вязкопластичноупругая жидкости и т.д.). Спускаемая колонна по отношению к стволу скважины всегда находится в эксцентричном положении. При этом практически всегда имеют место фильтрационные процессы (за исключением движения труб в обсаженном стволе), вплоть до частичного или даже полного поглощения бурового раствора. При этом надо считаться с тем, что фильтрация воды из раствора в пласт обуславливает появление пристенного слоя с минимальной вязкостью.

Процесс спуска или подъема прерывистый, и в зависимости от времени тиксотропные буровые растворы существенно меняют структурно-механические свойства.

Для скважины со сравнительно большим объемом и значительной глубиной существенное влияние на гидродинамические давления p_d оказывают сжимаемость бурового раствора и объемная прочность.

В основу теоретических решений по определению гидродинамических давлений положено то, что движение колонны с открытым или закрытым нижним концом обуславливает движение жидкости в кольцевом пространстве и трубах, которое возникает в результате двух причин:

вязкая или вязкопластическая жидкость увлекается наружной и внутренней поверхностями труб, движущихся со скоростью u_T ;

жидкость, вытесняемая трубами, течет по кольцевому пространству и в трубах.

Для движения колонны труб с постоянной скоростью в вязкой жидкости задача решалась рядом исследователей

(Л.С. Лейбензон, А.М. Пирвердян, С.М. Тарг и др.), в результате была получена формула

$$p_{\Lambda} = \frac{4\mu u_T}{R_2^2} \frac{1}{\left(1 + r^2\right) \ln \frac{1}{r} - \left(1 - r^2\right)}, \quad (2.60)$$

где R_1 , R_2 — соответственно радиус трубы (внешний) и скважины; μ — динамическая вязкость; l — длина колонны труб; u_T — скорость движения колонны труб; r — внутренний радиус буровых труб.

Н.А. Гукасов предложил упрощенную формулу, в которой раздельно учтены силы вязкости и пластичности

$$p_{\Lambda} = \frac{4\eta u_T l}{R_2^2} \frac{1}{\left(1 + r^2\right) \ln \frac{1}{r} - \left(1 - r^2\right)} + \frac{2\tau_0 l}{R_2 - R_1}, \quad (2.61)$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига; η — структурная вязкость.

Сопоставление расчетов по приближенной формуле (2.61) и по точной системе уравнений показало, что погрешность не превышает 12 %.

Для расчета гидродинамического давления может быть использована формула Дарси — Вейсбаха. Скорость восходящего потока определяют в зависимости от степени открытия колонны труб. Для закрытого конца или с одновременной промывкой

$$v = \frac{-d_H^2}{D - d_H^2} u_T. \quad (2.62)$$

Для открытого конца труб

$$v = \frac{4d_H^2(D^2 - d_H^2) - 3d_B^4}{4(D - d_H)^2(D^2 - d_H^2) + 6d_B^4} u_T. \quad (2.63)$$

Для труб, спускаемых с долотом или с клапаном, имеющим дросселирующее устройство,

$$v = -\frac{d_H^2 - d_B^2}{D^2 - d_H^2} u_T, \quad (2.64)$$

где v — средняя скорость перетока жидкости в закрытом пространстве, инициируемая движением труб; u_T — скорость перемещения колонны труб — со знаком "плюс" при подъе-

ме и со знаком "минус" при спуске; $d_{\text{н}}$, $d_{\text{в}}$ — соответственно наружный и внутренний диаметр труб; D — диаметр скважины.

Значение $p_{\text{н}}$, полученное со знаком "минус", указывает на то, что давление под долотом снижается до значения ниже гидростатического, а $p_{\text{а}}$ со знаком "плюс" указывает на его превышение.

Так как и спуск, и подъем инструмента совершаются с переменной скоростью, то помимо сил вязкостного трения необходимо учитывать инерционные силы.

Давление, обусловленное изменением скорости перемещения труб, определяют по формуле

$$p_{\text{н}} = \rho \frac{dv}{dt} l, \quad (2.65)$$

где $\frac{dv}{dt}$ — изменение скорости во времени (ускорение).

При расчете инерционной составляющей при спуске труб принимается во внимание характер разгона в зависимости от характеристики буровой установки и веса колонны труб в жидкости с учетом отношения площади сечения труб и площади кольцевого пространства скважины.

Известны инерционные "поправки" Я.М. Расизаде, Н.А. Гукасова; инерционную составляющую оценивают так, как это принято при определении давления гидравлического удара, возникающего вследствие резкого изменения скорости движения труб, а следовательно, и жидкости в затрубном пространстве скважины

$$p = \pm c_{\text{в}} \rho \Delta u_{\text{т}} \frac{S_{\text{т}}}{S}, \quad (2.66)$$

где $c_{\text{в}}$ — скорость распространения возмущения по затрубному пространству; $\Delta u_{\text{т}}$ — изменение скорости движения труб; $S_{\text{т}}$, S — площадь сечения соответственно кольца трубы и затрубного пространства.

Знак "минус" соответствует случаю подъема колонны, т.е. под долотом давление снижается ниже гидростатического давления столба бурового раствора; знак "плюс" — при спуске колонны.

Использовать для расчетов формулу (2.66) можно в том случае, если учитывать, что изменение скорости движения труб соответствует времени распространения ударной волны по затрубному пространству.

Так как буровые растворы тиксотропны, то для преодоле-

ния статического напряжения сдвига на поверхностях, ограничивающих кольцевое пространство скважин, необходимо создать давление, которое определяется по формуле

$$\pm p_{\tau} = \frac{4l\theta}{D - d_{\text{н}}}. \quad (2.67)$$

Знак "плюс" относится к спуску колонны, а знак "минус" — к ее подъему.

В момент начала или конца движения колонны, когда необходимо преодолеть статическое напряжение сдвига бурового раствора и инерционную силу, гидродинамическую составляющую под башмаком (долотом) можно определить по формуле

$$p_{\Lambda} = \Delta p_{\tau} + p_{\text{и}}. \quad (2.68)$$

Расчет проводился по формуле

$$p_{\Lambda} = \frac{4l\theta}{D - d_{\text{н}}} + \rho c(v - v_0) \frac{S_{\tau}}{S}, \quad (2.69)$$

где c — скорость распространения ударной волны по затрубному пространству, м/с (для обсаженного ствола, заполненного водой, $c = 1350$ м/с, а буровым раствором, $c = 1100$ м/с, для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором, $c = 800$ м/с); v — скорость движения труб, достигнутая за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с; v_0 — начальная скорость при равномерном движении колонны труб, м/с.

В качестве "реологической" основы при выводе формулы (2.61) принята бингамовская модель для буровых растворов. Однако большой диапазон скоростей подъема (0,16–1,2 м/с) и спуска колонны труб (0–4,5 м/с) приводит к различиям в скоростях сдвига ξ и режимах течения раствора в затрубном пространстве. При небольших скоростях подъема и спуска труб (до 1 м/с) в диапазоне ξ от 5 до 200 с^{-1} наиболее предпочтительно для аппроксимации реограммы раствора степенное уравнение. Именно такая скорость движения труб наиболее характерна для скважин, бурящихся на глубинах более 2500 м. Использование бингамовской модели для указанных условий приводит к существенным ошибкам.

И.Н. Гудниным была решена задача с допущением, при котором затрубный канал рассматривался как плоский, полученный распрямлением кольцевого сечения. Получена следующая формула для расчета гидродинамического давления для

колонны труб с закрытым концом, движущихся с постоянной скоростью:

$$p_{\Lambda} = \frac{kl}{\delta^{1+n}} \left[\left(1 + \frac{1}{2n} \right) \left(1 + \frac{R_2^2}{2\bar{R}\delta} \right) u_{\tau} \right]^n + \frac{1+2n}{1+n} \frac{\theta_0 l}{\delta}, \quad (2.70)$$

где θ_0 , k , n — показатели бурового раствора, реологическая модель которого может быть выражена формулой $\tau = \theta_0 + k\xi^n$; $\bar{R}$ — средний радиус сечения затрубного канала, равный $(R_1 + R_2)/2$.

Для расчета p_{Λ} при открытом нижнем конце колонны труб принято, что уровень жидкости в трубах при подъеме и спуске их находится на устье (что справедливо при соблюдении нормальной технологии подъема инструмента, исключающей возникновение так называемого "сифона"). Тогда формула (2.70) принимает следующий вид:

$$p_{\Lambda} = \frac{kl}{\delta^{1+n}} \left[\left(1 + \frac{1}{2n} \right) \left(1 + \frac{(R_1 - R_2^2)}{2\bar{R}\delta} \right) u_{\tau} \right]^n + \frac{1+2n}{1+n} \frac{\theta_0 l}{\delta}. \quad (2.71)$$

В табл. 2.2 приведены результаты расчетов по формулам (2.61) и (2.70), отнесенные к глубине скважины в 1000 м. Так как наибольшее число осложнений, особенно газонефтеводопроявлений, происходит в скважинах, бурящихся долотом диаметром 216 мм, то в расчет взяты внутренний диаметр обсадной колонны, равный 220 мм, и диаметр бурильных труб — 127 мм.

Здесь же приведены реологические показатели буровых растворов η и τ_0 по бингамовской модели и соответствующие этим же растворам показатели n , k и θ_0 по степенной модели. Согласно расчетам по формуле (2.61) можно отметить, что вязкостная составляющая для скоростей движения менее 1 м/с в 2—10 раз меньше динамической. Поэтому при ориентировочных расчетах гидродинамического давления в процессе подъема бурильной колонны, скорость которой не превышает указанного значения, можно воспользоваться формулой

$$p_{\Lambda} = \frac{4\tau_0 l}{D - d_{\text{н}}}. \quad (2.72)$$

Расчеты по формуле (2.72) показывают, что при низких скоростях подъема бурильной колонны влияние θ_0 на значение Δp сопоставимо с влиянием n и k .

Таблица 2.2

Гидродинамические давления при изменении параметров бурового раствора

$\eta \cdot 10^3$, Па·с	τ_0 , Па	n	k , дПа·с	θ_0 , Па	p_d , МПа							
					$u_\tau = 0,16$ м/с				$u_\tau = 1,0$ м/с			
					Формула (2.61)		Формула (2.70)		Формула (2.61)		Формула (2.70)	
					вязкост- ная со- ставляю- щая	динами- ческая со- ставляю- щая	вязкост- ная со- ставляю- щая	динами- ческая со- ставляю- щая	вязкост- ная со- ставляю- щая	динами- ческая со- ставляю- щая	вязкост- ная со- ставляю- щая	динами- ческая со- ставляю- щая
8	5,0	0,28	14,8	2,5	0,01	0,22	0,18	0,31	0,048	0,26	0,30	0,43
15	4,0	0,48	5,5	2,0	0,12	0,18	0,12	0,23	0,075	0,25	0,29	0,40
25	5,0	0,55	5,4	2,0	0,02	0,24	0,14	0,25	0,125	0,34	0,38	0,50
20	8,0	0,38	16,0	4,0	0,02	0,36	0,26	0,48	0,100	0,44	0,52	0,74
70	12,0	0,59	11,4	6,0	0,06	0,57	0,37	0,70	0,350	0,87	1,08	1,41

Анализируя результаты расчетов, можно констатировать, что значение p_A по формуле (2.72) выше, чем по формуле (2.61), даже при самых низких скоростях движения буровой колонны. Без учета θ_0 значение p_A , рассчитанное по формуле (2.61), выше, чем по формуле (2.72) при низких скоростях движения труб, а при скорости 1 м/с характер соотношения сопоставляемых величин меняется на противоположное, что в общем не противоречит физическому смыслу, заложенному в обе модели течения вязкопластической жидкости.

Расчеты, сделанные по формулам бингамовской и степенной моделей для движения труб с открытым и закрытым концом, показали, что разница в значениях p_A небольшая и объясняется преобладающим влиянием пластических свойств бурового раствора. При максимальном эксцентриситете расположения буровых труб в скважине гидродинамическое давление $p_{A\Delta}$ при спуске может быть на 35 % меньше давления p_{AK} при концентричном расположении колонны в скважине (А.А. Мовсумов).

Н.А. Гукасов, сопоставляя полученные им зависимости, рассчитал, что гидродинамическое давление p_{AK} при движении колонны труб, концентрично расположенных в скважине, может быть примерно в 2 раза больше, чем $p_{A\Delta}$ при максимальном эксцентриситете. Это же соотношение верно и для случая турбулентного режима течения вязкопластической жидкости в кольцевом канале; $p_{AK}/p_{A\Delta}$ зависит от соотношения внутреннего и наружного диаметра труб (d_B/d_H), эксцентриситета $e = 1 - d_B/d_H$ и $\xi = f(\rho, d_H, \mu, g)$. Увеличение значения каждой из указанных величин приводит к возрастанию $p_{AK}/p_{A\Delta}$.

Некоторое распространение получили следующие эмпирические формулы:

Бурхардта

$$p_A = \frac{3,6 \cdot l \gamma a_{\text{тр}} d_H^2}{g(D^2 - d_H^2)}; \quad (2.73)$$

Сукуренок — Бондарева

$$p_A = 33 \frac{u_{\text{max}} \eta_{\text{эф}}}{D^2 - d_H^2}; \quad (2.74)$$

Козодоя

$$p_A = \frac{a_0 u_{\text{max}} l}{D^2 (\beta^2 - 1)}. \quad (2.75)$$

Анализируя опытные данные и сопоставляя их с эмпирическими формулами Козодоя, Сукурено — Бондарева, Сеид-Рзы, а также с формулой Гукасова, В.И. Крылов отмечает, что необходимо учитывать сумму давлений, затрачиваемых на преодоление сил, обусловленных пластичными свойствами бурового раствора p_{τ} и гидравлическими сопротивлениями в кольцевом пространстве p_n , т.е.

$$p_A = p_{\tau_0} + p_n = \frac{4\tau_0 l}{D - d_H} + \lambda \frac{l}{D - d_H} \frac{\gamma}{2g} v^2. \quad (2.76)$$

Анализ опытных данных позволил установить, что гидродинамическое давление в открытом стволе скважины зависит от скорости спуска буровой колонны и изменяется по нелинейному закону. Опытные данные показали, что при спуске труб давление не только повышается, но и снижается ниже гидростатического. Такой характер изменения давления можно объяснить только проявлением инерционных сил, которые формулой (2.76) не учитываются, что, кстати, не учитывается и большинством других формул.

По формуле (2.76) можно рассчитать только максимальное значение положительной составляющей гидродинамического давления, подставляя в нее значения максимальной скорости спуска труб. Экспериментальные данные В.И. Крылова обрабатывались с точки зрения оценки отрицательной составляющей гидродинамического давления, и для скоростей спуска 1–3 м/с была получена следующая зависимость:

$$\Delta p_{Ac} = (0,05 \pm 0,02) p'_r, \quad (2.77)$$

где p'_r — гидростатическое давление на глубине нахождения долота (башмака колонны).

При спуске труб со скоростью менее 1 м/с

$$\Delta p_{Ac} = 0,01 p'_r. \quad (2.78)$$

Очевидно, что с уменьшением скорости спуска отрицательная составляющая гидродинамического давления снижается по значению и времени ее существования. Гидродинамическое давление в открытом стволе скважины зависит от скорости спуска буровой колонны и изменяется по нелинейному закону.

Согласно результатам исследований и с учетом нелинейности изменения давления от скорости спуска эмпирические данные были обработаны методом наименьших квадратов по двучленной зависимости

$$p = a + bv^2. \quad (2.79)$$

В этой зависимости свободный член a указывает на наличие перепада давления при нулевых скоростях. Данное явление можно объяснить тем, что буровой раствор обладает пластической вязкостью, т.е. его течение подчиняется закону Бингама — Шведова, и формула, описывающая изменение гидродинамического давления, должна содержать член, зависящий от динамического напряжения сдвига.

В первом приближении свободный член можно определить по формуле

$$a = \Delta p_{v=0} = 4 \cdot 10^{-6} \tau_0 \left[\frac{l_{\text{бт}}}{D_c - d_{\text{бт}}} + \frac{l_{\text{т}}}{D_c - d_{\text{т}}} \right], \quad (2.80)$$

где a — свободный член, учитывающий влияние динамического напряжения сдвига, а также геометрических размеров бурильной колонны и скважины на значение гидродинамического давления; τ_0 — динамическое напряжение сдвига; $l_{\text{бт}}$, $l_{\text{т}}$ — длина соответственно бурильных труб и турбобура; D_c — диаметр скважины; $d_{\text{бт}}$, $d_{\text{т}}$ — наружный диаметр соответственно бурильных труб и турбобура.

Так, для одной из скважин $a = 13,6 \text{ кгс/см}^2$, что хорошо согласуется со свободным членом в эмпирической формуле. Расчеты для других скважин по значениям τ_0 , $D - d$, $l_{\text{бт}}$ также хорошо согласуются с полученными значениями свободных членов соответствующих формул.

Для оценочных расчетов коэффициент b можно определить по формуле

$$b = 10\lambda \frac{l}{D - d} \frac{\gamma}{2g} \left[\frac{\text{кг} \cdot \text{с}^2}{\text{см}^2 \cdot \text{м}^2} \right], \quad (2.81)$$

где 10 соответствует выбранной размерности, если удельный вес γ дан в г/см^3 , а g — см/с^2 .

В нашем случае для $\lambda = 0,035 \pm 0,03$ $b = 3,04 \pm 6,13$, что очень близко к полученным эмпирическим значениям.

В выражении (2.81) величина λ является некоторым обобщенным коэффициентом, учитывающим потери как в кольцевом зазоре, так и на замках, местных сопротивлениях и др.

Обработка результатов наблюдений по скважинам позволила кривые $\Delta p - v$ описать формулами, приведенными в табл. 2.3.

Общая двучленная зависимость, описывающая совокупность рассматриваемых скважин, может быть определена в общем виде

Зависимость $\Delta p - v$

Номер скважины	Δp	Q^*	Номер скважины	Δp	Q^*
26П	$7,7 + 6,13v^2$	0,99	8275	$14,4 + 4,11v^2$	0,97
7221	$15,5 + 3,04v^2$	0,96	7243	$16,6 + 4,07v^2$	0,99
* Q — мера идентичности.					

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 = 4 \cdot 10^{-6} \frac{\tau_0 l}{D-d} + 10\lambda \frac{l}{D-d} \frac{\gamma}{2g} v^2, \quad (2.82)$$

где Δp — гидродинамическое давление, кгс/см²; Δp_1 — давление, затрачиваемое на преодоление пластической структуры бурового раствора, кгс/см²; Δp_2 — давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений в кольцевом (затрубном) пространстве, кгс/см²; v — скорость спуска буровой колонны, м/с.

Полученная зависимость с практической точки зрения достаточно точно характеризует влияние скорости спуска буровой колонны на гидродинамическое давление.

На рис. 2.13 приведены зависимости $\Delta p/l$ от максимальной скорости v спуска бурильного инструмента по экспериментальным данным и рассчитанным (см. табл. 2.3).

Результаты обработки и расчетов значений гидродинамического давления по различным формулам приведены в табл. 2.4.

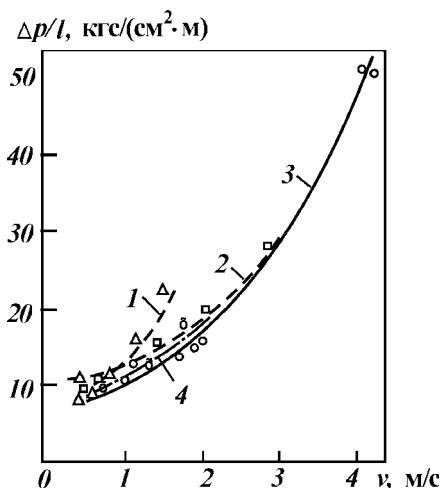


Рис. 2.13. Теоретические зависимости $\Delta p/l$ от v для различных скважин:

1, 2, 3, 4 — соответственно скв. № 26П, 7221, 7243, 8275

Таблица 2.4

Гидродинамические давления по различным формулам

Номер скважины	Максимальная скорость спуска бурильной колонны, м/с	Давление по показаниям манометра, кгс/см ²	Формулы									
			Козодоя		Бондарева – Сукурентко		Сеид-Рза		Гукасова		Крылова	
			P , кгс/см ²	δ , %	P , кгс/см ²	δ , %	P , кгс/см ²	δ , %	P , кгс/см ²	δ , %	P , кгс/см ²	δ , %
7221	2,83	38,3	17,70	116,4	2,08	1740	25,27	49,0	12,25	212,0	39,9	4,1
	2,02	30,5	12,64	141,0	2,04	1390	13,09	133,0	11,60	163,0	27,9	8,4
	1,39	23,4	8,73	168,0	1,89	1140	6,25	275,0	11,10	111,0	21,4	8,6
	1,12	18,4	7,02	162,0	1,85	895	4,41	317,0	10,88	69,8	19,3	5,1
	0,66	16,4	4,10	300,0	1,80	810	1,47	1090,0	10,50	56,1	16,8	2,7
	0,52	14,7	3,26	351,0	1,78	725	0,87	1580,0	10,40	41,3	16,3	11,1
	4,18	81,7	27,68	195,0	4,87	1580	62,75	31,0	34,85	134,70	82,6	1,2
	4,13	82,2	27,35	200,0	4,85	1595	61,20	34,4	34,70	136,80	80,9	1,5
	1,94	25,7	12,80	100,7	3,85	568	13,46	91,0	28,45	9,66	26,9	4,5
	1,89	25,5	12,52	103,6	3,84	564	12,92	97,4	28,33	10,0	26,1	2,3
	1,67	22,6	7,72	192,8	3,52	542	4,89	364,0	26,27	14,00	22,9	1,3
	1,10	21,2	7,55	181,0	3,48	509	4,38	384,0	26,09	18,74	16,5	22,2
	1,01	18,2	6,68	172,3	3,44	430	3,66	398,0	25,82	28,60	15,7	13,7
	0,57	13,2	3,78	249,0	3,26	305	1,00	1220,0	24,57	26,40	12,9	2,4
7243	2,83	38,3	17,70	116,4	2,08	1740	25,27	49,0	12,25	212,0	39,9	4,1
	2,02	30,5	12,64	141,0	2,04	1390	13,09	133,0	11,60	163,0	27,9	8,4
	1,39	23,4	8,73	168,0	1,89	1140	6,25	275,0	11,10	111,0	21,4	8,6
	1,12	18,4	7,02	162,0	1,85	895	4,41	317,0	10,88	69,8	19,3	5,1
	0,66	16,4	4,10	300,0	1,80	810	1,47	1090,0	10,50	56,1	16,8	2,7
	0,52	14,7	3,26	351,0	1,78	725	0,87	1580,0	10,40	41,3	16,3	11,1
	4,18	81,7	27,68	195,0	4,87	1580	62,75	31,0	34,85	134,70	82,6	1,2
	4,13	82,2	27,35	200,0	4,85	1595	61,20	34,4	34,70	136,80	80,9	1,5
	1,94	25,7	12,80	100,7	3,85	568	13,46	91,0	28,45	9,66	26,9	4,5
	1,89	25,5	12,52	103,6	3,84	564	12,92	97,4	28,33	10,0	26,1	2,3
	1,67	22,6	7,72	192,8	3,52	542	4,89	364,0	26,27	14,00	22,9	1,3
	1,10	21,2	7,55	181,0	3,48	509	4,38	384,0	26,09	18,74	16,5	22,2
	1,01	18,2	6,68	172,3	3,44	430	3,66	398,0	25,82	28,60	15,7	13,7
	0,57	13,2	3,78	249,0	3,26	305	1,00	1220,0	24,57	26,40	12,9	2,4

Сопоставление результатов относительных погрешностей δ подтверждает правильность выбора вида функциональной зависимости $\Delta p = f(v)$, т.е. полученная формула наиболее надежна при расчетах и более обоснована. Степень адекватности найденных моделей может быть оценена по приведенным данным (см. табл. 2.4). Давление под башмаком обсадной колонны, спускаемой с обратным клапаном,

$$p_A = \frac{K}{V_p} u_T S_n T, \quad (2.83)$$

где K — модуль объемного сжатия бурового раствора, МПа; S_n — площадь поперечного сечения по наружному диаметру колонны труб, m^2 ; V_p — начальный (до начала спуска каждой свечи) объем раствора в скважине, m^3 ; T — время запаздывания выходного бурового раствора из скважин.

Следует отметить, что изменение реологических свойств бурового раствора от скорости приложения нагрузки во время неподвижности бурового раствора, которое имеет место между спусками и подъемами очередных свечей, существенно влияет на точность и правильность определения статического и динамического напряжений сдвига.

Следует учитывать и релаксационные свойства бурового раствора, которые приводят к запаздыванию передачи гидродинамического давления на стенку скважины. Максимальное гидродинамическое давление, обусловленное, как правило, неравномерностью движения труб, сохраняется в силу релаксационных свойств бурового раствора более длительное время, чем время подъема всей свечи. Цементные, глинистые и глиноцементные растворы характеризуются ощутимым временем релаксации, а добавки полиакриламида увеличивают время релаксации. Время релаксации составляет от нескольких минут до нескольких часов.

Определение давления гидроразрыва пласта. Давление гидроразрыва пласта

$$p_{гр} = p_{пл} + \frac{\mu}{1 - \mu} (p_{гст} - p_{пл}), \quad (2.84)$$

где $p_{гст}$ — геостатическое давление, МПа; μ — коэффициент Пуассона для горной породы (приведен ниже).

Глины песчанистые	0,38—0,45
Глины плотные	0,25—0,36
Глинистые сланцы	0,10—0,20
Гранит.....	0,26—0,29
Известняки.....	0,28—0,33
Каменная соль.....	0,44
Песчаники	0,30—0,35

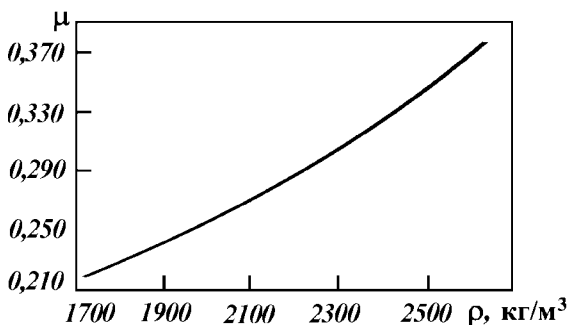


Рис. 2.14. Зависимость коэффициента Пуассона μ от объемной плотности ρ глин

Зависимость коэффициента Пуассона от объемной плотности глин определяют по рис. 2.14.

Для скважин глубиной свыше 4000 м можно определить давление гидроразрыва по упрощенной формуле

$$p_{гр} = p_{пл} + 0,85(p_{гст} - p_{пл}). \quad (2.85)$$

2.4. 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. 2.15 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 интервалам ожидаемого поглощения выполняют ряд профилактических мероприятий: добавка наполнителей в буровые растворы, регулирование их плотности и структурных параметров, скорости спуска инст-



Рис. 2.15. Схема факторов, обуславливающих снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины

румента 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 добавляются закупоривающие материалы, обязательно содержащие тяжелые, крупные, угловатые агрегаты для образования пе-

ремычки 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 бурильные трубы с открытым концом. Затем приготовить смесь, содержащую крупные, угловатые материалы и специально обработанные крепкие частицы максимальных размеров, какие могут быть прокачаны насосами. Следует уделить внимание поддержанию однородности 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 кедр, камышовое волокно 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, быстросхватывающая 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 погло-

щения, 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 химреактивов, 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 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 Постл 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.

Вращая обсадную колонну для разрушения образовавшего-

ся геля и постепенно увеличивая подачу насосов, снижают давления на пласты в момент возобновления циркуляции до минимума. Когда циркуляция восстановлена, можно переходить к цементированию колонны.

Опыт показал, что лучшим средством борьбы с поглощениями является введение в скважину вместе с буровым раствором твердых частиц (например, диатомовой земли). Диатомовая земля вводится в скважину в буровой раствор с максимально возможной водоотдачей, так как эффективность метода зависит от быстроты фильтрации воды и, следовательно, образования твердой пробки. Технология ликвидации поглощения с помощью диатомовой земли предусматривает следующую последовательность операции:

- 1) определение местоположения зоны поглощения;
- 2) приготовление $1,6 \text{ м}^3$ закупоривающего раствора, состоящего из $0,01\text{--}0,16 \text{ м}^3$ известняка (для максимального увеличения водоотдачи), $14,3 \text{ кг}$ диатомовой земли на 1 м^3 раствора, $42,9 \text{ кг}$ аттапульгитовой глины на 1 м^3 раствора и $34\text{--}43 \text{ кг}$ закупоривающих материалов (волокнуистого и гранулированного) также на 1 м^3 раствора;
- 3) спуск в скважину бурильных труб до установки их конца в кровле зоны поглощения;
- 4) заполнение бурильных труб закупоривающим раствором;
- 5) закачка в бурильные трубы $3,2\text{--}4,8 \text{ м}^3$ бурового раствора для вытеснения из них закупоривающего раствора со скоростью $5\text{--}10 \text{ л/с}$;
- 6) прекращение закачки бурового раствора и выдержка в течение $20\text{--}30$ мин;
- 7) продолжение процесса вытеснения закупоривающего раствора с периодическими остановками для заполнения скважины;
- 8) закрытие превентора и продолжение закачки бурового раствора с большей скоростью, при этом давление в затрубном пространстве поддерживается на уровне $7\text{--}21 \text{ атм}$ в течение $20\text{--}30$ мин, до полной ликвидации поглощения;
- 9) возобновление бурения.

Главное преимущество диатомовой земли – быстрота приготовления рабочей смеси. Из каждых $42,6 \text{ кг}$, добавленных к воде, можно получать $1,6 \text{ м}^3$ готовой к употреблению жидкой смеси с высокой водоотдачей.

На месторождении Поста для борьбы с поглощениями применяют также раствор на нефтяной основе.

Н. Стейн сформулировал общие требования, которым

должен отвечать любой эффективный метод изоляции зон водогазопроводов.

Эти требования сводятся к следующему:

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, иначе стоимость аренды бурового станка сильно возрастет;

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 могут быть применены и к методам, и к материалам для ликвидации поглощений буровых растворов, добавив следующее.

В пункте 1 необходимо предусмотреть возможность использования закупоривающих материалов (наполнителей), взвешенных в жидкости, размеры которых не препятствуют закачке смесей буровыми насосами и не вызывают опасности закупорки бурильных 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 поглоща-

ющие 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 бурильными трубами и стенкой скважины. За счет этого уменьшаются перепад 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.

Закономерности давления бурового раствора в поглощаю-

щем пласте позволяют оценить сущность способов предупреждения поглощения и борьбы с ними. Если принять, что скорость движения v бурового раствора со структурной вязкостью η в пласте с проницаемостью k характеризуется законом Дарси

$$v = -\frac{k}{\eta} \text{grad} p, \quad (2.86)$$

то возможный выбор действий по предупреждению поглощений и борьбе с ними определяется активным изменением переменных, входящих в эту формулу.

Традиционные способы предупреждения поглощений основаны на уменьшении перепадов давления на поглощающий пласт или изменении k/η фильтрующейся жидкости. Если вместо снижения перепада давления на пласт увеличить вязкость путем добавления закупоривающих материалов, бентонита или других веществ, интенсивность поглощения будет изменяться обратно пропорционально увеличению вязкости, как это следует из формулы (2.86). Практически, если регулировать параметры раствора, вязкость можно изменять лишь в сравнительно узких пределах. Предотвращение поглощений путем перехода на промывку раствором с повышенной вязкостью возможно только при условии разработки научно обоснованных требований к этим жидкостям, учитывающих особенности течения их в пласте.

Совершенствование приемов предупреждения поглощений, основанных на снижении перепадов давления на поглощающие пласты, неразрывно связано с глубоким изучением и разработкой методов проводки скважин при равновесии в системе скважина – пласт.

Буровой раствор, проникая в поглощающий пласт на определенную глубину и загустевая в каналах поглощения, создает дополнительное препятствие на пути движения бурового раствора из ствола скважины в пласт. Свойство раствора создавать сопротивление движению жидкости внутри пласта используют при проведении профилактических мероприятий с целью предотвращения поглощений. Сила такого сопротивления зависит от структурно-механических свойств раствора, размеров и формы каналов, а также от глубины проникновения раствора в пласт.

Известны аналитические и эмпирические зависимости, используемые для определения глубины l проникновения бурового раствора в гранулярные коллекторы (типа галечников, гравелитов и крупнозернистых песчаников).

При использовании буровых растворов с вязкопластичными свойствами можно установить глубину проникновения раствора в пласт по формуле

$$l = \frac{\Delta p_0 \sqrt{k}}{a \tau_0}, \quad (2.87)$$

где Δp_0 – перепад давления на пласт в случае предельного равновесия; a – безразмерная величина.

Выражение для перепада давления Δp_0 можно представить в виде:

$$\Delta p_0 = 0,1 \gamma h_{\text{ст}} + \frac{2 \tau_0 H}{R_c - R_r}, \quad (2.88)$$

где первый член есть разность между гидростатическим давлением столба бурового раствора p_1 , соответствующим глубине залегания поглощающего пласта, и пластовым давлением p_2 , т.е.

$$p_1 - p_2 = 0,1 \gamma h_{\text{ст}}, \quad (2.89)$$

где γ – плотность бурового раствора, г/см³; $h_{\text{ст}}$ – статический уровень бурового раствора, м.

Второй член формулы (2.89) представляет перепад давления, обусловленный гидравлическим сопротивлением в кольцевом пространстве скважины выше места поглощения Δp_3 :

$$\Delta p_3 = \frac{2 \tau_0 H}{R_c - R_r}, \quad (2.90)$$

где τ_0 – предельное напряжение сдвига; H – глубина залегания поглощающего пласта; R_c , R_r – радиусы соответственно скважины и буровой колонны. Легко убедиться, что при небольшой интенсивности поглощения глубина проникновения раствора в пласт с ростом τ_0 практически не изменяется.

Буровые растворы, обладающие высокими значениями вязкости, статического и динамического напряжений сдвига, находят применение как профилактическая мера при проводке скважин в склонных к поглощениям отложениях, которыми представлена верхняя часть вскрываемого разреза, при бурении таких скважин имеется большой зазор между буровыми трубами и стенкой скважины. С ростом же глубины взаимосвязь между τ_0 и Δp_0 будет усиливаться, т.е. увеличение предельного напряжения сдвига для растворов, используемых при борьбе с осложнениями, является малоэффективным. Лучших результатов можно добиться, применяя

растворы с высокой вязкостью, обработанные реагентами, не увеличивающими τ_0 . Особенно эффективными оказались бы растворы, у которых гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве мало изменялось с ростом скорости сдвига, но при этом сильно возрастало сопротивление при фильтрации в пористой среде.

Чтобы сформулировать требования к реологическим свойствам буровых растворов при прохождении поглощающих пластов, рассмотрим кривые (рис. 2.16), отражающие зависимость напряжения сдвига и скорость деформации $d\varepsilon/dt$ для некоторых моделей неньютоновской жидкости. Прямая 1 соответствует модели вязкопластичной среды, для которой характерно предельное напряжение сдвига τ_0 . Кривая 2 характеризует поведение псевдопластических жидкостей, у которых с ростом скорости сдвига замедляется темп роста напряжения, и кривые выполаживаются. Прямая 3 отражает реологические свойства вязкой жидкости (ньютоновской). Кривая 4 характеризует поведение вязкоупругих и дилатантных жидкостей, у которых напряжение сдвига резко увеличивается с ростом скорости деформации. К вязкоупругим жидкостям, в частности, относятся слабые растворы некоторых полимеров (окись полиэтилена, гуаровая смола, полиакриламид и др.) в воде, которые обнаруживают свойство резко снижать (в 2–3 раза) гидродинамические сопротивления при течении жидкостей с большими числами Рейнольдса (эффект Томса). В то же время вязкость этих жидкостей при движении их по поглощающим каналам будет высокой вследствие высоких скоростей сдвига в каналах.

Фильтрация вязкоупругих жидкостей подробно исследована в ряде работ зарубежных авторов. В частности, в одной из них показано, что за счет упругих эффектов в стационарном потоке фильтрационные сопротивления возрастают в

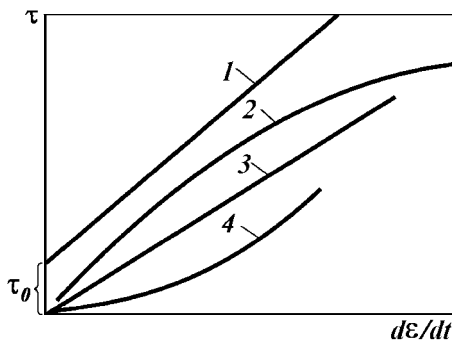


Рис. 2.16. Зависимость напряжения сдвига τ в различных жидкостях от скорости деформации среды $d\varepsilon/dt$

$1 + A \left(\frac{\tau_p v^2}{r} \right)$ раз (здесь τ_p – время релаксации; A – постоянная;

v – скорость фильтрации; r – средний радиус пор).

В той же работе данное явление объяснялось действием характерных нормальных напряжений в сужающихся и расширяющихся поровых каналах при течении вязкоупругой жидкости.

Установлено, что вязкоупругие жидкости являются оптимальными буровыми растворами при прохождении зон поглощения. При прокачивании таких жидкостей в затрубном пространстве возникают малые сопротивления, причем эти жидкости одновременно обладают высокой вязкостью при движении в сужающихся частях поглощающих каналов. Благодаря этому интенсивность поглощения снижается как вследствие высокого сопротивления при движении растворов в пласте, так и вследствие уменьшения давления на поглощающий пласт.

Растворы полимеров при движении в пористой среде обладают способностью уменьшать приемистость породы в результате адсорбции и механического улавливания полимера породой.

К числу полимеров, оказывающих сильное влияние на подвижность в пористой среде, следует отнести полиакриламиды, полиоксиэтилен, сульфат поливинилового спирта и другие. Все указанные полимеры при слабых концентрациях придают жидкости вязкоупругие свойства, благодаря чему возникает дополнительное сопротивление при фильтрации ее в пористой среде. При движении вязкоупругих жидкостей в каналах с большим эффективным сечением сопротивление резко возрастает по степенному закону, что приводит к уменьшению глубины проникновения в эти каналы и более равномерному заполнению пор в пристволенной зоне скважины.

Повышение скорости закачки вязкоупругих жидкостей также дает положительные результаты, так как глубина их проникновения с ростом интенсивности закачки не может сильно увеличиваться вследствие роста вязкости по степенному закону. Последнее особенно важно, поскольку при движении структурированных вязкопластичных смесей, обладающих высокой тиксотропией, при больших скоростях продавливания разрушается их структура, что приводит к снижению вязкости.

Е.А. Лебедевым установлено, что чем меньше поперечный размер каналов, которыми представлена зона поглощения, и

чем выше показатели структурно-механических свойств бурового раствора, заполняющего эти каналы, тем большие перепады давления требуются для выдавливания раствора. С течением времени прочность структуры раствора нарастает, и для выдавливания раствора перепад давления необходимо увеличивать.

Следовательно, начавшийся уход раствора в мелкотрещиноватые или крупнозернистые гранулярные пласты можно остановить, закачав большое количество бурового раствора с высокими значениями напряжения сдвига и выдержав его в пласте в статическом состоянии в течение нескольких часов.

Основой для способа активного воздействия на характер течения жидкости в призабойной зоне поглощающего пласта может служить явление фазовой проницаемости в пористой среде.

Сущность явления фазовой проницаемости состоит в увеличении сопротивления движению подвижной фазы в пористой среде, заполненной многокомпонентной смесью. При движении жидкости в пористой среде на значение проницаемости (для движущейся жидкости) влияет присутствие других жидкостей в поровом пространстве пласта, даже если они остаются неподвижными. Если в поглощающем пласте присутствует несколько жидких или газообразных фаз, термин "проницаемость" должен быть связан с какой-либо отдельной фазой.

На рис. 2.17 показано изменение относительной, или фазовой, проницаемости для воды и нефти в песчаном коллекторе в зависимости от фазового состава водонефтяной смеси в породе.

В случае течения жидкости или газа в тройной системе типа нефть — вода — газ, заполняющей пористую среду, кривые фазовой проницаемости нефти имеют характер, отраженный на рис. 2.18.

При определенном процентном соотношении фаз в породе можно добиться практически полной непроницаемости при движении одной из жидкостей, заполняющих пласт (см. рис. 2.17, 2.18). Так, для водонефтяных смесей в пласте при водонасыщенности до 0,3 порового пространства кривые фазовой проницаемости для воды сливаются с осью абсцисс. Для тройных смесей типа вода — нефть — газ, насыщающих поглощающий пласт в призабойной зоне, при 40 % воды, 30 % нефти и 30 % газа проницаемость для воды составляет примерно 3 % от исходной.

Таким образом, модель, характеризующая движение жид-

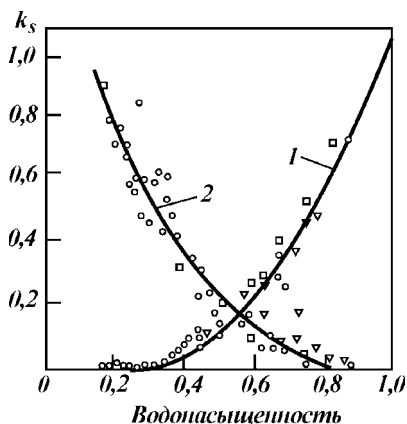


Рис. 2.17. Графики изменения относительной или фазовой проницаемости k_s для воды (1) и нефти (2) в песчаном коллекторе в зависимости от фазового состава водонефтяной смеси в породе

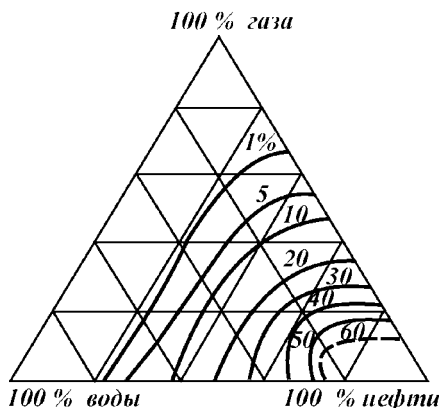


Рис. 2.18. Кривые фазовой проницаемости в тройной системе типа нефть – вода – газ

кости через пористые породы, заполненные многокомпонентными смесями, позволяет оценить способ активного воздействия на призабойную зону поглощающего пласта, заключающийся в изменении характера фильтрации бурового раствора в поглощающем пласте. Практическая реализация такого способа ограничена и зависит от характеристики поглощающих пластов. Способ изоляции поглощающих пластов, состоящий в создании зоны насыщения с малой фазовой проницаемостью, может оказаться особенно ценным при поглощениях в продуктивных горизонтах. В этом случае правильный подбор смеси для насыщения позволит сохранить фазовую проницаемость для нефти и газа, т.е. не ухудшать коллекторских свойств пласта.

2.5. КОЛЬМАТАЦИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД

Кольматация – это заполнение пор и каналов пород, проходимых скважиной, глинистыми и иными твердыми частицами или затвердевающими частицами жидкости. Она может быть механической и химической. В первом случае она происходит при заполнении пор и каналов под дей-

ствием сил гравитации, трения и центробежных. Во втором – когда заполнение пор и каналов твердыми частицами сопровождается химическими реакциями с породами, или идет процесс закупорки пор образованием твердого вещества из жидкого. Механическая кольматация может сопровождаться химической.

В каналы могут входить частицы, размер которых меньше $1/3$ условного диаметра канала; они являются основными кольматантами при естественной кольматации (под действием гидростатического давления); частицы, размер которых меньше $0,1$ условного диаметра канала, свободно проходят по каналу.

В последние годы сформировалось мнение, что под кольматацией следует понимать не "загрязнение" пласта, а целенаправленное действие ввода твердых частиц (или формирования их) в поры и каналы пласта с целью программируемой закупорки пор и каналов.

М.Р. Мавлютов с сотрудниками считают кольматацию результатом совместного действия процессов механического, струйного, вибрационного и др. В большинстве случаев кольматация является "естественным" (без нашего направленного влияния) процессом, иногда нежелательным, поэтому требующим тщательного изучения управления им.

Если кольматация продуктивного пласта в период его освоения нежелательна, то кольматация проходимых непродуктивных пород целесообразна, а в некоторых случаях, бесспорно, необходимо заполнение пор и каналов твердыми частицами бурового раствора в пристенной зоне скважины; это снижает интенсивность фильтрации жидкости в пласт и создает сопротивление движению жидкости из пласта, т.е. формируется экран на пути движения жидкости в пласт или из пласта. С течением времени экран упрочняется и несколько утолщается (под действием гидростатического давления). Упрочнению (иногда разрушению) экрана могут способствовать физико-химические процессы на контакте породы с частицами или между частицами. Эти процессы, плюс уплотнение частиц, находящихся в порах и каналах пласта, за счет поступления новых в результате приложения сил (кроме создаваемых гидростатическим давлением), способствуют формированию низкопроницаемого экрана. Чем крупнее частицы вводятся в поры пласта без их разрушения (механическая кольматация), тем прочнее экран.

Одним из эффективных способов реализации механической кольматации пористых пород является втирание твердых

частиц в поры, например пластично-твердых материалов (алюминия и др.) в твердые проницаемые породы, эластичных материалов за счет упругих сил эластичных элементов при вращении бурильной колонны, глинистой корки в поры и каналы пластов калибрующими элементами при вращении бурильной колонны. Простота технических решений механической кольматации – бесспорное преимущество метода; однако эффективность ее зависит от конфигурации ствола скважины, которая, к сожалению, не идеально цилиндрическая.

Положительный эффект получен в результате применения струйной обработки стенки скважины, но она приемлема в прочных, эрозионно стойких породах. Установлено, что струйная обработка обеспечивает очистку стенок от глинистой корки при заполнении пор и каналов пород твердыми частицами бурового раствора. Результаты реализации метода показали высокую его эффективность.

Предупреждение поглощений бурового раствора может сопровождаться гидродинамической обработкой стенки скважин, а именно, вибрационной обработкой. Вибрационная обработка условно делится на обработку импульсными (прерывистыми) струями (импульсную обработку стенки) и на вихревую обработку стенки скважины. Создание гидравлического импульса (на стенку скважины) обеспечивается периодическим перекрыванием высокоскоростного потока бурового раствора. При импульсном воздействии на стенку скважины наносится удар короткой струи, при которой скачок давления приблизительно на порядок выше давления непрерывной струи. Частицы твердой фазы перемещаются относительно дисперсионной среды в глубь порового пространства породы через ее каналы и микротрещины, раскрывающиеся под действием гидроудара струи.

Н.А. Шамовым показано, что импульсное воздействие струи бурового раствора равнозначно воздействию плоской акустической волны на стенку скважины. Им были разработаны технические решения для снижения проницаемости пород с использованием гидравлического генератора низкочастотных колебаний с одновременным смывом струей бурового раствора со стенки скважины глинистой корки при вращении бурового инструмента.

2.6. БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРОМЫВКОЙ АЭРИРОВАННЫМИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

Комплекс мероприятий по предупреждению поглощений буровых растворов при проводке скважин, по существу, включает в себя все, что дает возможность снизить противодавление на пласты с таким расчетом, чтобы оно не превышало пластовых давлений. Если геологические условия позволяют бурить скважину при гидростатическом давлении, равном пластовому, то проблема поглощений не возникает.

Бурение с промывкой аэрированными буровыми растворами является одним из радикальных мероприятий в комплексе мер и способов, предназначенных для предупреждения и ликвидации поглощений при бурении глубоких скважин.

Аэрация бурового раствора снижает гидростатическое давление, способствует тем самым возвращению его в достаточном количестве на поверхность и соответственно нормальной очистке ствола скважины, а также отбору представительных проб проходимых пород и пластовых флюидов.

Технико-экономические показатели при бурении скважин с промывкой забоя аэрированным раствором выше по сравнению с показателями, когда в качестве бурового раствора используется вода или другие промывочные жидкости. Значительно улучшается также качество вскрытия продуктивных пластов, особенно на месторождениях, где эти пласты имеют аномально низкие давления.

При бурении скважин с применением аэрированного раствора большое значение имеет определение оптимального соотношения фаз – степени аэрации (отношение расходов воздуха к раствору при атмосферном давлении) газожидкостного потока, обеспечивающего заданное снижение давления на поглощающие пласты и достаточную подъемную силу для выноса твердых частиц выбуренного шлама из скважины.

По методике Е.Г. Леонова с сотрудниками может быть определена подъемная сила газожидкостного потока для обеспечения удовлетворительного выноса частиц шлама. При оптимальном расходе газа скорость подъема жидкой фазы должна быть не менее 0,3 м/с, что обычно соответствует фактическим данным при бурении скважин с промывкой забоя аэрированными жидкостями.

Аэрация жидкости позволяет сравнительно быстро и в широких пределах регулировать ее плотность (от 0,1 до

1,0 г/см³ и более) и тем самым снижать или увеличивать давление на забой и стенки скважины. Этим обеспечивается возможность бурения в условиях гидродинамического равновесия в системе скважины – поглощающие пласты и получение высокой эффективности прохождения зон поглощения любой интенсивности. Увеличение выносной способности восходящего потока аэрированной жидкости при низких расходах жидкой фазы смеси и улучшения очистки забоя достигается обработкой жидкости ПАВ.

Бурение с промывкой забоя аэрированными буровыми растворами или аэрированной водой нашло применение в тех случаях, когда геологические условия весьма благоприятны: бурение не связано с риском выбросов, обвалов или других осложнений.

Гидростатическое давление на забое скважины, заполненной аэрированной жидкостью, определяется глубиной скважины, отношением расхода воздуха и раствора в нормальных условиях и плотностью промывочной жидкости.

За последнее время были испытаны модифицированные стабильные пены, которые открывают широкие возможности их применения не только для прохождения зон поглощений, но и при разбуривании вечномёрзлых пород, а также при бурении в районах с повышенным геотермическим градиентом.

Технология бурения с использованием модифицированной стабильной пены (МСП) (методика фирмы «Мобил Ойл») следующая: при встрече водоносного горизонта в подаваемый в скважину воздушный поток вводится бентонитовый раствор с высоким содержанием пенообразующего ПАВ. В результате контакта воздушной струи с пластовой водой образуется стабильная пена, что приводит к увеличению выносной способности воздушного потока. Пенообразующее ПАВ в своем составе содержит гильсонит.

Установлены следующие преимущества МСП: обеспечение хорошей очистки забоя скважины при скорости восходящего потока воздуха в затрубном пространстве, равной 0,23–0,76 м/с против 15,2–25 м/с, необходимой для воздушного потока без ввода пенообразующего ПАВ; образование на стенках скважины тонкой непроницаемой корки; обеспечение мгновенной очистки рабочей поверхности долота и удаление от него выбуренной породы; при использовании модифицированной стабильной пены кратно уменьшается потребность в расходе воздуха для получения аналогичного результата по сравнению с продувкой забоя чистым воздухом.

Во ВНИИБТ разработан способ резкого снижения проницаемости поглощающего пласта, который заключается в нагнетании непосредственно в зону поглощения аэрированной жидкости, которая создает в поглощающем пласте воздушно-жидкостную блокаду.

При закачке аэрированной жидкости в поглощающие пласты, представленные трещиноватыми и кавернозными отложениями, не всегда обеспечивается устойчивое равновесие в скважине, поэтому рекомендуется вслед за закачкой аэрированной жидкости цементировать зону поглощения.

2.7. НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Эффективным мероприятием по предотвращению поглощения бурового раствора является введение в циркулирующий буровой раствор наполнителей. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов.

В.Ф. Роджерс считает, что закупоривающим агентом может быть практически любой материал, который состоит из частиц достаточно малых размеров и при вводе которых в буровой раствор он может прокачиваться буровыми насосами. В США для закупоривания поглощающих каналов применяют более ста типов наполнителей и их комбинаций. В качестве закупоривающих агентов используют древесную стружку или мочало, рыбью чешую, сено, резиновые отходы, листочки гуттаперчи, хлопок, коробочки хлопчатника, волокна сахарного тростника, ореховую скорлупу, гранулированные пластмассы, перлит, керамзит, текстильные волокна, битум, слюду, асбест, изрезанную бумагу, мох, изрезанную коноплю, хлопья целлюлозы, кожу, пшеничные отруби, бобы, горох, рис, куриные перья, комки глины, губку, кокс, камень и др. Эти материалы можно применять отдельно и в комбинациях, изготовленных промышленностью или составляемых перед использованием. Определить в лаборатории пригодность каждого закупоривающего материала весьма трудно из-за незнания размера отверстий, которые должны быть закупорены.

В зарубежной практике особое внимание уделяется обес-

печению "плотной" упаковки наполнителей. Придерживаются мнения Фернаса, согласно которому наиболее плотная упаковка частиц отвечает условию распределения их по размерам по закону геометрической прогрессии; при ликвидации поглощения наибольший эффект может быть получен при максимально уплотненной пробке, особенно в случае мгновенного ухода бурового раствора.

Наполнители по качественной характеристике подразделяются на волокнистые, пластинчатые и зернистые.

Волокнистые материалы имеют растительное, животное, минеральное происхождение. Сюда относятся и синтетические материалы. Тип и размер волокна значительно влияют на качество работ. Важна устойчивость волокон при циркуляции их в буровом растворе. Материалы дают хорошие результаты при закупоривании песчаных и гравийных пластов с зернами диаметром до 25 мм, а также при закупоривании трещин в крупнозернистых (до 3 мм) и мелкозернистых (до 0,5 мм) породах.

Пластинчатые материалы пригодны для закупорки пластов крупнозернистого гравия и трещин размером до 2,5 мм. К ним относят: целлофан, слюду, шелуху, хлопковые семена и т.д.

Зернистые материалы: перлит, измельченная резина, кусочки пластмассы, ореховая скорлупа и др. Большинство из них эффективно закупоривают пласты гравия с зернами диаметром до 25 мм. Перлит дает хорошие результаты в гравийных пластах с диаметром зерен до 9–12 мм. Ореховая скорлупа размером 2,5 мм и менее закупоривает трещины размером до 3 мм, а более крупная (до 5 мм) и измельченная резина закупоривают трещины размером до 6 мм, т.е. ими можно закупорить трещин в 2 раза больше, чем при использовании волокнистых или пластинчатых материалов.

При отсутствии данных о размерах зерен и трещин поглощающего горизонта применяют смеси волокнистых с пластинчатыми или зернистыми материалами, целлофана со слюдой, волокнистых с чешуйчатыми и зернистыми материалами, а также при смешивании зернистых материалов: перлита с резиной или ореховой скорлупой.

В США используют смеси наполнителей под различными фирменными названиями, например Тем-Плаг, состоящий из смолы и скорлупы земляных орехов, причем твердая растворимая нефтяная смола составляет 75 %, а скорлупа – 25 % по массе. Смола содержится в виде частиц размером меньше 3 мм, а скорлупа остается на сите № 8.

Квик-сил — сочетание наполнителей различных размеров и формы (гранулированного, хлопьевидного и волокнистого) в соответствии со стандартом АНИ; смеси на основе CaCO_3 для "лучшего сцепления при закупоривании каналов поглощения жидкости", а наличие одновременно мрамора и известняка позволяло "запрессовывать" каналы и поры. Формирование такой пробки должно продолжаться до тех пор, пока она не уплотнится настолько, что не будет пропускать мельчайших твердых частиц, кроме фильтрата. Последнее благоприятствует созданию непроницаемых преград, так как дает возможность использовать смеси с высокой водоотдачей. При этом рекомендуется наиболее плотная упаковка крупных частиц, используемых для построения каркаса перемычки.

Подобранный несущий раствор состоит из 5%-ного водного раствора соли, аттапульгитовой глины, диаксила-Д, тонкоизмельченного CaCO_3 (известняка) и барита (или одного из них). Количество компонентов в растворе определяется заданной плотностью конечного закупоривающего раствора.

Типовой состав закупоривающего раствора, имеющего плотность $1,95 \text{ г/см}^3$, следующий (из расчета на 1 м^3): вода — 585 л; NaCl — 27,7 кг; аттапульгит — 12,2 кг; диаксил-Д — 84,9 кг; барит — 942,3 кг.

Закупоривающая способность конечных растворов проверялась в лабораторных условиях на искусственных трещинах. При этом несущие растворы с большой водоотдачей оказались весьма эффективными (табл. 2.5).

Важнейшими свойствами наполнителей являются: наличие оптимального распределения размеров частиц, форма, масса или плотность частиц, их жесткость и инертность. Максимальный размер частиц определяется сечением поглощающих каналов. Материалы, состоящие из однородных по размерам частиц (пластинчатые материалы), не образуют корки, перекрывающей отверстия. Волокнистые материалы, содержащие волокна различных длин и диаметров, образуют непроницаемую корку, но часто волокна не выдерживают перепада давлений и разрываются, и потеря циркуляции возобновляется.

Лучшей смесью для ликвидации поглощения при низких давлениях является высококоллоидный глинистый раствор с добавками волокнистых материалов и листочков слюды. Волокнистые материалы, откладываясь на стенке скважины, образуют сетку. Листочки слюды укрепляют эту сетку и закупоривают более крупные каналы в породе, а поверх всего этого образуется тонкая и плотная глинистая корка.

Закупоривающая способность различных материалов

Смесь	Плотность, г/см ³	Фильтрационные отверстия	Примечания
СВ с сортированным мрамором	1,98 1,95	Открыты "	Закупорены. Эквивалентно проникновению частиц на 1 м То же, на 1,14 м
СВ с сортированным известняком	1,98 1,82	" "	" , на 1,06 м " , на 1,06 м
СВ модифицированная с сортированным мрамором	1,83 1,98 1,96	" "	" , на 1,06 м Не закупорены. $p_{\max} = 14$ кгс/см ² То же. $p_{\max} = 10,5$ кгс/см ²
СВ с сортированным мрамором	1,98 1,95 1,95	Закреты " "	Закупорены. Эквивалентно проникновению частиц на 4,27 м То же, на 4,57 м " , на 10,7 м
ЛВ с сортированным известняком	1,36	"	" , на 11,3 м
С низкой водоотдачей	1,89	Открыты	Не закупорены
То же	1,83	Закреты	
Раствор чистого цемента	1,87 1,87	Открыты "	Закупорены. Эквивалентны проникновению частиц на 1,14 м
с сортированным мрамором	1,87	Закреты	То же, на 1,14 м " , на 12,5 м
Раствор чистого цемента без сортированного мрамора	1,87	Открыты	Не закупорены. $p_{\max} = 21$ кгс/см ²

В зарубежной практике при изоляции зон поглощений буровых растворов получила применение так называемая "жидкая глина". Применение "жидкой глины" не рекомендуется при потере циркуляции в результате поглощения бурового раствора кавернозными пластами. Применение "жидкой глины" дает хорошие результаты в тех случаях, когда раствор поглощается трещинами, образовавшимися или раскрывшимися в процессе бурения, а также при изоляции трещин естественного происхождения. Действие "жидкой глины" основано на быстром оседании из раствора твердых частиц, способных закупоривать трещины.

Для приготовления закупоривающего раствора использует-

ся "чистая" вода, в которой растворяют реагенты, предотвращающие гидратацию глины: известь (которая вводится в раствор из расчета 5,7–11,4 г на 1 л воды) или поваренная соль (42,0–85,8 г на 1 л воды). Затем в воде растворяют от 8,6 до 17,2 г на 1 л воды водного магнийалюмосиликата, который способствует образованию на поверхности трещины проницаемой глинистой корки. После этого в раствор может быть добавлен барит. Добавляются также наполнители (гранулированная ореховая скорлупа, древесные опилки и т.п.).

При использовании "жидкой глины" принята следующая последовательность работ.

1. Затворение в приемной емкости закупоривающего раствора в количестве, равном двум объемам скважины.

2. Подъем бурового инструмента с долотом на безопасную высоту над зоной поглощения.

3. Закачка "жидкой глины" через бурильные трубы и продавка ее в пласт буровым раствором.

Если циркуляция восстановится до закачки всего заготовленного объема "жидкой глины", закачку продолжают, закрыв превентор, до тех пор, пока весь объем ее не будет вытеснен из бурильных труб. Закачку и продавку рекомендуется вести без остановок, чтобы избежать забивания отверстий долота содержащимися в закупоривающем растворе твердыми частицами.

4. Задавливание "жидкой глины" в пласт под давлением с выдержкой во времени (продавка ведется небольшое время с весьма малой скоростью, а затем на некоторое время прекращается).

Цикличность процесса задавливания способствует повышению давления.

Давление при задавливании "жидкой глины" может возрасти, а затем упасть почти до нуля вследствие образования новых трещин или прорыва пробки в существующей трещине. В таких случаях задавливание следует продолжать до установления окончательного давления (по мнению одних специалистов, оно достигает 14 МПа, по мнению других – 7 МПа).

5. Выдержка скважины в течение некоторого времени под окончательным давлением, после чего давление снижается и скважина промывается буровым раствором.

6. Спуск инструмента с долотом до забоя вымывание (через долото) остатка "жидкой глины" для отделения с помощью вибросита закупоривающих материалов.

В гранулированных материалах легче создавать благоприятное распределение частиц по размерам, что позволяет получать непроницаемую корку, не уступающую по прочности стенке скважины. Такими материалами являются силикаты, состоящие из стекловидных ячеистых сферических зерен. Важной характеристикой материала, используемого для борьбы с потерей циркуляции, является масса отдельных частиц.

Для изоляции зоны поглощения, представленной кавернозными породами, предлагается применять закупоривающий материал, частицы которого представляют собой геометрические тела различных форм. Каждая из этих частиц обязательно включает конусный элемент, в том числе конусы вращения, призмы, ромбы и т.д. Материалами для приготовления таких частиц служат техническая резина и другие синтетические материалы.

В зависимости от размера трещины и каверн подбирают соответствующие размеры наполнителей. С точки зрения гранулометрического состава наполнителя и его формы считается, что зернистый наполнитель, частицы которого имеют угловатую форму, более эффективен, чем пластинчатые или волокнистые материалы.

В США для ликвидации поглощения чаще применяют смесь наполнителей, состоящих одновременно из гранулярных, пластинчатых и волокнистых материалов. Лучшие результаты получены при концентрации наполнителей в буровом растворе 28 кг/м^3 . Смесь состоит из ореховой скорлупы, частиц пластика, хлопьев целлофана, волокон камыша.

ВНИИБТ, ТатНИПИнефть, БашНИПИнефть, ВолгоградНИПИнефть, б. ВНИИКРнефть и другими институтами и производственными объединениями проведена большая работа по использованию наполнителей для изоляции зон поглощений. Зная размеры поглощающих каналов, можно определить, при каком фракционном составе наполнителей будут закупорены поглощающие каналы. Поэтому при бурении скважин, в которых ожидается поглощение бурового раствора, пробы отбирают в желобах перед вскрытием зоны поглощения, в процессе ее разбуривания и после проведения изоляционных работ. При бурении скважин с полным поглощением и при отсутствии шламовой пробки на забое размеры каналов поглощающего пласта оценивают по пробе, отобранной в желобах до вскрытия интервалов поглощения, и по пробам, отобранным двумя шламоуловителями, установ-

ленными ниже и выше интервала поглощения. Анализ показывает, что раскрытие канала круглого сечения ориентировочно равно трем диаметрам средней фракции, а для щели с параллельными стенками – двум диаметрам частиц, унесенных в пласт.

Сведения о раскрытии каналов поглощающих пластов могут быть получены на основе анализа данных о проникновении в них вязкопластической жидкости или на основе материалов по кратковременному закачиванию ВПЖ в пласт. В первом случае определяют средний гидравлический радиус системы каналов, заполненных смесью к моменту наступления равновесия в системе скважина – пласт, во втором случае – ширину раскрытия каналов.

Размер частиц наполнителя выбирают с учетом того, что в канал круглого сечения свободно проходят частицы, размер которых менее $1/3$, а в щель – частицы размером менее $1/2$ ее раскрытости.

Разработана методика определения размеров каналов поглощения по результатам гидродинамических исследований поглощающего пласта при установившихся режимах течения. По этой методике рекомендуется применять наполнители при среднем эквивалентном диаметре каналов свыше 1 мм при средней эквивалентной раскрытости трещин свыше 0,6 мм. Размеры частиц, число фракций, концентрацию отдельных фракций и суммарную концентрацию всех фракций наполнителей выбирают в зависимости от средних эквивалентных размеров каналов поглощения по рис. 2.19, на котором приняты следующие обозначения: d_n – средний размер наполнителя, мм; $d_{n \max}$ – максимальный размер наполнителя наиболее крупной фракции, мм; $d_{n \min}$ – минимальный размер наполнителя, мм; d – средний эквивалентный диаметр каналов поглощения.

Так, если средний эквивалентный диаметр каналов поглощения $d = 9$ мм (см. рис. 2.19, точка $1'$), то, проведя из этой точки вертикальную прямую до пересечения с графиком d_n в точке $2'$, а из точки $2'$ – горизонтальную линию до пересечения с осью ординат (d_n), находим средний размер наполнителя наиболее крупной фракции, который составляет 4,5 мм.

Аналогично определяют максимальный размер наполнителя данной фракции $d_{n \max}$ (см. рис. 2.19, точка $1' - e$, затем по горизонтали до пересечения с осью d_n) – 6,4 мм и минимальный размер $d_{n \min}$ – 3,2 мм (см. рис. 2.19, $1' - f$, затем по горизонтали до пересечения с осью d_n).

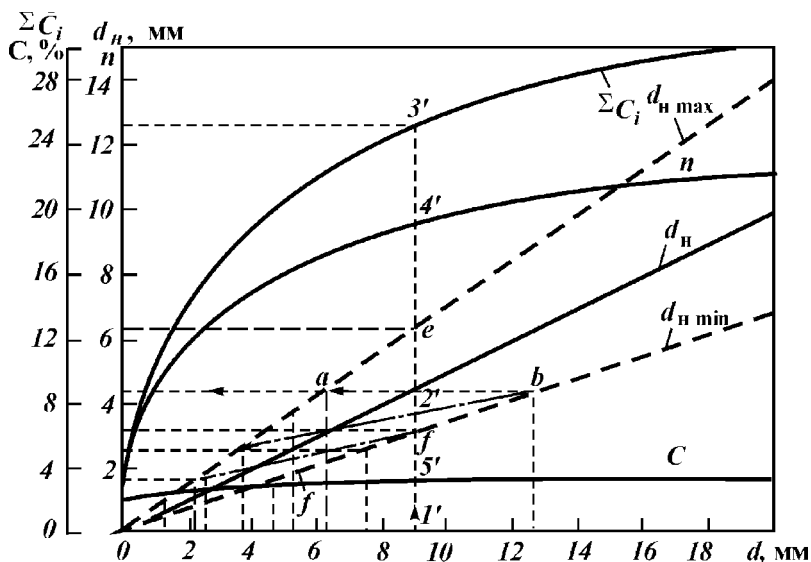


Рис. 2.19. Номограмма для выбора размеров (d_n , $d_{n \max}$, $d_{n \min}$) концентраций отдельных фракций (e) и суммарной концентрации ($\Sigma \bar{C}_i$), числа фракций (O) наполнителей в зависимости от среднего эквивалентного диаметра каналов поглощающего пласта (d)

Оптимальную концентрацию наполнителей данной фракции определяют по графику (см. рис. 2.19, прямая C), из точки его пересечения $5'$ с вертикальной прямой $1'$ проводят горизонтальную линию до пересечения с осью ординат $\Sigma \bar{C}_i$ и находят концентрацию: $C = 3\%$.

По номограмме можно также определить размеры поглощающих каналов, которые перекрывает наполнитель данной фракции (см. рис. 2.19, отрезок ab , соединяющий графики $d_{n \min}$ с $d_{n \max}$). Размеры частиц 3,2–6,4 мм перекрывают поглощающие каналы размером от 6,3 до 12,7 мм. Если имеются каналы и меньшего размера, то для их перекрытия наполнитель должен включать фракции меньшего размера. По графику также можно определить суммарную концентрацию $\Sigma \bar{C}_i$ различных фракций наполнителя и число фракций n .

Добавление в буровой раствор различных наполнителей предотвращает проникновение его в пористые и мелкокрешиноватые породы, так как в этом случае гидравлическое сопротивление движению раствора по кольцевому зазору значительно ниже сопротивлений, возникающих при уходе раствора в пласт.

Исследования и промысловый опыт показывают, что при

роторном способе бурения наилучшие результаты получены, если в буровой раствор вводить до 20–30 кг/м³ наполнителя, а при турбинном – до 5 кг/м³.

Оптимальные количества вводимых в раствор наполнителей, при которых не нарушается нормальное бурение скважины, приведены в табл. 2.6 (В.И. Крылов, Н.И. Сухенко).

В случае, если при бурении турбинным способом добавка наполнителя в указанном количестве не предотвращает поглощения бурового раствора, следует по возможности перейти на роторное бурение зоны поглощения и увеличить количество добавляемого наполнителя.

Оптимальным материалом, удовлетворяющим любым условиям, может быть только гетерогенная смесь, состоящая из различных по форме и свойствам компонентов. Поэтому многие фирмы США и других стран выпускают в одной таре смесь различных наполнителей, удовлетворяющих ликвидации зон поглощения при определенной раскрытости каналов. В России значительно расширились ассортимент и объем применения наполнителей. Наиболее часто используемые: опилки древесные, кордное волокно, дробленая резина, хромовая стружка, кожа-"горох", слюда-чешуйка, кошма, ореховая скорлупа, шлам, крупноразмерная резина (НДР) и др. В зависимости от интенсивности поглощения, параметров поглощающего пласта, состояния уровня раствора в скважине, количества зон поглощения применяют различные технологические приемы по намыву наполнителей.

При наличии нескольких зон поглощения изоляционные работы проводят с установкой гидромеханического пакера с целью разобщения зон. Намыв наполнителей производят через открытый конец буровых труб при одной зоне погло-

Таблица 2.6

Оптимальные количества наполнителей

Наполнители (размер частиц)	Добавки наполнителей, %	
	при турбинном бурении	при роторном бурении
Целлофан (до 7–12 мм)	0,1–1,0	1,0–3,0
Кожа-"горох" (до 8–10 мм)	0,1–0,5	0,5–7,0
Кордное волокно	0,1–0,2	0,2–5,0
Слюда-чешуйка (до 7–10 мм)	0,1–2,0	2,0–7,0
Керамзит (до 5 мм)	–	0,5–5,0
Резиновая крошка (до 8 мм)	–	0,5–5,0
Подсолнечная лузга	–	0,5–5,0
Перлит вспученный	–	0,5–5,0
Опилки древесные	–	0,5–5,0

щения. При намыве наполнителей через пакер последний устанавливают на 20–30 м выше кровли поглощающего пласта. Нагнетательную линию цементируемых агрегатов соединяют с патрубком бурового стояка. Наполнитель равномерно подают в приемный чан цементируемого агрегата и после перемешивания закачивают в бурильные трубы. Намывают наполнители на воде или буровом растворе. После достижения заданного давления на устье для конкретной площади с целью определения эффективности намыва в зону поглощения пакер освобождают и бурильные трубы спускают на 10–15 м ниже подошвы поглощающего пласта. Если значение приемистости остается без изменения, то наполнитель намывают повторно. При этом меняют размер наполнителей и их компонентный состав. При отсутствии большого эффекта от намыва наполнителей процесс продолжается до снижения интенсивности поглощения на 30–40 % от первоначального. Дальнейшие изоляционные работы проводят тампонажной смесью.

При выборе тампонажной смеси исходят из того, что в поглощающем пласте могли остаться непокрытыми отдельные каналы, диаметр которых составляет 1–1,5 диаметра частиц намываемого материала или меньше. Для повышения эффективности перекрытия поглощающих каналов в последнюю порцию тампонажной смеси добавляют до 4 % от объема смеси более мелких наполнителей по сравнению с применяемыми (например, древесные опилки, резиновую крошку и т.п.).

При динамическом уровне жидкости в скважине ниже ее устья наполнители намывают через воронку, установленную на верхней муфте бурильных труб, одновременно в воронку подается жидкость с постоянным расходом и засыпается наполнитель небольшими порциями (до 6 % от объема жидкости намыва), который увлекается потоком и уносится в зону поглощения.

В объединениях Татнефть и Оренбургнефть улюк и крупнозернистую резину в сочетании с другими наполнителями намывают через устьевую воронку. Улюк в воронку подается жгутами длиной 20–30 см и в диаметре до 5 см с одновременной подачей жидкости через ведущую трубу и засыпкой других наполнителей. При намыве на воде с целью исключения образования пробок в бурильные трубы периодически закачивают порцию глинистого раствора объемом до 2 м³, а после подачи 150–200 кг улюка – буровой раствор в объеме до 20 м³ с повышенными структурно-механическими свойствами.

Для повышения эффективности применения наполнителей производят оценочный намыв в объеме раствора до 15 м³. При этом, если в процессе намыва наблюдается увеличение давления, то продолжают намыв наполнителей тех же типов. Если давление остается без изменения, то переходят к более крупному размеру наполнителей. Если при бурении турбинным способом добавки наполнителей в рекомендуемом количестве не предотвращают поглощение бурового раствора, то по возможности переходят на роторный способ бурения и увеличивают количество добавляемого наполнителя иногда до 10–13 %. Наполнитель смешивают с буровым раствором в глиномешалках и добавляют в циркулирующий раствор равномерно в течение всего цикла промывки. При этом долото должно быть поднято выше зоны поглощения. При отсутствии глиномешалки наполнители вводят в желоб или приемную емкость в течение двух-трех циклов промывки. При бурении в растворе сохраняется требуемое количество наполнителя путем периодического его ввода.

В некоторых районах применяют намыв наполнителей в зону поглощения через открытый конец бурильных труб с помощью буровых насосов или цементирувочных агрегатов. Технология намыва не отличается от технологии, осуществляемой через пакер. Обычно открытый конец бурильных труб устанавливают на 10–15 м выше кровли поглощающего пласта. Наполнители забрасывают в воронку, установленную на устье скважины, с одновременной подачей бурового раствора цементирувочным агрегатом или буровым насосом через ведущую трубу. Наполнители намывают до появления циркуляции. После появления циркуляции намыв прекращается, бурильные трубы спускаются на 10–15 м ниже подошвы поглощающего пласта и восстанавливают циркуляцию с целью определения результатов намыва. При выходе циркуляции, не поднимая бурильных труб, производят работы по закачиванию в поглощающий пласт тампонажной смеси.

При промывке скважины раствором с наполнителем снимают сетки вибросит или направляют раствор мимо вибросит. Бурят с наполнителем до прекращения поглощения, после чего буровой раствор пропускают через вибросито, и работа продолжается без наполнителя.

При высокой интенсивности поглощения широко применяют тампоны типа "мягких пробок". В практике применяются следующие виды тампонов:

1. Смесь бурового раствора с наполнителями (или их смесью).

2. Бентонито-битумная паста.
3. Тампоны на углеводородной основе:
 - 3.1. Соляробентонитовая смесь (СБС) с добавкой или без добавки ПАВ.
 - 3.2. Нефтебентонитовая смесь (НБС).
4. Замазки.
5. Латекс.

Целесообразно применение в тампоне гранулярных, волокнистых и пластинчатых наполнителей в сочетании 1:2:2. Объем тампона обычно не менее 5–10 м³. В отдельных случаях в зависимости от мощности поглощающего пласта он достигает 50–100 м³. Тампон готовят следующим образом. Цементировочный агрегат обвязывают с цементно-смесительной машиной, затаренной глинопорошком. При этом выкидную трубу смесителя устанавливают так, чтобы струя глинистого раствора была в сетку чана. В процессе приготовления смеси один рабочий очищает сетку чана, второй загружает необходимое количество наполнителей в чан агрегата, третий перемещает выкидную трубу смесителя вдоль сетки, очищает ее гидравлической струей. Тампоны обычно приготавливают на глинистом растворе плотностью 1,1–1,14 г/см³ и вязкостью 25–60 с по ПВ-5.

Если при ликвидации поглощения тампоны из одной комбинации наполнителей не дают положительного результата, приготавливают комбинации наполнителей разного размера.

При частичном поглощении применяют тампоны из соляробентонитовой (СБС) или нефтебентонитовой (НБС) смеси. Состав СБС: а) без добавок ПАВ – 1 м³ дизельного топлива и 1–1,2 т бентонитовой глины; б) с добавкой ПАВ – 1 м³ дизельного топлива, 1,2–1,5 т бентонитовой глины и 0,5 % ПАВ (от массы смеси). ПАВ придает подвижность СБС и способствует лучшему отделению дизельного топлива от смеси. В качестве ПАВ используют крезол, Na₂CO₃ и др.

Смесь приготавливают так: в чистую емкость объемом 4–5 м³ заливают расчетное количество дизельного топлива, затем ПАВ, все это хорошо перемешивают, после чего засыпают глину. В процессе приготовления и закачки смесь перемешивается цементировочным агрегатом, подключенным к штуцерному устройству и емкости. Готовая смесь закачивается цементировочными агрегатами (не менее трех) через буровые трубы, установленные на 20–30 м выше зоны поглощения. При прокачивании через буровые трубы СБС должна быть изолирована от бурового раствора верхней и

нижней буферными пробками из дизельного топлива, по $0,5 \text{ м}^3$ каждая.

С момента выхода смеси и до окончания выдавливания ее из бурильных труб в затрубное пространство прокачивается буровой раствор в количестве от 0,5 до 1 объема смеси.

Продавливать смесь необходимо таким образом, чтобы над зоной поглощения остался столб смеси высотой 10–15 м. Давление в затрубном пространстве при продавке смеси не должно превышать 10 МПа. После закачки смеси инструмент поднимают в башмак, восстанавливают циркуляцию и производят обработку раствора до заданных параметров с целью дальнейшего углубления скважины. Объем СБС и НБС обычно не превышает $1,5\text{--}3 \text{ м}^3$. Допустимый объем этих смесей до 10 м^3 , однако в этом случае необходимо увеличить объемы буферных жидкостей.

Для получения мягких пробок в интервале зоны поглощения применяют замазки, битумобентонитовую пасту, латекс.

Замазка обладает достаточной пластичностью и гидрофобностью, не подвергается размыву в потоке жидкости и хорошо закупоривает имеющиеся в породе трещины. Снижение интенсивности поглощения при помощи замазки может быть достигнуто только в трещиноватых и пористых породах (применение замазки в кавернозных породах не рекомендуется).

Одновременно можно загружать замазкой до трех обсадных труб. Для лучших условий выпрессовки замазки на забое в процессе ее загрузки в трубу периодически заливают отработанное масло (10 кг на 200 кг замазки). При необходимости (большая мощность зоны поглощения) замазка выпрессовывается на забой в два рейса; в этом случае замазку задавливают в пласт после доставки всей порции ее на забой.

Замазку можно задавливать только в зону поглощения у забоя. Если поглощающая зона находится выше забоя, следует предварительно установить цементный мост у подошвы поглощающей зоны, после чего можно задавить замазку. Для задавки замазки в трещину поглощающего пласта на бурильные трубы навинчивают трехшарошечное долото диаметром, равным диаметру скважины, и спускают в скважину. После подъема бурильных труб с долотом зону поглощения заливают цементным раствором через открытый конец бурильных труб.

Битумобентонитовая паста состоит из битума марки БН-5 или БН-4, бентонитовой глины и дизельного топлива. Соотношение битума и бентонитовой глины 1:1. Пластическая

вязкость битумобентонитовой пасты регулируется введением разного количества дизельного топлива в зависимости от проницаемости пород поглощающего горизонта.

Пасту можно приготавливать непосредственно на буровой. Для этого в металлическом сосуде подогревают битум, который расплавляется до жидкого состояния. Затем в сосуд наливают дизельное топливо, оно перемешивается с битумом, одновременно добавляют бентонитовую глину. После получения однородной массы паста считается готовой для заливки. Доставка битумобентонитовой пасты к зоне поглощения и технология выпрессовки аналогичны доставке и выпрессовке замазки. После выпрессовки битумобентонитовой пасты, как и при использовании замазки, необходимо произвести трамбовку ее бурильным инструментом с навинченным на нижний конец долотом или забойным фрезером.

Для установки тампонов может быть использован латекс.

Латекс в зоне поглощения коагулирует под влиянием смешивания его с солями двух- и трехвалентных металлов. При этом образуется эластичная плотная каучуковая масса, заполняющая поры, трещины и каверны поглощающей зоны.

Перед заливкой зоны поглощения латексом на буровой приготавливают 4–5 м³ минерализованной воды из расчета 2–2,5 кг кристаллического хлористого кальция и 5–7 кг поваренной соли на 1 м³ воды. Окончательная рецептура подбирается в лаборатории в зависимости от прочности каучука.

Порядок проведения работ по изоляции зоны поглощения латексом сводится к следующему. Латекс доставляют к зоне поглощения в бурильных трубах, нижний конец которых заглушен деревянной пробкой или диафрагмой. Над латексом устанавливают каучуковый тампон, а затем на трубы навинчивают обратный клапан. При спуске труб в скважину через каждые 200–250 м доливают жидкость, причем вначале заливают 1 м³ минерализованной воды, а затем буровой раствор.

После спуска труб в затрубное пространство закачивают 3–4 м³ минерализованной воды, часть которой продавливают в зону поглощения с расчетом, чтобы в скважине остался столб воды в пределах 60–100 м. Из бурильных труб латекс выдавливается одновременно с продавливанием столба минерализованной воды из затрубного пространства, что способствует лучшей коагуляции латекса. Через 30–40 мин после закачки латекса производится обычная заливка зоны поглощения тампонажным раствором из цемента.

3.1. ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ И СМЕСИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Опыт борьбы с поглощениями буровых и тампонажных растворов показывает, что успех изоляционных работ в значительной мере определяется качеством применяемых тампонирующих смесей. Основные требования к ним и методам их испытания вытекают из специфических условий и технологии их применения.

Наиболее распространенным методом изоляции поглощающих пластов является закачка в скважину цементной смеси, приготавливаемой на поверхности. Технологические условия применения таких смесей и основное их назначение предъявляют противоречивые требования к структурно-механическим свойствам тампонирующих растворов. Необходимо, чтобы во время приготовления и транспортировки по трубам смесь была подвижной. При поступлении смеси в каналы поглощающего пласта она должна иметь выраженную структуру, прочность которой быстро возрастает и через 8–10 ч выдерживает определенную нагрузку, т.е. смесь должна пройти ряд превращений, изменяя в определенные моменты свое состояние от жидкотекучего до пластично-вязкого и наконец твердого с определенными физико-механическими характеристиками. Смесь должна легко регулироваться при температурах и давлениях для изменения структурно-механических свойств и плотности.

Менее распространены способы изоляции поглощающего пласта, основанные на использовании смесей, приобретающих необходимые свойства в скважине за счет смешения двух компонентов в зоне поглощения (параллельная закачка двух растворов по двум рядам труб, использование глубинного смесителя и т.д.).

По В.И. Крылову, необходимыми требованиями, предъявляемыми к тампонажным смесям, используемым для изоля-

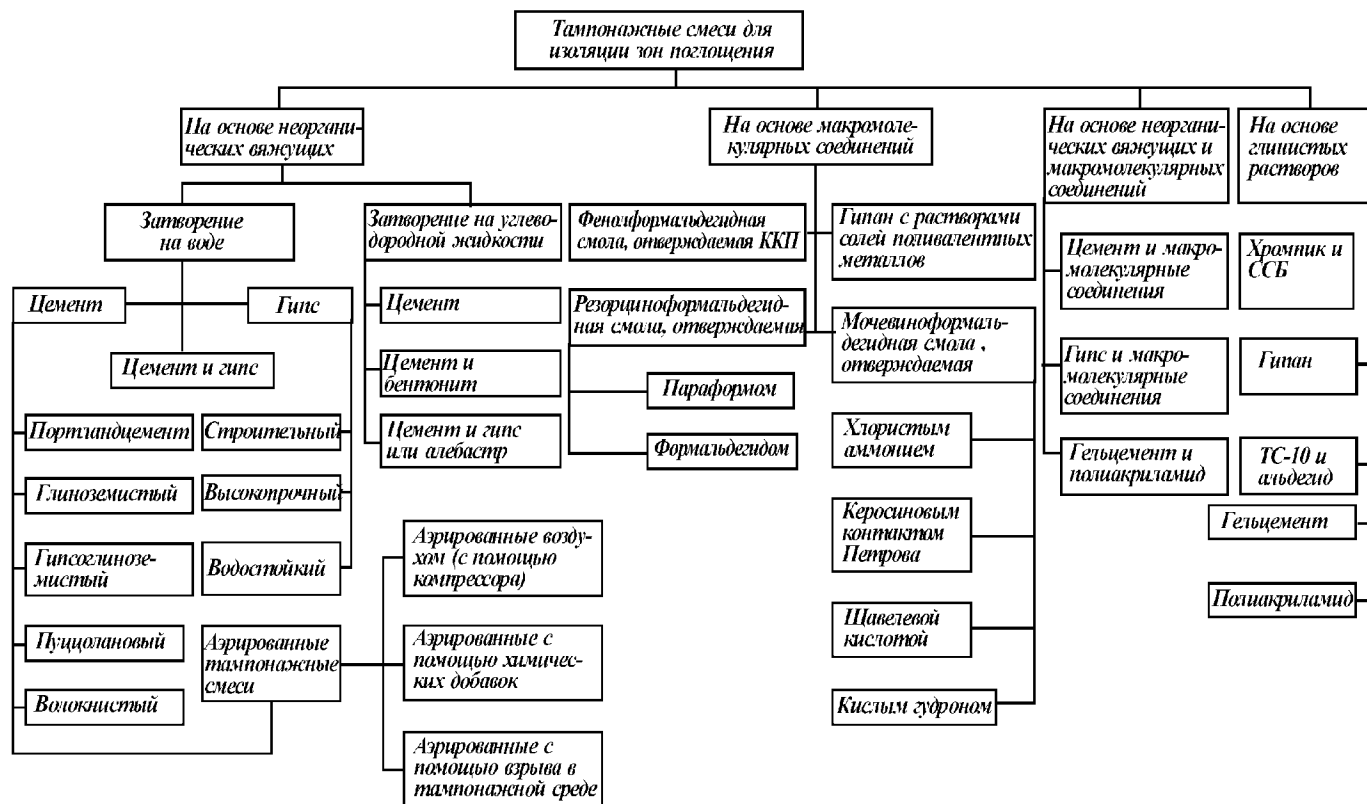


Рис. 3.1. Классификация тампонажных смесей для изоляции зон поглощения

ции зон поглощения, являются вязкоупругие и дилатантные свойства.

Вязкоупругие свойства тампонажным смесям можно придать путем ввода в них в небольших количествах некоторых макромолекулярных соединений, обработкой тампонажных смесей взрывом (позволяет получить высокостойкие эмульсии, в которых "вморожены" пузырьки газа продуктов взрыва, что обеспечивает вязкоупругие свойства обработанным смесям); при вводе в цемент алюминиевого порошка и при затворении смеси водой выделяется газ, при этом образуется цементно-газовая смесь с высокими закупоривающими свойствами.

На рис. 3.1 приводится классификация тампонажных смесей, применяемых для изоляции зон поглощения.

3.1.1. ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ И РАСТВОРЫ

Способность тампонажных цемента после затворения водой к структурообразованию и твердению (превращению в камень) предопределила их наиболее широкое применение для изоляции поглощающих горизонтов.

Применительно к портландцементу (тампонажные цемента для "холодных" и "горячих" скважин) первой стадией структурообразования является возникновение коагуляционной структуры исходных частиц цемента и гидратных новообразований. На второй стадии развивается сплошная рыхлая кристаллизационная структура гидроалюмината, которая обычно разрушается при перемешивании раствора. Третья стадия – это образование кристаллизационной структуры гидросиликатов.

При затворении цемента водой вначале происходит растворение небольшой части его до насыщения, вступающей в химическое взаимодействие с водой. Затем наступает период коллоидации, характеризующейся высокой дисперсностью частиц цемента, – период "собственно схватывания" (коагуляционного структурообразования), переходящий в "собственно твердение" (период кристаллизации) раствора при переходе системы из менее устойчивого состояния в более устойчивое.

В начальный момент затворения цемент эффективно взаимодействует с водой. Затем наступает период замедления этих реакций, который зависит от физико-химического со-

става цемента. В это время цементный раствор близок по свойствам к пластической массе. На поверхности зерен цемента образуются сольватные оболочки и положительные электрические заряды, а между ними возникают силы отталкивания.

Степень структурирования смесей возрастает во времени: этот процесс имеет вероятностный характер. Структурированию обычно содействует наличие в растворе цементных частиц удлиненной формы, так как в этом случае на поступательное броуновское движение налагаются вращательные движения, увеличивающие вероятность столкновения частиц. На острых краях цементных зерен толщина сольватной оболочки меньше, чем на остальных участках поверхности, плотность электростатического заряда и сила отталкивания здесь также меньше.

Таким образом, в системе образуется коагуляционная структура (весь раствор представляет собой как бы единое тело, имеющее сетчатую структуру). Однако зерна практически не касаются друг друга. Чем меньше толщина пленочной воды, адсорбированной на поверхности цементных частиц, тем прочнее структура, больше значения динамического напряжения сдвига и пластической вязкости дисперсной системы.

Выделяются четыре стадии структурообразования и гидратации.

1. Интенсивная гидратация. Наблюдается максимальная скорость процесса гидратации. Идет коагуляционное образование коллоидных частиц до формирования пространственного каркаса коагуляционной структуры.

2. Развитие пространственной коагуляционной структуры. Степень структурообразования продуктов гидратации незначительна, наблюдаются деструктивные явления.

3. Образование пространственного каркаса кристаллизационной структуры. Интенсивные процессы структурообразования за счет развития коагуляционных контактов в кристаллизационные. Вновь возрастает степень гидратации.

4. Незначительный рост упругости и основное повышение прочности. Скорость гидратации наименьшая. Нарастание прочности происходит за счет субмикроструктурной (гелевидной), медленно развивающейся структуры гидросиликатных материалов, обуславливающей неупругие свойства цементного камня. Происходит обрастание основного кристаллизационного каркаса и развитие новообразований внутри его с созданием внутренних напряжений, в результате кото-

рых наблюдаются деструктивные явления в виде спадов упругости и прочности.

Модули быстрой эластичной деформации в первой и второй стадиях для портландцемента изменяются в пределах от 10^3 до 10^5 Па, наблюдается развитие медленных высокоэластичных деформаций, с периодом релаксации $(1\div3)10^2$ с.

В третьей и четвертой стадиях модули быстроэластичной деформации изменяются от 10^6 до 10^9 Па, резко уменьшается период релаксации высокоэластичных деформаций, что указывает на коагуляционно-кристаллизационные и кристаллизационные структуры в этот период.

При увеличении давления зерна цемента испытывают возрастающую нагрузку. В микротрещины зерен вода (особенно обработанная ПАВ) проникает на большую глубину. Зерно цемента (покрытое микротрещинами, наличие которых объясняется резкими температурными изменениями и ударными нагрузками при производстве цемента) разрушается, обнажаются новые поверхности, активность его повышается, тампонажный раствор интенсивнее загустевает и быстрее затвердевает.

В период вязкопластичного состояния (до начала схватывания) сцепление высокодисперсных продуктов гидратации обуславливается ван-дер-ваальсовыми и водородными силами связи, что приводит к образованию тиксотропной коагуляционной структуры.

Сцепление частиц друг с другом происходит также за счет ненасыщенных валентных связей, возникающих в результате механического разрушения кристаллической решетки.

Природа сил, обуславливающих прочность тампонажного камня, имеет различные толкования, основанные как на кристаллизационной, так и на коллоидно-химической теории. В первом случае она объясняется срастанием кристаллов в местах контактов за счет ионно-химических связей, а во втором – сцеплением частиц благодаря ван-дер-ваальсовым поверхностным силам.

Таким образом, процесс структурообразования вяжущих веществ происходит в два этапа. Результатом первого этапа является коагуляционная структура частиц и гидратных новообразований. Пластическая прочность структуры к этому моменту низка, темп нарастания ее медленный и зависит от связывания воды, степени диспергирования цемента в воде и накопления гидратных новообразований. Такая система тиксотропна и связь между частицами в ней обеспечивается через гидратные оболочки, которые отделяют их друг от дру-

га. После механического разрушения системы связь восстанавливается.

Второй этап характеризуется возникновением и развитием кристаллизационной структуры гидратов цементных минералов. Поверхность частиц увеличивается, возникают молекулярные связи между ними. Этот процесс характеризуется интенсивным нарастанием прочности структуры. При этом формируется непосредственная связь между частицами, которая отличается высокой прочностью и необратимым характером разрушения (например, при запоздалом продавливании раствора).

Существенное влияние на процесс твердения цементного камня оказывают температура и давление. Ускоряется гидратация, изменяется растворимость твердых веществ в жидкой фазе, что влияет на степень и механизм перенасыщения; при высоких температурах изменяется фазовый состав продуктов гидратации цементов, шлаков и других вяжущих материалов.

Фазовый состав затвердевшего цементного камня очень сложен. Гидратация портландцемента сопровождается образованием продуктов, мало отличающихся от продуктов гидратации основных его минералов C_3S , $\beta = C_2S$, C_3A , C_4AF .

Гидратация C_3S и $\beta = C_2S$ в нормальных условиях приводит к образованию гидросиликатов кальция с изменяющимися в широких пределах составом и степенью закристаллизованности.

Наиболее быстро гидратирующимся минералом портландцементного клинкера, определяющим сроки схватывания тампонажного цемента и начальную прочность формирующегося камня, является трехкальциевый алюминат C_3A . Затворение водой приводит к образованию вокруг исходных зерен рыхлой пластинчатой оболочки кристаллов гидроалюмината кальция. Через сутки степень гидратации C_3A составляет 70–80 %.

В подавляющем большинстве скважин изоляционные работы, как правило, производятся чистыми портландцементными растворами, тогда как физико-механические свойства камня возрастают в случае введения в них кварцевого песка, особенно при высоких температурах и давлениях.

Конечные результаты формирования цементного камня в скважине, являющиеся следствием физико-химических процессов, протекающих на фоне образования коагуляционной и кристаллизационной структуры (загустевания и твердения тампонажного раствора), а также скорость протекания этих процессов определяются водоцементным отношением (чем ниже температура, тем существеннее), условиями твердения, в

Сроки схватывания и время загустевания цементных растворов

Состав смеси, доли		Добавки, %		Количество воды, %, от массы смеси до растекаемости 19–20 см	Условия опыта		Начало схватывания, ч – мин	Время загустевания, ч – мин	Отношение схватывания к загустеванию
Цемент	Гипан	ССБ	Хром-пик		$T, ^\circ\text{C}$	$p, \text{МПа}$			
1	–	–	–	50	60	30	2–00	1–21	1,48
3	1	–	–	76	60	30	2–10	–	1,02
1	–	0,6	0,30	38	90	45	7–00	2–40	2,60
3	1	0,7	0,35	71	90	45	2–10	0–41	3,18

первую очередь температурой (чем выше температура, тем активнее), давлением, природой цемента, а также количеством и природой химических реагентов (активаторов, замедлителей и стабилизаторов).

Именно в процессе формирования камня (цементного кольца) в скважине и совершаются процессы, которые приводят либо к сплошному цементному камню, либо к образованию в нем флюидопроводящих каналов.

Механическое перемешивание существенно изменяет переход раствора из жидкого состояния в твердое, удлинняя или сокращая этот процесс. В скважине время движения раствора определяет состояние раствора и в последующем физико-механические параметры камня.

Время загустевания короче сроков схватывания растворов; различия между ними достигают ощутимых значений и этого нельзя не учитывать.

Остановки в процессе закачивания цементного раствора в скважину могут допускаться лишь на первой стадии структурообразования.

В табл. 3.1 сопоставляются начало схватывания и время загустевания растворов из карадагского цемента для скважин с температурой 75 °С.

На диспергацию твердой фазы и ускорение загустевания и схватывания цементных растворов влияют не только абсолютное значение давления, но и колебания давления, возникающие при закачке растворов в скважину.

Одновременное колебание температуры и давления (по программе изменения условий при закачке и движении тампонажного раствора) значительно влияет на время загустевания раствора, которое отличается от времени загустевания, определяемого при забойных температурах и давлении.

3.1.4. МАТЕРИАЛЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Подавляющее число операций по изоляции поглощающих пластов осуществляется растворами, пастами и быстросхватывающимися смесями (БСС), приготовленными из тампонажных цементов.

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют тампонажным.

Тампонажные растворы применяют для разобщения пластов и исправительных (ремонтных) работ в скважинах в самых различных геолого-технических условиях: при температуре от -15 до $+250$ °С и давлении от 1,5 до 200 МПа в каналах заколонного пространства шириной от нескольких миллиметров до 0,5 м и длиной от нескольких сот до нескольких тысяч метров при наличии самых разнообразных пород в разрезе скважины; для борьбы с поглощением пластов, представленных относительно инертными в химическом отношении породами и легкорастворимыми солями, прочными или рыхлыми, подверженными гидроразрывам и другим видам разрушений.

В таких условиях, используя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства или ликвидировать поглощения бурового раствора и других жидкостей. Нужен ряд растворов, изготавливаемых из разных цементов и обрабатываемых химическими реагентами с использованием различных технологических схем приготовления.

Тампонажные цементы, из которых изготавливают тампонажные растворы, БСС и пасты, могут быть классифицированы по следующим признакам: вещественному составу, температуре применения, плотности тампонажного раствора, устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод, линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

1. По вещественному составу в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – без добавок, 2 – с добавками.

2. По температуре применения (°С) тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – для низких температур (ниже 15),

2 – для нормальных температур (от 15 до 50), 3 – для умеренных температур (от 50 до 100), 4 – для повышенных температур (от 100 до 150), 5 – для высоких температур (от 150 до 250), 6 – для сверхвысоких температур (выше 250), 7 – для циклически меняющихся температур, 8 – для условий многолетнемерзлых пород.

3. По плотности тампонажного раствора (кг/м^3) тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – легкие (ниже 1400), 2 – облегченные (1400–1650), 3 – нормальные (1650–1950), 4 – утяжеленные (1950–2300), 5 – тяжелые (выше 2300).

4. По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам; 2 – устойчивые к сульфатным водам, а также к хлоркальциево-натриевым; 3 – устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам; 4 – устойчивые к магниевым водам; 5 – устойчивые к полиминеральным водам.

5. Кроме того, применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения применяют воду с солями (до насыщения), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

В соответствии с ГОСТ 1581–98 выпускаются тампонажные цементы для "холодных" и "горячих" скважин. На базе именно этих цементов составляют многочисленные смеси (но не все) для борьбы с поглощениями пластов.

3.2. ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

3.2.1. ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ

Для исследования процесса структурообразования при гидратации минеральных вяжущих веществ применяют метод конического пластомера П.А. Ребиндера, основанный на измерении пластической прочности системы на сдвиг при погружении в нее конуса. Методика исследования пластической прочности позволяет получить более полное

представление о процессе структурообразования системы по сравнению с определением сроков схватывания, однако, так же как и сроки схватывания, пластическая прочность характеризует формирование структуры, находящейся в состоянии покоя от момента затворения. Ряд авторов рекомендуют измерять пластическую прочность растворов после перемешивания их в течение определенного времени, что дает возможность определить время, в течение которого раствор может находиться в состоянии движения без ущерба для свойств цементного камня, а также оценивать влияние перемешивания на процесс структурообразования.

Считается целесообразным для оценки основных тампонажных смесей, применяемых для изоляции зон поглощения, использовать следующие показатели:

- растекаемость по конусу АзНИИ (для контроля подвижности смеси в момент окончания ее продавливания);

- время начала и конца схватывания;

- прочность образцов при испытании на сжатие или изгиб через 1–2 сут;

- плотность смеси, пластическая прочность (характеризует условный предел прокачиваемости смеси по трубам);

- загустеваемость (характеризует процесс структурообразования тампонажной смеси от момента приготовления до наступления нетекучего состояния при определенной интенсивности перемешивания и заданных значениях температуры и давления).

Процесс структурообразования может быть достаточно полно охарактеризован по кривым загустевания, получаемым при исследовании смеси в условиях, приближающихся к условиям скважины. Основными параметрами, характеризующими условия скважины при выборе тампонажной смеси для изоляции зоны поглощения бурового раствора, являются скорость движения (интенсивность перемешивания) смеси при транспортировке ее к поглощающему пласту, температура в скважине и давление.

Кривые загустевания тампонажных растворов при нормальных условиях имеют пологий вид, который может изменяться, если уменьшить водоцементное отношение или ввести ускоритель.

Смеси на основе портландцементов готовят без добавок и с добавками, регулирующими сроки схватывания. Кроме тампонажного портландцемента для приготовления тампонажных смесей используют быстросхватывающиеся смеси (БСС) на основе портландцементов введением в цементные

растворы ускорителей схватывания – хлорида кальция CaCl_2 , кальцинированной соды Na_2CO_3 , углекислого калия K_2CO_3 (поташ), хлорида алюминия AlCl_3 , хлорида натрия NaCl , фтористого натрия NaF , каустической соли NaOH , жидкого стекла Na_2SiO_3 , сернокислого глинозема $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, высокоминерализованной воды хлоркальциевого типа и др.

Анализ кривых загустевания БСС показал, что в условиях перемешивания с частотами вращения 30–200 об/мин, соответствующими диапазону изменения скоростей раствора в скважинах при цементировании различных зон поглощения, физико-химические процессы в смесях происходят настолько быстро, что заметного различия в скоростях загустевания этих смесей при различной частоте вращения мешалки нет.

Это свойство БСС ценно при изоляции зон поглощения, так как имеется определенная гарантия того, что при скоростях движения смеси в скважине, отличных от скорости движения ее в консистометре, существенных аномалий в состоянии смеси не наблюдают, если на состояние смеси не повлияют температура, давление, попадание пластовых вод и другие факторы.

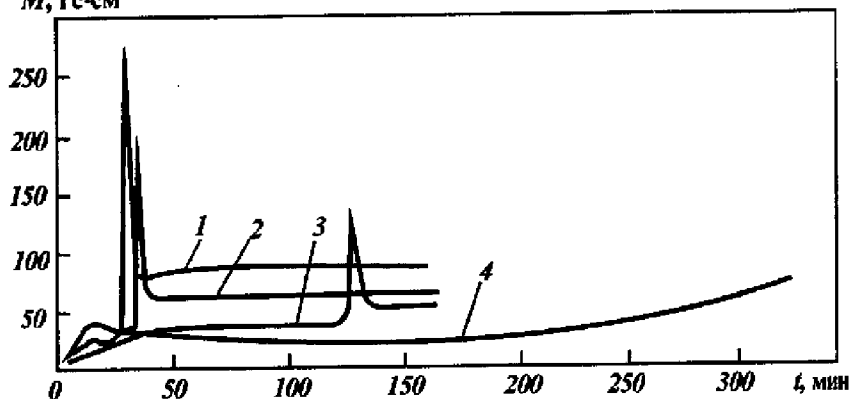
На рис. 3.2 показано влияние количества хлористого кальция, водоцементного отношения, интенсивности перемешивания и температуры на подвижность цементного раствора, приготовленного из цемента вольского завода "Комсомолец". Одновременно прочность структуры замеряли коническим пластометром.

Цементный раствор в период коагуляционного структурообразования после определенного времени перемешивания быстро загустевает, причем в зависимости от содержания CaCl_2 образующаяся структура разрушается при различных крутящих моментах. Чем выше содержание CaCl_2 , тем при больших значениях крутящего момента разрушается структура. После разрушения структуры вязкость раствора снижается и долгое время (5–6 ч) остается без изменения.

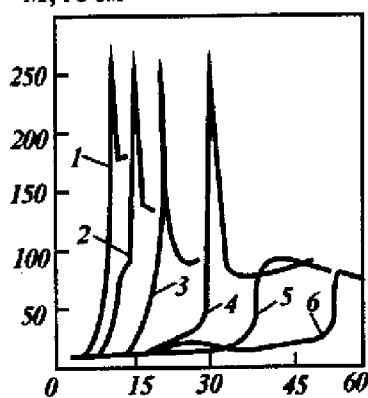
При приготовлении БСС на основе тампонажного портландцемента ускорители схватывания вводят в воду затворения или в затворенный цементный раствор. Порошкообразный ускоритель можно смешивать с сухим тампонажным цементом. Количество вводимого ускорителя колеблется в пределах 2–10 %. БСС обычно применяют в скважинах с температурой 50–70 °С.

Таким образом, в зависимости от количества добавляемого ускорителя, температуры, времени перемешивания и водоце-

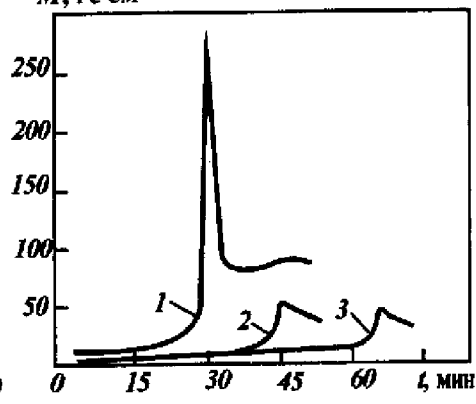
a
 M , гс·см



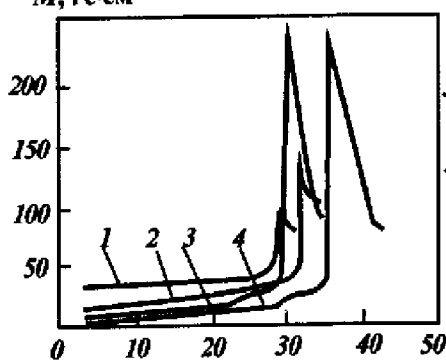
б
 M , гс·см



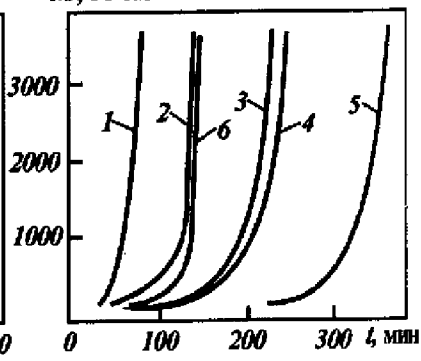
в
 M , гс·см



г
 M , гс·см



д
 M , гс·см



ментного отношения разрушение формирующейся структуры происходит при различных крутящих моментах, характеризующих сопротивляемость его передвижению. Это обстоятельство, а также повышенная подвижность цементных растворов с добавкой 4–6 % хлористого кальция дают основание рекомендовать эти растворы для перекрытия зон поглощения, представленных высокопроницаемыми мелкопористыми породами.

Цементные растворы с содержанием 8–10 % хлористого кальция могут быть рекомендованы для изоляции высокопористых или мелкокрейниноватых пород, однако успешность изоляционных работ может быть достигнута в том случае, если в период транспортировки раствора в зоне поглощения не произойдет разбавления его водой.

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 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 г/см³, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до 1 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 тампонаж-

Рис. 3.2. График влияния различных факторов на подвижность цементных растворов:

a – содержания хлористого кальция, %; 1 – 10; 2 – 8; 3 – 6; 4 – 12; *b* – температуры, °С: 1 – 50; 2 – 40; 3 – 30; 4 – 20; 5 – 16; 6 – 12; *ã* – водоцементного отношения: 1 – 0,5; 2 – 0,6; 3 – 0,7; *ä* – частоты вращения мешалки консистометра, об/мин: 1 – 203; 2 – 61; 3 – 106; 4 – 32; *ä* – изменения пластической прочности от содержания CaCl₂, %, и V/C : 1 – 10 %; 2 – 8 %; 3 – 6 %; $V/C = 0,5$; 4 – 4 %; 5 – 10 %; $V/C = 0,6$ %; 6 – 10 %; $V/C = 0,7$

ному 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 г/см³) по сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Гипсовые растворы. Для изоляции пластов с температурой 25–30 °С 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. 3.2 приведены показатели свойств гипсовых растворов при атмосферных условиях.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообразования, 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

Таблица 3.2

Показатели свойств гипсовых растворов при атмосферных условиях

Тип гипса	В/Г	Добавка ТПФН, %	Плотность, г/см ³	Растекание, см	Сроки схватывания, ч – мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
					начало	конец	
Высокопрочный	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
Строительный	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

их в процессе тампонирования 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 $(5+9) \cdot 10^{-3}$ 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. 3.3 представлены свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента в соотношении 1:1, а в табл. 3.4 – смешением раствора цемента и гипса в соотношении 1:1 (цемент Вольского завода, В/Ц = 0,5, гипс строительный, В/Г = 0,7).

На рис. 3.3 приведены изменения пластических свойств гипсоцементных смесей. Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурильных трубах необходимо вначале закачать 1 м³ водного раствора замедлителя, на кото-

Таблица 3.3

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента

В/С	Замедлитель		Плотность, г/см ³	Растекание, см	Сроки схватывания, ч–мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
	наименование	содержание, %			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

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением раствора цемента и гипса

Замедлитель		Плотность, г/см ³	Растекаемость, 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

ром 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 обладают коротким периодом 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 раство-

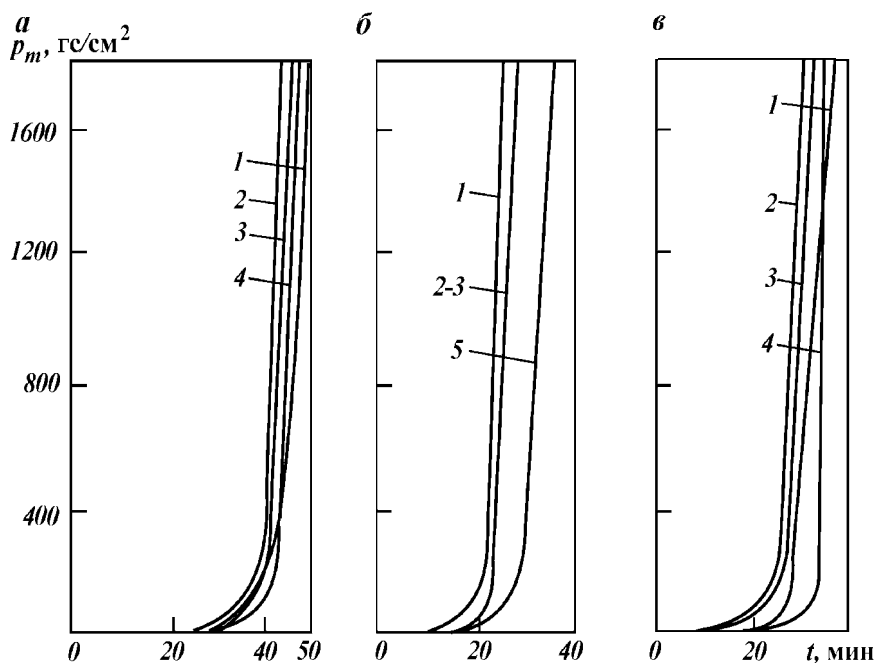


Рис. 3.3. График влияния перемешивания на изменение пластической прочности гипсоцементных смесей:

a – гипс строительный – 50 %, цемент К = 50 %, В/С = 0,5 + 1,5 % ССБ; *б* – то же, плюс 1,2 % ССБ; *в* – гипс строительный 50 %, В/Г = 0,7 + 1,5 % ССБ, цемент К = 50 %, В/Ц = 0,5; 1 – без перемешивания; 2 – с перемешиванием 10 мин; 3 – 20 мин; 4 – 30 мин; 5 – 25 мин

ра 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 глиноцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % CaCl_2 приведены в табл. 3.5.

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

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

Содержание глино- порошка на 100 массовых частей це- мента, %	Плотность, г/см ³	Растекае- мость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Проч- ность 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

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. 3.6.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок за-

Свойства глиноцементных растворов при температуре 75 °С

Состав, массовая часть						Плот- ность, г/см ³	Расте- кае- мость, см	Время наступ- ления пласти- ческой прочной 10 кПа, мин
Це- мент	Вода	Бен- тонит	Наполнитель		Уско- ритель			
			наиме- нование	количе- ство				
100	90	20	Перлит	5	–	1,6	16	200
100	135	33	"	5	–	1,37	20,5	120
100	120	33	Керам- зит	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

сыпают 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 $1,35\text{--}1,45\text{ г/см}^3$ и бентонитового раствора плотностью $1,18\text{--}1,2\text{ г/см}^3$ в соотношении 1:2 (для более сложных зон поглощений в соотношении 1:1). ТРВВ имеет высокие вязкость и показатель фильтрации, в результате чего фильтрат уходит в пласт, а проникаемая 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.

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. ВНИИКРнефти разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамиона (ПЭПА). В табл. 3.7 приведены свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента с отвердителем ПЭПА в количестве 20 % от объема смолы ($B/C = 0,5$).

Т а б л и ц а 3.7

Свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента

Добавка ТЭГ, % (от массы це- мента)	Растекае- мость, см	Темпера- тура, °С	Время загусте- вания, ч-мин	Прочность через 2 сут, МПа		Газопро- ницае- мость, 10^{-3} мкм^2
				на из- гиб	на сжа- тие	
–	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

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.

Соляроцементно-бентонитовые 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 цементируемых агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют

бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через буровые 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 буровых 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.

Смесь бенгам (фирма "Холибуртон", США) может быть эффективно использована в сочетании с буровыми растворами, приготовленными с использованием как пресной, так и соленой воды, обработанными каустической содой, известью и другими химическими реагентами, а также с водо-нефтяными и инвертными эмульсионными растворами.

Эффективность смеси бенгам не зависит от значения pH бурового раствора. Бенгам может быть использован в сочетании с растворами, содержащими любые обычные наполнители или закупоривающие материалы.

В сложных случаях в смесь бенгам можно вводить, кроме перечисленных выше закупоривающих материалов, древесное волокно, волокнистый материал из кожи, щетину, перлит, ореховую скорлупу или чешуйки слюды, при этом изоляционные свойства смеси не ухудшатся.

Большое значение имеет нечувствительность смеси к повышению температуры. Смесь бенгам успешно использовалась в скважинах с пластовыми температурами, достигавшими 177 °С.

Приготовление смеси бенгам несложно и производится с

помощью обычного оборудования для цементируемых работ. Обычно смесь приготавливают порциями $1,6\text{--}3,2\text{ м}^3$ с помощью гидравлической струйной мешалки. Смесь может закачиваться в скважину немедленно или, если это нужно, заливаться в стационарные емкости или цистерны, установленные на автомашинах для хранения или транспортировки к месту использования.

Способ ликвидации поглощения с помощью бенгама сводится к следующему.

Готовую смесь закачивают в скважину через бурильные или насосно-компрессорные трубы.

Закачку смеси обычно производят одним буровым насосом. Вторым насосом закачивают в затрубное пространство воду или буровой раствор.

Наиболее эффективное использование смеси бенгам предусматривает соблюдение следующих условий.

1. Точное определение местоположения поглощающего пласта.

2. Если вся зона поглощения находится на глубине забоя скважины, следует попытаться пройти ее всю.

3. Перед закачкой смеси в скважину желательно спустить бурильные трубы, без долота с открытым концом или оборудованные перфорированным смесительным ниппелем.

4. К моменту установки конца бурильной колонны на заданной глубине (обычно несколько выше кровли поглощающего пласта) смесь должна быть заготовлена, чтобы начать закачку ее в скважину между двумя порциями буферной жидкости (рис. 3.4). В качестве буферной жидкости обычно используется дизельное топливо, каждая порция которого равняется $3\text{--}8\text{ м}^3$.

5. Скорость закачки смеси выдерживается в пределах $1,6\text{--}3,2\text{ м}^3/\text{мин}$.

6. При достижении смесью и порцией дизельного топлива нижнего конца бурильных труб необходимо начать закачку в кольцевое пространство бурового раствора со скоростью, обеспечивающей заданное соотношение между ним и бенгамом.

На практике в некоторых случаях это соотношение непрерывно изменялось циклами, оставаясь в указанных выше пределах, в зависимости от достигавшихся при задавке бенгама давлений.

7. В процессе выхода смеси производится расхаживание бурильной колонны, что способствует лучшему перемешиванию смеси с водой или раствором и ускоряет гелеобразование.

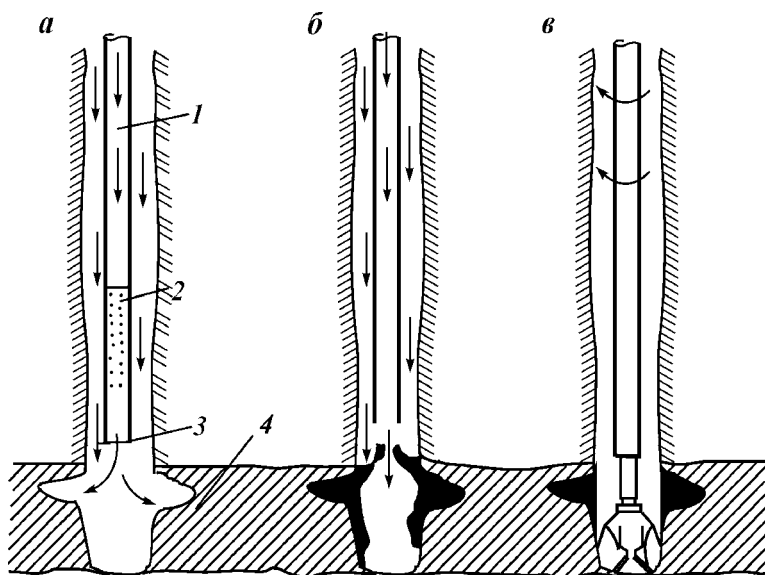


Рис. 3.4. Схема изоляции зоны катастрофического поглощения в кавернозном пласте с помощью смеси бенгам:

а – одновременная закачка смеси бенгам по колонне буровых труб со скоростью 0,16–0,32 м/мин и бурового раствора в затрубное пространство со скоростью 0,04–0,08 м/мин; *б* – продолжение закачки смеси бенгам и бурового раствора с низкими скоростями до возникновения давления с расхождением буровых труб, поддержание давления и задавливание смеси в пласт; *в* – выдержка скважины в течение 2–4 ч и возобновление бурения; 1 – буровой раствор; 2 – дизельное топливо; 3 – открытый (или оборудованный смесительным патрубком) конец буровой колонны; 4 – зона поглощения

Кроме того, расхождение колонны уменьшает опасность ее прихвата в случае ошибок при измерении длины буровых труб или определении местоположения поглощающего пласта.

8. Продавка бенгама должна продолжаться до тех пор, пока вся приготовленная порция не вытеснится из буровых труб, чтобы произвести заливку геля в поглощающий пласт.

9. Максимальное давление, достигнутое в процессе продавки, следует поддерживать в течение 5 мин для определения эффективности закупорки поглощающего пласта.

10. По истечении 1–2 ч необходимо увеличить испытательное давление до такого значения, чтобы оно превышало нормальное в процессе циркуляции, но не было бы больше пластового.

11. Перед тем как поднять бурильные трубы для наворачивания долота, их можно приподнять для того, чтобы, включив насосы, убедиться, что циркуляция восстановлена.

В большинстве случаев при наиболее сильных поглощающих, особенно когда поглощение происходит в кавернозные пласты, полученную с помощью бенгама изоляцию затем усиливают, создавая цементную пробку, обеспечивающую большую надежность и долговечность изоляции при дальнейшем бурении скважины с буровым раствором высокой плотности.

По данным фирмы "Холибуртон", применение смеси бенгам обеспечило успех в 80 % случаев, когда никакие обычные материалы и методы не давали положительных результатов. На основании приведенных выше материалов можно прийти к заключению, что, по-видимому, неудачные попытки ликвидации поглощений с помощью бенгама следует в основном отнести за счет весьма большого объема каверн и карстовых пустот (когда применение любых закупоривающих материалов по аналогичной технологии становится нецелесообразным) или неточных определений местоположения поглощающего пласта.

3.2.2. ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРОВ

Полимерные тампонажные растворы имеют следующие преимущества перед растворами минеральных вяжущих веществ: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и стойкость к агрессии камня. Из большого количества полимеров, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее широкое применение для разработки тампонажных смесей получили водорастворимые смолы. Однако наиболее перспективны водонерастворимые смолы, способные противостоять перетокам жидкости по стволу скважины в самом пласте и не вступать с ней во взаимодействие, сохраняя исходный компонентный состав и соответствующие ему свойства раствора.

Тампонажная смесь СКМ-19 разработана на основе мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30%-ным водным раствором хлорного железа. При перемешивании смолы с отвердителем через определенное

Свойства смеси СКМ-19

Температура, °С	Добавка хлорного железа, % (от массы смолы)	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность через 6 ч, МПа	
		начало	конец	на изгиб	на сжатие
24	2	0-90	0-17	15*	30
	1	0-50	1-10	15	30
	0,5	2-00	3-00	15	30
50	0,3	0-30	1-40	14	26
	0,2	0-50	1-00	12,7	24,2
	0,1	3-30	4-35	2,4	3,8
70	0,25	0-25	0-40	5,6	12,7
	0,13	1-25	1-35	1,8	2,5
	0,08	2-00	2-30	0,3	0,3
90	0,08	0-50	1-05	1,6	4,2
	0,03	2-20	3-20	1,1	0,5
	0,01	3-25	4-30	–	0,4

* Разрушение образца на МИИ-100 и ПСУ-10 не происходит ввиду его высокой упругости.

время происходит потеря текучести, а затем интенсивное отверждение смолы и быстрое нарастание прочности тампонажного камня (табл. 3.8).

Для улучшения изолирующей способности в смесь рекомендуется вводить наполнители – опилки, кордное волокно, резиновую крошку и др. При разбавлении смеси минерализованной водой в соотношении 1:1 и 1:2 сроки схватывания увеличиваются соответственно на 10 и 40 %. При этом прочность тампонажного камня значительно снижается, однако остается удовлетворительной для перекрытия поглощающих каналов.

Тампонажную смесь ТС-ФА приготавливают на основе водонерастворимого фурфуролацетонового мономера (мономер ФА), отверждаемого 30%-ным водным раствором хлорного железа. Термостойкость мономера ФА превышает 200 °С, плотность 1,09–1,17 г/см³. При хранении до одного года он почти не изменяет свои свойства и не теряет способности к отверждению. При температуре свыше 140 °С следует учитывать влияние избыточного давления на сроки схватывания смеси (табл. 3.9).

Вследствие низкой вязкости тампонажного состава целесообразно вводить в него до 10 % наполнителей (кордного волокна). При этом следует корректировать сроки схватывания до заданных значений, так как некоторые наполнители

Сроки схватывания и прочность тампонажной смеси ТС-ФА

Объемная доля, %		Темпе- ратура, °С	Давле- ние, МПа	Сроки схваты- вания, ч-мин		Прочность че- рез 24 ч, МПа	
моно- мера	раст- вора			начало	конец	на сжатие	на изгиб
96,5	3,5	100	0,1	1-35	2-05	–	–
96,5	3,5	100	30	1-20	2-30	10,5	Плас- тичная
98	2	140	0,1	3-30	4-30	–	–
98	2	140	30	3-00	4-00	18,5	14,8
99	1	180	0,1	2-40	3-00	–	–
99	1	180	30	1-20	2-40	33	10

оказывают замедляющее действие на отверждение смеси ТС-ФА и поэтому при вводе в смесь наполнителей количество отвердителя увеличивают.

Смесь на основе латексов. Во ВНИИБТ разработаны тампонажные смеси на основе малоконцентрированных латексов (СКМС-30АРК, ДВХБ-70, ДВМП-10Х и СПС-30ИКПХ) с содержанием 25–30 % сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлорида кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Малоконцентрированные латексы (МКЛ) перед использованием структурируют введением в них 0,5–1 % к массе порошкообразного КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ в виде раствора, то следует вводить 10 % от объема латекса 5–7%-ного раствора КМЦ. Структурирование латексов способствует более равномерному распределению в них наполнителей (опилки, кордное волокно, резиновая крошка и др.), оптимальная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 м³ латекса.

В промышленных условиях применяют две технологические схемы закачивания МКЛ в скважину. По первой латекс коагулируют на поверхности в специальном устройстве, состоящем из центральной трубы, бокового патрубка и камеры смешения. Латекс подается по центральной трубе, а хлорид кальция с наполнителем – через боковой патрубок. При отсутствии устройства используют тройник тампонажной линии. Максимальная концентрация хлорида кальция в водном растворе коагулята 3 %. МКЛ смешивают с раствором хлорида кальция в соотношении 1:1 по объему. Эту схему применяют при полной потере циркуляции, когда поглощающий пласт представлен крупными карстами и трещинами.

По второй схеме латекс закачивают порциями (не менее трех), разделенными 3%-ным водным раствором хлорида

Свойства смеси, приготовленной с использованием альметьевского глинопорошка

Соотношение латекса и 40%-ного глинистого раствора	Массовая доля компонентов, %			Плотность, г/см ³	Густота по ГОСТ 310.3-76, мм	Давление, МПа
	латекс	глинопорошок	вода			
1:1,5	34,7	26,1	39,2	–	10	1,6
1:1	44,4	22,3	33,3	1,12	29	3,2
1,5:1	54,5	18,2	27,3	–	30	5

кальция в объеме не менее порции латекса. Между МКЛ и водным раствором хлорида кальция закачивают буферную жидкость – пресную воду в объеме 300–500 л. Объем одной порции латекса 1–2 м³.

Для надежной коагуляции МКЛ перед ним и после него следует закачать по 2–3 м³ водного раствора хлорида кальция. Чтобы закрепить коагулом латекса, в поглощающий пласт закачивают БСС.

Для временной изоляции зон поглощений в трещиноватых и кавернозных породах в Пермском филиале ВНИИБТ разработана смесь на основе латекса марки СКС-50 ГКП и глинистого раствора. В табл. 3.10 приведены свойства смеси, приготовленной с использованием альметьевского глинопорошка.

3.2.3. ТАМПОНАЖНЫЕ ПАСТЫ

Тампонажные пасты приготавливают на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими и со временем превращаются в тампонажный камень достаточной прочности. Ниже описаны пасты, наиболее широко используемые при изоляционных работах.

Вязкая тампонажная паста (ВТП) обладает повышенной пластической прочностью, приготавливается с помощью цементировочного агрегата по рецептурам, приведенным в табл. 3.11.

Рекомендуемые рецептуры вязкой тампонажной пасты

Состав, %			Плотность, г/см ³	Вязкость, с	$\frac{\text{СНС}_{1/10}}{\text{Па}}$	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	Толщина глинистой корки, мм
бентонит	вода	добавка, % от объема раствора					
13*	87	CaCl ₂ -0,5	1,08	40	6/7,5	30	4
60**	40	CaCl ₂ -1,5	1,28	46	7,5/9	39	7
60**	40	Цемент-0,5	1,28	125	6,9/6,9	44	10
* Иджеванский бентонит.							
** Биклянская комовая глина или альметьевский глинопорошок.							

Паста применяется для изоляции мелких поглощающих каналов, оценки поглощающей способности скважины и выбора последующего направления ведения изоляционных работ, а также для определения возможности перехода на промывку скважин глинистым раствором.

Гипаноглинистая паста (ГПП) получается смешением глинистого раствора, приготовленного на 15–20%-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10%-ной концентрации. В раствор добавляют наполнитель из расчета 20–30 кг на 1 м³ раствора. На буровой смесь приготавливают двумя цементировочными агрегатами. В емкости одного готовят минерализованный буровой раствор с наполнителем, а в емкость другого заливают гипан. Два агрегата одновременно закачивают равные объемы компонентов смеси в скважину через тройник. Смесь продавливают в зону поглощения при закрытом превенторе: при этом в стволе оставляют столб смеси, превышающий мощность пласта не менее чем на 10 м. На 4–6 м³ гипана расходуется 5–6 м³ бурового раствора и 100–150 кг наполнителя. Термостойкость смеси до 180 °С.

Полиакриламидглинистая паста (ПГП) образуется смешением 1%-ного раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3. Вязкость глинистого раствора должна быть не более 45 с по ПВ-5. Компоненты смеси с помощью двух ЦА подают в тройник, а затем по колонне бурильных труб нагнетают в зону поглощения.

Соляроцементная паста (ПТЦ) получается смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе плотностью 1,8 г/см³ с соляроцементным раствором плотностью 1,2–1,45 г/см³. При смешении указанных растворов в соотношении 0,6:1,3 получают пасты с пластической прочнос-

тью 1,8–2 кПа, а в соотношении 0,5:0,9 пластическая прочность достигает 5 кПа. Сроки схватывания смеси регулируют добавками хлорида кальция. Соотношение объемов исходных растворов контролируют по их одновременному расходу.

Цементно-глинистую пасту (ПТЦГ) готовят смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе с соляроглинистым раствором. Плотность цементного раствора 1,84 г/см³, а растекаемость 18–20 см; плотность соляроглинистого раствора 1,24–1,26 г/см³. Сроки схватывания ПТЦГ регулируются добавлением ускорителей схватывания (табл. 3.12).

Начальная пластическая прочность тампонажной пасты зависит от соотношения объемов перемешиваемых растворов и плотности соляроглинистого раствора. Увеличение как содержания бурового раствора, так и его плотности приводит к повышению пластической прочности. Хорошая прокачиваемость по бурильным трубам и высокая эффективность при тампонировании зон интенсивных поглощений отмечают у паст с начальной пластической прочностью 1,8–2,5 кПа.

Глиноцементная паста с сернокислым глиноземом представляет собой нерастекаемую массу, которая при перемешивании приобретает пластическую прочность 0,8–8,3 кПа. После прекращения перемешивания происходит интенсивный рост прочности структуры. Смесь рекомендуется использовать при поглощении свыше 20–30 м³/ч. При большей интенсивности поглощения рекомендуется периодически прекращать закачивание продажной жидкости на 10–15 мин после начала поступления смеси в пласт.

До начала операции цемент и глинопорошок затаривают равномерно в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения, кон-

Таблица 3.12

Зависимость сроков схватывания ПТЦГ от содержания CaCl₂

Содержание CaCl ₂ , % (от массы цемента)	Сроки схватывания, ч-мин	
	начало	конец
–	5–20	8–30
3	3–40	5–20
5	2–30	3–20
7	2–00	3–10
10	1–30	3–00

Рецептуры паст

Добавка на 100 г цемента			Плотность, г/см ³	Пластическая прочность через 60 мин перемешивания, кПа	Скорость восстановления структуры, кПа/мин	Прочность на сжатие через 1 сут, МПа
Бентонит, г	Сернокислый глинозем, г	Вода, г/см ³				
20	3	75	1,76	3,8	0,35	2
30	3	90	1,67	2,2	0,27	3
40	3	105	1,65	1,4	0,18	2,3
50	3	120	1,68	1,6	0,22	1,4
20	6	85	1,7	1,8	0,15	2,1
30	6	95	1,67	4,8	0,14	2,5
40	6	110	1,64	6,3	0,7	1,4
50	6	125	1,62	3,6	0,11	1,7

центрацию которого контролируют по плотности раствора. После затворения тампонажную пасту закачивают в зону поглощения непосредственно по стволу скважины. Рекомендуется применять эти пасты до глубин 2000 м.

Рецептуры паст и соответствующие им свойства приведены в табл. 3.13.

Глиноцементная паста с полиакриламидом (ГЦППАА) представляет собой высокоструктурированную тампонажную смесь плотностью 1,33–1,4 г/см³ и высокой пластической прочностью. Смесь получают непосредственно в скважине при одновременной подаче в соотношении 1:1 цементного раствора плотностью 1,5 г/см³, затворенного на водном растворе полиакриламида концентрацией 0,25–0,3 %, и глинистого раствора вязкостью 45 с по ПВ-5. Цементный раствор подается в бурильные трубы, а глинистый раствор – в затрубное пространство.

Метасоцементную пасту (МЦП) получают вводом водно-щелочного раствора 10–15 % метаса в цементную суспензию, приготовленную на водном растворе хлорида кальция. Состав и свойства метасоцементных паст следующие.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:					
метас.....	0,4	0,25	0,5	0,75	
хлорид кальция.....	5	5	10	10	
Водоцементное отношение.....	0,5	0,45	0,4	0,4	
Густота по ГОСТ 310.3–76, мм....	33	6	9	12	
Сроки схватывания, ч–мин:					
начало.....	2–50	3–00	2–50	1–20	
конец.....	4–05	6–10	3–50	3–20	

При растекаемости цементного раствора более 19 см по конусу АЗНИИ в смесь следует вводить 2 % глинопорошка (от массы сухого цемента) или наполнителя. Приготавливают

МЦП следующим образом. В емкость ЦА наливают воду и растворяют в ней кальцинированную соду, после чего туда засыпают метас и растворяют его посредством круговой циркуляции, периодически измеряя вязкость водно-щелочного раствора. По достижении необходимой вязкости циркуляцию прекращают. Цементный раствор приготавливают на водном растворе хлорида кальция с помощью второго цементировочного агрегата и закачивают его в бурильные трубы одновременно с щелочным раствором метаса.

Гипсоцементная паста (ГЦП) образуется смешением цементного раствора, приготовленного на водном растворе хлорида кальция, с цементным раствором, содержащим раствор гипана 10%-ной концентрации, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, гипан 0,7–1, хлорид кальция 3–5, вода 50–60. Ниже приведены состав и свойства ГЦП.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:				
гипан (10%-ный раствор)	0,9	1	1	1
хлорид кальция.....	3,5	3,5	3,5	5
Водоцементное отношение.....	0,5	0,6	0,6	0,6
Пластическая прочность, кПа.....	4,5	2,5	4	2,2
Сроки загустевания, ч-мин.....	0–40	1–20	1–00	0–40
Сроки схватывания, ч-мин:				
начало.....	2–35	3–30	2–50	2–45
конец.....	3–45	4–45	4–20	3–45

Следует учитывать, что при введении гипана в цементный раствор, содержащий более 2 % хлорида кальция, могут возникнуть затруднения из-за образования в растворе отдельных полимерных сгустков.

Полиакриламидцементную пасту (ПААЦП) получают смешением цементной суспензии, приготовленной на водном растворе полиакриламида, с цементной суспензией на основе водного раствора хлорида кальция при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, ПАА (основное вещество) 0,14–0,2, хлорид кальция 3,5–5, вода 55–60. Состав и свойства ПААЦП с содержанием ПАА 0,1–0,15 % от массы цемента приведены ниже.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:		
бентонит	–	1
хлорид кальция.....	3,5	5
Водоцементное отношение.....	0,55	0,6
Густота по ГОСТ 310.3–76, мм.....	8	12
Пластическая прочность, кПа.....	1,8	2,9
Сроки загустевания, ч-мин.....	2–55	1–00
Сроки схватывания, ч-мин:		
начало.....	3–30	5–00
конец.....	2–30	6–55

Полиакриламидцементную пасту (ГЦПААЦП) готовят смешением цементной суспензии, приготовленной на водном растворе полиакриламида, с цементной суспензией на основе водного раствора хлористого кальция при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, ПАА (основное вещество) 0,05–0,2, сода кальцинированная 0,012–0,05, хлорид кальция 3,5–5, вода 45–50.

Ниже приведены состав и свойства ГЦПААЦП с содержанием 0,15 % ПАА и 0,04 % соды.

Содержание CaCl_2 на 100 массовых частей цемента, %	3,5	3,5	4
Водоцементное отношение	0,5	0,45	0,45
Густота по ГОСТ 310.3–98, мм	33	36	34
Пластическая прочность, кПа	3	4	3,5
Сроки загустевания, ч–мин	1–40	1–30	1–30
Сроки схватывания, ч–мин:			
начало	2–55	2–40	2–10
конец	4–40	4–00	3–30

Содовый компонент повышает активность ПАА и закупоривающие свойства пасты. При необходимости в пасты ПААЦП и ГЦПААЦП можно добавлять до 1–2 % наполнителя.

Магнезиальную полиакриламидцементную пасту (МПААЦП) получают впрыскиванием раствора ПАА 2,5–3%-ной концентрации в магнезиально-цементную суспензию, приготовленную на растворе хлорида кальция, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, каустический магнезит 5–10, ПАА 0,15–0,2, хлорид кальция 3–5–5, вода 45–50.

Свойства МПААЦП с содержанием ПАА 0,15 %, магнезита 10 % и воды 50 % приведены ниже (плотность 1,82 г/см³).

Содержание CaCl_2 на 100 массовых частей цемента, %	4	5
Густота по ГОСТ 310.3–76, мм	37	36
Пластическая прочность, кПа	59	54
Сроки схватывания, ч–мин:		
начало	1–50	0–45
конец	2–25	2–10

МПААЦП рекомендуется применять для изоляции зон поглощений в надсолевых трещиноватых коллекторах.

Гипаноцементные и полиакриламидцементные пасты успешно применяются в "Пермнефти" для изоляции зон поглощений в пещеристо-трещиноватых закарстованных коллекторах.

3.3. СПОСОБЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

3.3.1. ИЗОЛЯЦИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИМИСЯ СМЕСЯМИ С ТРАНСПОРТИРОВКОЙ ИХ КОМПОНЕНТОВ В ЗОНУ ПОГЛОЩЕНИЯ

Из-за влияния многочисленных факторов ликвидация поглощений буровых растворов связана со значительным числом неудачных заливок и соответственно с большими затратами средств и времени из-за необходимости транспортировки смесей к зоне поглощения, тогда как свойства смеси в процессе движения по трубам изменяются.

Для сохранения тампонирующих свойств смесей разработан способ изоляции с вводом в тампонажные смеси наполнителей, полимерных материалов или ускорителей сроков схватывания непосредственно у зоны поглощения.

Сущность способа заключается в транспортировке наполнителей, отвердителей или ускорителей сроков схватывания в сосудах (полиэтиленовых, резиновых, хлорвиниловых и т.д.) совместно с тампонажной смесью через спущенные в скважину бурильные трубы. При выходе из бурильных труб оболочка сосудов разрушается с помощью ножей, и в тампонажную смесь вводятся дополнительные компоненты, причем сосуды, разрезанные ножами, сами являются наполнителями и увеличивают эффективность изоляции.

Известны следующие способы изоляции с приготовлением БСС у зоны поглощения.

1. Последовательное нагнетание в скважину составляющих компонентов БСС по колонне бурильных труб (рис. 3.5). Недостатком способа является неравномерное перемешивание цементного раствора с ускорителем схватывания, часть образующейся смеси разбавляется водой.

2. Параллельная доставка составляющих компонентов БСС по двум колоннам бурильных труб (рис. 3.6, схемы II, III, IV, V). Ввиду сложной техники и технологии цементирования эти способы не получили применения.

3. Доставка в зону поглощения ускорителей сроков схватывания тампонажных смесей в специальных устройствах (рис. 3.6, схемы VI, VII, VIII, IX). Громоздкость устройств и

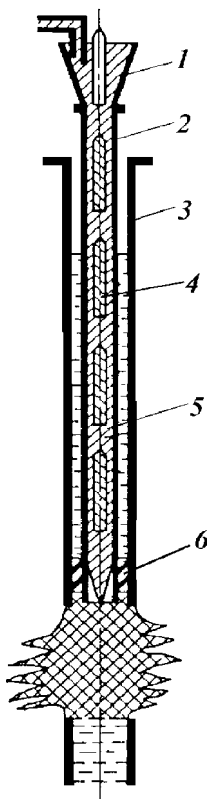
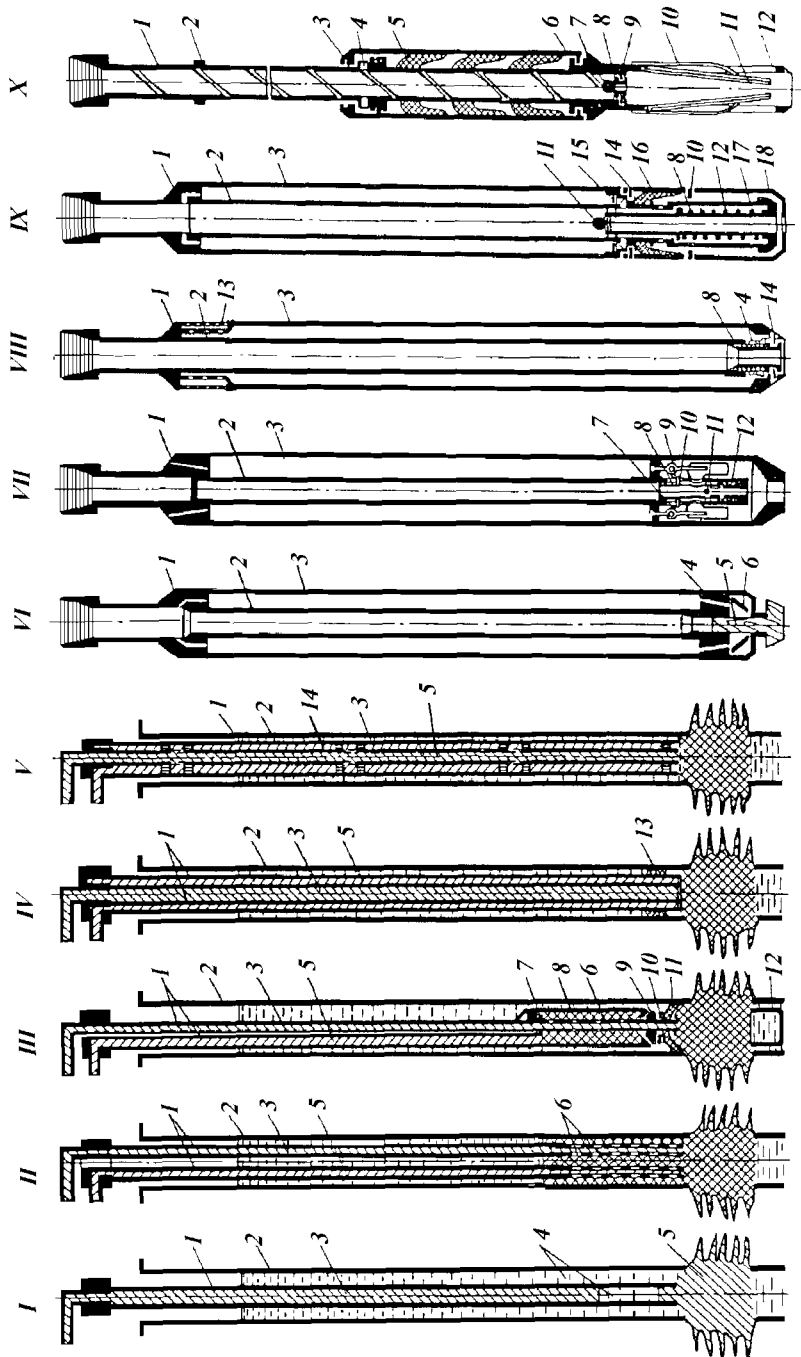


Рис. 3.5. Схема раздельной транспортировки компонентов БСС до поглощающего пласта по одной колонне буровых труб:

1 – воронка; 2 – буровые трубы; 3 – ствол скважины; 4 – полиэтиленовые сосуды с ускорителем; 5 – тампонажная смесь; 6 – пакер с ножами

Рис. 3.6. Схемы способов изоляции поглощающих пластов БСС с вводом ускорителей сроков схватывания у зоны поглощения. Последовательное нагнетание в скважину составляющих компонентов БСС:

I-V – параллельная доставка составляющих компонентов БСС до зоны поглощения по двум колоннам труб: 1 – буровая труба; 2 – ствол скважины; 3 – цементный раствор; 4 – вода; 5 – ускоритель; 6 – перфорированные трубки; 7 – резиновый уплотнитель; 8 – корпус смесителя; 9 – седло; 10 – штифт; 11 – манжета; 12 – кожух; 13 – пакер; 14 – внутренняя труба; *VI- IX* – устройства для доставки ускорителя сроков схватывания тампонажного раствора до зоны поглощения: 1 – переводник; 2 – внутренняя труба; 3 – корпус; 4 – регулировочное кольцо; 5 – пробка; 6 – конус; 7 – кулачок; 8 – втулка; 9 – инжекторный дозатор; 10 – шпилька; 11 – шар; 12 – пружина; 13 – сетка; 14 – штифт; 15 – дозировочная шайба; 16 – манжета; 17 – цилиндр; 18 – кожух; *X* – устройство для освобождения ускорителей сроков схватывания из полиэтиленовых сосудов, транспортируемых совместно с тампонажной смесью: 1 – корпус; 2 – упор; 3 – кожух; 4 – отверстия; 5 – манжеты; 6, 9 – штифт; 7 – шар; 8 – седло; 10 – пружины; 11 – ножи; 12 – пазы



опасность прихвата не позволили широко внедрить их для изоляции зон поглощений.

Преимущество разработанного в ТатНИПИнефти способа – возможность раздельной транспортировки по одной колонне бурильных труб до поглощающего пласта сразу нескольких компонентов БСС. Это особенно важно при использовании тампонажных смесей из полимерных материалов, так как в сосуды можно поочередно добавлять смолу, пластификатор, отвердитель и другие наполнители. Такой способ позволит проводить изоляционные работы без применения цементировочных агрегатов (используя буровые насосы), что очень важно в условиях бурения.

При использовании этого способа в объединении Татнефть оболочки для транспортировки компонентов БСС были изготовлены из полиэтиленовой пленки толщиной 0,2 мм и длиной 60 см. Ширина оболочек принималась такой, чтобы после заполнения ускорителем ее диаметр был на 2 см меньше внутреннего диаметра бурильных труб.

Для улучшения перемешивания тампонажной смеси с ускорителем и предотвращения попадания ее за колонну бурильных труб разработано специальное устройство (рис. 3.6, схема X). При изоляционных работах его спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают над кровлей зоны поглощения. В бурильные трубы бросают шар 7, который садится на седло 8. Нагнетанием жидкости создают перепад давления, передающийся через радиальные отверстия 4 в рабочую камеру пакера. Штифты 6 срезаются, и кожух 3 пакера, поднимаясь вверх до упора 2, освобождает уплотнительные манжеты 5, которые перекрывают затрубное пространство.

Дальнейшим повышением давления в бурильных трубах срезаются штифты 9 и освобождается внутренний канал устройства.

Сосуды с наполнителем, проходя через устройство, разрезаются ножами 11, подвешенными шарнирно в пазах 12 и выдвинутыми внутрь корпуса с помощью пластинчатых пружин 10. Спиральные канавки внутри корпуса 1 создают вращательное движение потоку и сосудам, способствуя лучшему перемешиванию ускорителя с тампонажной смесью.

Наибольший интерес представляют цементно-полимерный раствор (ЦПР) с добавлением отвердителя, цементный раствор с добавлением жидкого стекла или латекса. Цементно-полимерный раствор до введения отвердителя приготавливают из следующих компонентов: цемента, смолы ТСА-9, воды, формалина.

Перспективной тампонажной смесью для применения по предлагаемой технологии изоляции является цементный раствор с содержанием 10 % CaCl_2 с добавлением у зоны поглощения латекса.

При добавлении латекса в цементный или глинистый раствор он мгновенно превращается в резиноподобную массу. Успешные испытания способа с отдельной транспортировкой компонентов БСС были проведены на многих скважинах объединения Татнефть.

3.3.2. ИЗОЛЯЦИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ С ПОЛНЫМ ВЫТЕСНЕНИЕМ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ В ПЛАСТ

В ТатНИПИнефти разработан способ изоляции поглощающих горизонтов с полным вытеснением тампонажной смеси из скважины в пласт. Сущность этого способа заключается в следующем. Тампонажную смесь закачивают в скважину через буровые трубы, снабженные пакером, а затем полностью продавливают в поглощающий горизонт высоковязкой жидкостью плотностью, определяемой из расчета достижения равновесия в системе скважина – пласт. Это давление можно определить, например, по результатам исследования поглощающего горизонта существующими способами. Для продавливания можно использовать имеющийся на буровой глинистый раствор, который необходимо утяжелить до требуемой плотности и, если необходимо, повысить его вязкость путем ввода химических реагентов или глины.

После закачки тампонажной смеси в пласт буровые трубы и пакер оставляют в скважине на время ОЗЦ (если нет зон обвалов выше установки пакера), а затем путем опресовки этого горизонта проверяют качество изоляционных работ. Если изоляция пласта не достигнута, осуществляют повторную закачку и продавливание тампонажной смеси в пласт описанным выше способом. Эти операции можно повторять до полной изоляции пласта. При изоляции зон поглощения по предложенной технологии количество цемента и число операций были меньшими.

3.3.3. ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

В 1965 г. этот метод изоляции зон поглощения при бурении скважин стал широко применяться в районах Западного Техаса и Скалистых гор. Специальное устройство применяют для перекрытия и цементирования каверн и трещиноватых пород. Конструкция его очень проста, и спуск в скважину несложен. После цементирования детали, выполненные из алюминия, легко разбуриваются вместе с цементной пробкой. Устройство состоит из алюминиевого сердечника со стабилизатором, нейлонового мешка, надетого на сердечник и закрепленного на нем, и шарового запорного клапана. Устройство спускают в скважину и устанавливают в зоне поглощения. Обычный раствор портландцемента без добавок нагнетают через шариковый запорный клапан и затем через отверстия алюминиевого сердечника – в нейлоновый мешок. Вода просачивается через него, оставляя в нем обезвоженный цемент. После заполнения мешка цементом насос выключается, и шариковый клапан закрывается.

Колонну труб, соединенную с устройством на левой резьбе, отвинчивают и поднимают из скважины. После 12-часовой выдержки цементную пробку вместе с устройством разбуривают.

Перед спуском данного устройства в скважину необходимо исследовать зону поглощения каверномером, чтобы определить ее особенности и получить данные, необходимые для определения потребного объема цементного раствора и, следовательно, размеры нейлонового мешка. Затем с помощью объемного расходомера определяют местоположение зоны поглощения и ее протяженность, так как нейлоновые мешки изготавливаются разных размеров. Выбирая приспособление, необходимо учитывать, что зона поглощения должна быть перекрыта сверху и снизу на 1,5 м. Длина нейлоновых мешков для изоляции зон поглощений составляет от 3 до 9 м, диаметр – от 15 до 20". Чтобы после разбуривания устройства и цементной пробки не нарушить изоляцию зоны поглощения, скважина должна иметь в этом интервале диаметр не менее 6".

В случае необходимости перед спуском устройства зону поглощения расширяют.

При монтаже и спуске устройства необходимо соблюдать некоторые меры предосторожности: не курить, так как ней-

лоновый мешок легко воспламеняется; спускать приспособление медленно, поскольку алюминиевые детали не выдерживают веса бурильных труб и резких ударов при столкновениях с каким-либо препятствием. При небольшой скорости спуска заостренный конец алюминиевого стабилизатора легче проходит через скопившийся в зоне поглощения шлам.

При подсчете требуемого количества цемента обычно берут излишек – около 30 %, чтобы компенсировать его усадку при затвердении и ошибки, возможные при замерах каверномером.

При цементировании соблюдают определенную последовательность.

1. Промывают скважину, чтобы удалить шлам.
2. Спускают устройство.
3. Через бурильную колонну и устройство прокачивают 1,5–1,6 м³ воды с расходом 1,8 л/с, чтобы расправить нейлоновый мешок.

4. В мешок продавливают цементный раствор со скоростью 1,8 л/с. В качестве буферной жидкости в скважину сначала закачивают чистую воду в объеме около 0,8 м³, а уже затем – расчетный объем бурового раствора. Цементный раствор под воздействием высокой температуры и давления может образовать цементную пробку в зоне расположения шарового клапана. Перемычка может быть разрушена в результате временного увеличения давления нагнетания. Однако, если мешок заполнен цементом, давление выше 3,15 МПа может разорвать его.

5. Через 30 мин после заполнения мешка цементом бурильные трубы отсоединяют от устройства путем вращения вправо.

6. После 12-часовой выдержки проверяют циркуляцию над цементной пробкой и, убедившись в отсутствии дополнительных зон поглощений, разбуривают цементную пробку и устройство с нагрузкой на долото не более 9 т.

В отечественной практике эта идея была воплощена в способе использования металлического наконечника (ТатНИПИнефть).

3.3.4. ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫМИ СМЕСЯМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕЦИАЛЬНЫХ ОБОЛОЧЕК ИЛИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Для ликвидации так называемых "катастрофических" поглощений бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, разработаны различные перекрывающие устройства.

Сущность этого способа изоляции зоны поглощения заключается в установке в интервале поглощения специальных проницаемых или непроницаемых оболочек.

Брезентовая оболочка (рис. 3.7) имеет длину 4–8 м, а диаметр ее подбирают в зависимости от размеров каверн. Оболочку помещают в корпус турбобура, закрытый снизу деревянной пробкой, и заполняют цементным раствором. Корпус турбобура спускают на бурильных трубах до интервала поглощения, после чего из него путем нагнетания в трубы промывочной жидкости выдавливают пробку и брезентовую оболочку (рис. 3.8, схема I).

Нейлоновая оболочка (рис. 3.8, схема II) применяется за рубежом. Диаметр ее 46–61 см. Нейлоновая оболочка прикреплена к перфорированной трубе из пластмассы при помощи ободов из нержавеющей стали. На каждом конце перфорированной трубы находятся центраторы из жесткой резины или цемента. По всей длине оболочки через каждые 0,3 м к ней прикреплены резиновые манжеты, предохраняющие ее от разрушения. Приспособление с помощью левой резьбы присоединяют к концу бурильной колонны и опускают в скважину. После закачки в него цементного раствора вращением вправо бурильную колонну отсоединяют и извлекают из скважины. После периода ОЗЦ все части приспособления и цементную пробку разбуривают.

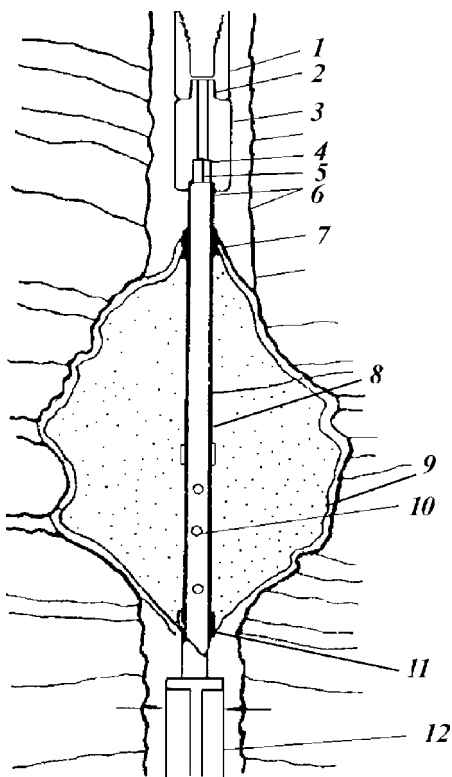
Капроновая сетка и устройство для транспортировки ее до зоны поглощения УПП-2 (рис. 3.8, схема III) предложены ВНИИБТ. Диаметр сетки 2–3 м, размер ячейки 5×5 мм.

Капроновую сетку укладывают и укрепляют на дюралевой перфорированной трубе.

УПП-2 на бурильных трубах опускают до подошвы поглощающего пласта. В бурильные трубы бросают пробку, которую продавливают промывочной жидкостью. Пробка садится на седло в башмаке и перекрывает его отверстие. При дальнейшем прокачивании жидкости вследствие повышения давления срезаются штифты, удерживающие башмак.

Рис. 3.7. Приспособление для изоляции зон поглощения:

1 – установочная втулка; 2 – левая резьба; 3 – верхний стабилизатор (алюминиевый); 4 – шариковый запорный клапан; 5 – медная пружина; 6 – алюминиевая прокладка; 7, 11 – зажим; 8 – алюминиевая труба сердечника с наружным диаметром $2\frac{3}{4}$ " и внутренним – 2"; 9 – нейлоновый мешок необходимого диаметра; 10 – девять отверстий диаметром $7/8$ "; 12 – нижний стабилизатор (алюминиевый)



Башмак с перфорированной трубой и укрепленной на ней сеткой выходит из защитного кожуха. Затем прокачивают тампонажную смесь с добавкой наполнителя (кожа-"горох"). После периода ОЗЦ перфорированную трубу, башмак и пробку разбуривают вместе с цементным стаканом.

Дюралевая кассета (рис. 3.8, схема IV) предложена КуйбышевНИИНП. Дюралевый лист длиной 8–10 м при помощи специальной установки свертывают в трубу с навинченным на нее переводником, а снизу укрепляют башмак на штифтах. На переводнике и башмаке имеются специальные цилиндрические выступы, на которых устанавливают свернутую кассету. Затем трубу с кассетой укрепляют в защитном кожухе при помощи штифтов.

Устройство на бурильных трубах спускают в скважину до кровли поглощающего пласта. Предварительно интервал поглощения при помощи специального расширителя увеличивают в диаметре.

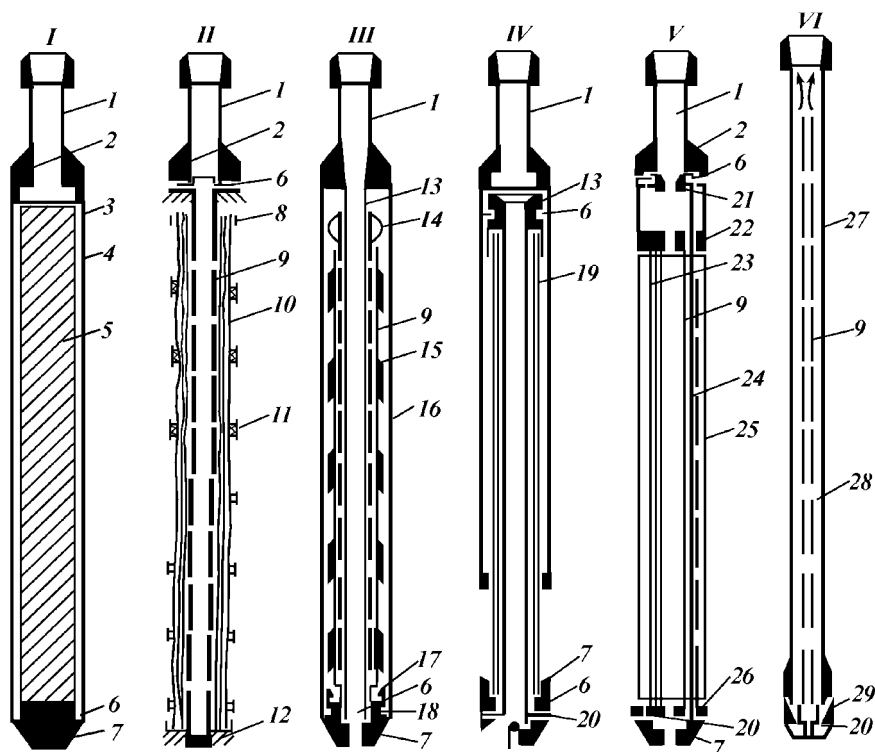


Рис. 3.8. Перекрывающие устройства:

1 – переводник; 2 – обратный клапан; 3 – корпус; 4 – брезентовая оболочка; 5 – цементный раствор; 6 – штифт; 7 – башмак; 8 – хомут; 9 – перфорированная труба; 10 – нейлоновая оболочка; 11 – резиновое кольцо; 12 – предохранительное кольцо; 13 – внутренняя труба; 14 – центратор; 15 – капроновая сетка; 16 – кожух; 17 – якорь; 18 – пробка; 19 – дюралевая кассета; 20 – шар; 21 – поршень; 22 – ограничитель; 23 – трос; 24 – штанга; 25 – прорезиненный рукав; 26 – замок; 27 – бурильная труба; 28 – полиэтиленовая или поролоновая оболочка; 29 – шпилька

В бурильные трубы бросают шар из легкоразбухающего материала, который перекрывает отверстие в башмаке. При закачке в бурильные трубы промывочной жидкости создается давление и срезаются штифты, удерживающие внутреннюю трубу. Кассета вместе с внутренней трубой перемещается вниз до упора на кожухе. При дальнейшем повышении давления срезаются штифты, удерживающие башмак, и нижняя часть кассеты освобождается. Чтобы освободить верхнюю часть, бурильные трубы поднимают. За счет упругих сил кассета разворачивается в расширенной части ствола скважины. Затем закачивают цементный раствор.

Прорезиненный рукав и устройство для доставки его до зоны поглощения (рис. 3.8, схема V) разработаны в ТатНИПИнефти. Устройство спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают в расширенной части ствола скважины. После промывки скважины продавливают пробку до посадки ее на поршень. За счет создаваемого перепада давления срезаются штифты. Поршень, штанги и замок перемещаются вниз, освобождая при этом тросы, удерживающие резиновый элемент, который за счет сил упругости и потока промывочной жидкости, проходящей внутри труб и выходящей через отверстия в них, прижимается к стенкам скважины в расширенной части ее ствола. Далее по тем же каналам осуществляют заливку цементного раствора. При подъеме инструмента прорезиненный рукав полностью освобождается от тросов. Устройство предназначено для применения в скважинах диаметром 190 мм.

Полиэтиленовая или поролоновая оболочка и устройство для доставки их до зоны поглощения предложены и разработаны в б. ТатНИИ (рис. 3.8, схема VI). Устройство спускают в скважину и устанавливают в верху расширенной части ствола скважины. В бурильные трубы бросают шар, который перекрывает отверстие в башмаке, и за счет создавшегося перепада давления срезаются шпильки. Перфорированная труба с укрепленными на ней при помощи штифтов башмаком и оболочкой перемещается вниз до упора на переводнике. Верхняя часть оболочки освобождается и за счет потока промывочной жидкости, выходящей через отверстия в перфорированной трубе, прижимается к стенкам ствола скважины в расширенной его части. Далее закачивают цементный раствор. При подъеме инструмента срезаются штифты и освобождается перфорированная труба.

Промышленные испытания такой оболочки были проведены на скважинах б. треста Альметьевбурнефть. Испытания показали эффективность применения такой оболочки.

Когда существующие способы изоляции зон поглощения не дают положительных результатов, их перекрывают обсадными трубами. Сплошной колонной обсадных труб перекрывают поглощающие пласты, залегающие на небольшой глубине. Башмак колонны при этом цементируют.

3.3.5. ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ВЗРЫВА

При изоляции зон поглощения наибольшие трудности представляют зоны с повышенной интенсивностью поглощения, особенно при полной потере циркуляции. Для этих целей может быть использован взрыв в зоне поглощения взрывчатых веществ (ВВ).

Эффективность изоляции поглощающих горизонтов после взрыва будет зависеть от того, насколько уменьшится сечение поглощающих каналов, по которым происходит фильтрация жидкости.

Исследования на карьере показали, что взрывами цилиндрических зарядов можно достигнуть снижения раскрытия вертикальных и горизонтальных трещин. Лучшие результаты по перекрытию вертикальных трещин получены в том случае, когда заряд ВВ был несколько смещен от центра оси щели. Это обуславливает образование системы трещин различной ширины, что приводит к увеличению объема деформированного участка породы, способствуя смыканию щелей. При изоляции зон поглощения в скважинах, заполненных буровым (глинистым) раствором, раствор перемешивается с вязким веществом. Поэтому изменения, вызванные взрывом в среде бурового раствора, могут существенно влиять на структурно-механические свойства вязкопластических жидкостей, применяемых для борьбы с поглощениями.

Взрыв заряда резко снижает растекаемость и плотность бурового раствора. После обработки взрывом раствора плотностью $1,4 \text{ г/см}^3$ получается нерастекаемый пенообразный раствор, который остается стабильным в течение нескольких суток.

При взрыве образуются две зоны разрушения: зона раздавливания породы и зона взрыва, или трещинообразований. Система радиальных и тангенциальных трещин во второй зоне наряду с существующими каналами поглощения приводит к образованию крупных кусков породы, больших, чем в первой зоне. За пределами второй зоны взрыв вызывает лишь упругопластичную деформацию или колебания среды.

Разрушение, вызываемое взрывом, в обеих зонах приводит к снижению первоначальной интенсивности поглощения. Разногабаритные обломки из разрушенных взрывом пород увлекаются вязкопластичной жидкостью и перекрывают поглощающие каналы.

Выбор размера заряда определяется конкретными услови-

ями скважины и зависит от мощности, механических свойств горных пород поглощающего пласта, состояния ствола скважины, параметров бурового раствора, заполняющего скважину, диаметра бурильного инструмента, конструкции торпеды и т.д. Для определения количества тампонажной смеси, значения заряда торпеды необходимо установить радиус разлома в первой зоне разрушения.

При использовании ВВ для изоляции зон поглощений требуется точное определение границ поглощающего пласта с последующим расчленением его на участки с различной интенсивностью поглощения. Открытый конец бурильных труб должен быть установлен в плотных породах, что требует информации о степени нарушенности ствола скважины.

На рис. 3.9 изображены схемы изоляции зон поглощений, предусматривающие использование взрывчатых веществ.

По схеме I заряд ВВ устанавливается с учетом перекрытия интервала поглощения. Инициирование торпеды производится в среде промывочной жидкости. После взрыва поглощающие пласты перекрываются разногабаритными наполнителями, образующимися в результате разрушения горных пород в стволе скважины, а в интервал поглощения проникают газо-

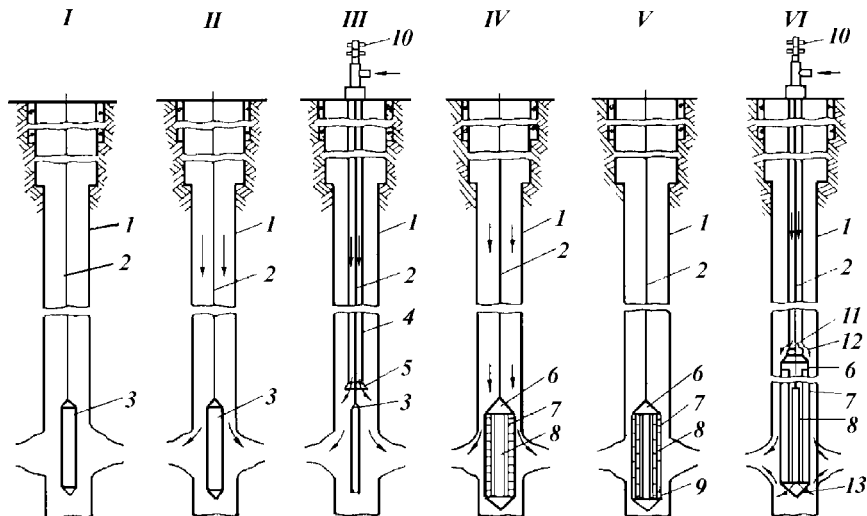


Рис. 3.9. Схемы изоляции зон поглощений взрывным способом:

1 – скважина; 2 – кабель; 3 – торпеда; 4 – бурильные трубы; 5 – воронка; 6 – корпус контейнера; 7 – ускоритель; 8 – заряд ВВ; 9 – тампонажная смесь; 10 – заливочная головка; 11 – левый переводник; 12 – отверстия в переводнике; 13 – отверстия в контейнере

образные продукты взрыва, вызывающие эффект "защемления".

Известен также способ ликвидации полных уходов бурового раствора, который заключался в торпедировании кровельной части зоны поглощения. Однако такая технология работ вызывает существенные возражения. Обрушая монолитную кровлю каверны, взрыв создает в ней зону трещин, сообщающихся с поглощающими каналами и являющихся путями фильтрации бурового раствора. Газообразные продукты взрыва незначительно проникают в поглощающий пласт, не достигается смыкания трещин за счет бокового скола их краев, не может быть уплотнения частиц пород, оседающих в каверне.

Поэтому перекрытие зарядом ВВ выделенного интервала поглощения является обязательным условием для взрывного способа изоляции.

Торпедирование зон поглощений в среде бурового раствора позволяет использовать более мощные заряды, чем в других схемах, и получить большее количество наполнителя и газообразных продуктов взрыва. Однако при этом нельзя полностью ликвидировать поглощение бурового раствора.

Схема II отличается от I тем, что в зону поглощения нагнетается тампонажная смесь и подрыв торпеды осуществляется во время прохождения в интервал поглощения последней порции смеси.

Учитывая сложность спуска торпеды, если ствол скважины осложнен, и сильное перемешивание тампонажной смеси с промывочной жидкостью в скважине, по данной схеме рекомендуется производить работы до глубины, не превышающей 800–900 м.

Схема III отличается от II тем, что торпеда спускается по бурильным трубам, тампонажная смесь закачивается через специальную головку по трубам. В рассматриваемой схеме диаметр торпеды меньше диаметра бурильных труб на 20 мм, поэтому эффективность изоляционных работ снижается.

В каждом конкретном случае ограничение диаметра торпеды может быть вызвано искривлением скважины, осложненностью разреза, параметрами бурового раствора и др.

В схемах IV, V и VI используют эффект мгновенного твердения, полученный при вводе взрывом изолированного ускорителя сроков схватывания в среду тампонажной смеси.

По схеме IV тампонажная смесь закачивается по стволу скважины в зону поглощения. При взрыве заряда образуется мгновенно твердеющая смесь. Применение контейнера ус-

ложняет изоляционные работы, ограничивает количество ускорителя, затрудняет доставку снаряда к изолируемому интервалу. Эта схема рекомендуется для изоляции пластовых вод в скважинах, обсаженных колоннами.

Схема V отличается от IV тем, что спускаемый контейнер содержит три отсека: для заряда (внутренний), ускорителя (средний) и тампонажной смеси (внешний). Количество ускорителя к объему смеси должно обеспечивать ее мгновенное твердение. Недостатки и область применения аналогичны схеме IV. Преимущество – отсутствует разбавление изолирующих материалов пластовыми водами и буровым раствором.

Изоляция поглощающего горизонта по схеме VI осуществляется следующим образом. В скважину на трубах спускают контейнер, изготовленный из легкоразбуриваемого материала, который устанавливают против поглощающего пласта. Кольцевое пространство контейнера заполняется ускорителем схватывания тампонажной смеси. Длина контейнера выбирается такой, чтобы он перекрывал зону поглощения. Далее по внутреннему пространству труб на кабеле спускают заряд ВВ. Точная установка торпеды обеспечивается прокачиванием 0,5–1 м³ бурового раствора. Затем в трубы нагнетается тампонажная смесь, которая через окна в левом переводнике (последний находится у торпеды) попадает в затрубное пространство. При обтекании смесью контейнера производится подрыв заряда, который, разрушая оболочку, равномерно перемешивает ускоритель в тампонажной среде, одновременно оказывая каталитическое действие на процесс взаимодействия между ними. В результате этого тампонажная смесь мгновенно твердеет. Во избежание прихвата труб необходимо, чтобы расстояние от верхней части торпеды до левого переводника было больше зоны гидравлического действия. Основным недостатком рассматриваемого случая изоляции является применение герметичного контейнера, усложняющего проведение изоляционных работ и ограничивающего количество вводимого взрывом ускорителя.

Наиболее перспективными являются торпеды, спускаемые на каротажном кабеле, позволяющие сократить время на спускоподъемные операции.

Основным недостатком торпед, применяемых при изоляции зон поглощений, является то, что форма их заряда (сплошной цилиндрический заряд) создает при взрыве фронт ударной волны, который при совпадении осей скважины и заряда одновременно достигает всех точек сечения скважины.

В результате этого трещины, находящиеся в этом сечении, будут испытывать напряжения радиального направления, что может привести к еще большему их расширению и, следовательно, повышению интенсивности поглощения.

Изоляция зон поглощения взрывом в среде бурового раствора проведена в нескольких скважинах. Результаты положительные.

3.4. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ С ПАКЕРАМИ

Для предупреждения перемешивания тампонажной смеси с буровым раствором в скважине при доведении ее до зоны поглощения и для разобщения нескольких поглощающих пластов необходимо иметь пакер. С помощью пакера можно также задавить смесь в зону поглощения и исследовать приемистость поглощающих пластов при давлениях, возможных в процессе дальнейшей проводки скважины или при ее креплении.

Существующие конструкции пакеров, применяемые при изоляции поглощающих пластов, подразделяют на две группы: многократного использования (извлекаемые) и разбуриваемые.

3.4.1. ПАКЕРЫ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ

Пакеры с якорным устройством. К пакерам с упором о стенки скважины относятся пакеры, резиновый элемент которых деформируется от воздействия на него веса колонны бурильных труб, а якорное устройство устанавливается в рабочее положение при помощи груза, вращением инструмента или за счет перепада давления, создаваемого в бурильных трубах нагнетанием промывочной жидкости. Пакеры этого типа (рис. 3.10, схемы I, II, III, IV, V, VI, VII) имеют простую конструкцию, однако не всегда надежны в работе, а иногда требуют дополнительных приспособлений для извлечения груза.

Основными недостатками перечисленных выше пакеров являются:

1) при работе с пакерами схем I, III, IV необходимо дополнительное оборудование (лебедка, трос, груз);

2) наличие штуцера в пакерах схем *I*, *II*, *VII* искажает данные исследования и не позволяет задавливать в пласты высоковязкие тампонажные смеси с крупными наполнителями;

3) у пакера схемы *I* якорь применяется лишь для определенного диаметра, причем породы в месте установки пакера должны обладать определенной прочностью;

4) в паkere схемы *V* трудоемок процесс вывода якоря в рабочее положение;

5) пакер схемы *VI* не может использоваться многократно без подъема его из скважины для установки штуцера.

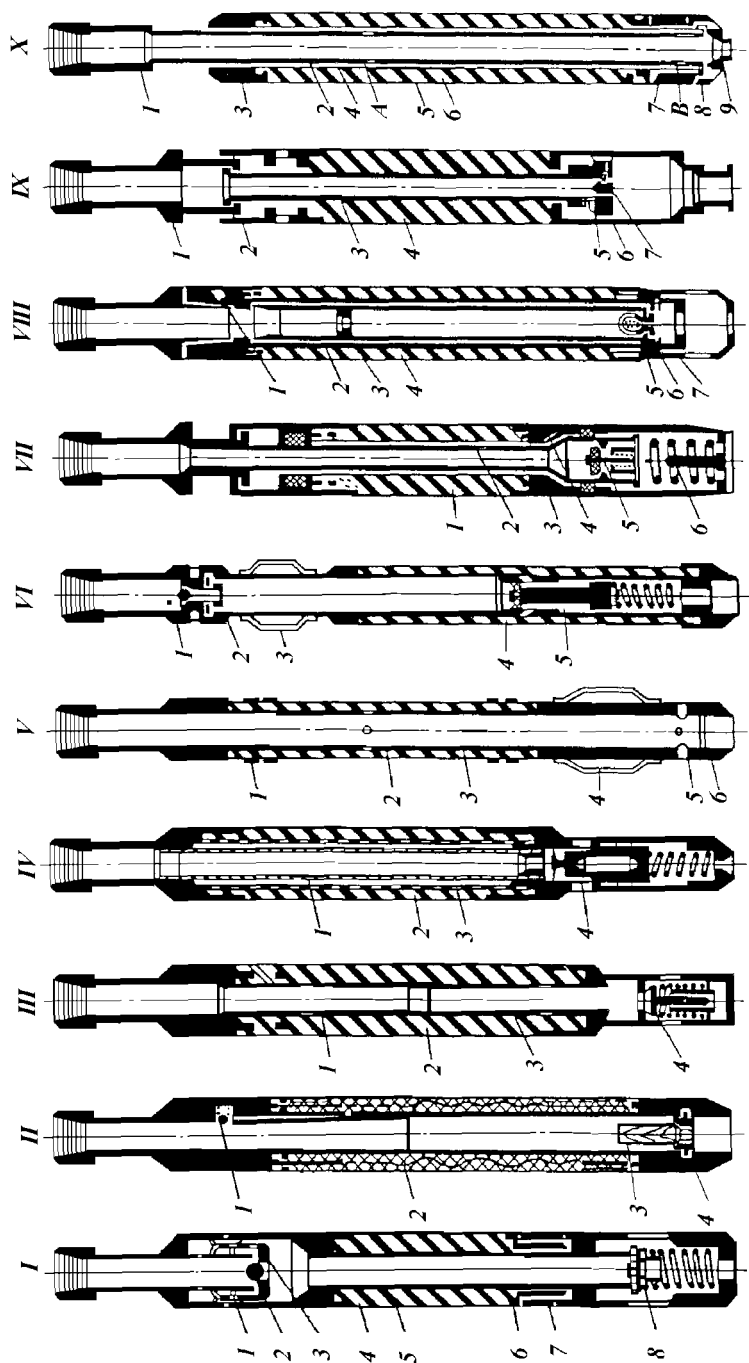
С учетом перечисленных недостатков в ТатНИПИнефти разработан гидравлико-механический пакер А19М, который прошел широкие промышленные испытания. Пакер выпускается серийно.

Гидравлико-механический пакер А19М2 ТатНИПИнефти состоит из переводника 1 (рис. 3.11, а), ствола 2, резиновых элементов 3 с ограничительным элементом 4, якорного устройства и подвески с секторами. Якорное устройство включает в себя плунжер 10 с конусом 5, обойму 8 с плашками 6, пружину 9, втулку 11, цилиндр 12, манжету 14, кольцо 15 и винт 13. В нижней части ствола пакера расположены подвеска 17 и секторы 19 на пальцах 18.

Пакер соединяется с бурильными трубами и спускается в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах создают давление 3–4 МПа. Под действием давления кольцо 15 с обоймой 8 и плашками 6 движется вверх. Конус 5 отжимает плашки к стенкам скважины и при плавной посадке (подачей вниз плавно нагружают пакер до 8,5 т) бурильных труб плашки заклинивают якорный механизм, собранный на плунжере 10, а резиновый элемент деформируется, разобщая зону поглощения от затрубного пространства. При этом ствол 2 пакера перемещается вниз, выдвигая секторы 19 штуцера из кожуха 16, которые, поворачиваясь на пальцах 18, полностью раскрывают внутренний канал пакера. В этот момент давление резко падает, что служит сигналом об окончании установки пакера. Затем приступают к исследованию и изоляции поглощающего пласта.

Извлечение пакера после проведения исследований или заливки производится медленным подъемом бурильных труб. При этом переводник и ствол идут вверх, плашки освобождаются от заклинивания, и под действием пружины и собственного веса занимают транспортное положение.

Для применения пакера при изоляции пластов быстросхватывающимися смесями с отдельной транспортировкой их



составляющих компонентов по бурильным трубам в полиэтиленовых сосудах он снабжен устройством, разрушающим сосуды и перемешивающим тампонажную смесь. Устройство (рис. 3.11, б) состоит из переводника 1 с винтовыми канавками, наклонно установленных ножей 20, втулки 11, планки 21 и разъемного кольца-фиксатора 22.

Основным преимуществом пакера является свободная подвеска якорного устройства на стволе пакера, что дает возможность одновременно с разобщением затрубного пространства от подпакерной зоны разобщать рабочую камеру от ствола пакера и открывать радиальные каналы большого сечения в пакеры. Благодаря этому исключается вредное влияние штуцера при исследовании скважин и появляется возможность закачки в скважину более вязких тампонажных смесей с наполнителями.

Наиболее широкое применение нашли новые пакеры, разработанные в ТатНИПИнефти и УфНИПИнефти. В пакере УфНИПИнефти якорное устройство жестко закреплено на стволе пакера, поэтому после разобщения зоны поглощения и затрубного пространства исследование скважины и изоляционные работы проводятся через штуцер диаметром 35–40 мм. Преимущество пакера УфНИПИнефти – наличие антизатекателей, предотвращающих затекание резины, благодаря чему увеличивается срок службы резиновых элементов пакера.

Гидравлические пакеры. К гидравлическим относятся пакеры, резиновый элемент которых деформируется за счет перепада давления, создаваемого в бурильных трубах нагне-

Рис. 3.10. Пакеры безупорные:

I – пакер безупорный с редукторным клапаном: 1, 6 – поршень; 2 – шар; 3 – втулка; 4 – резиновый элемент; 5 – ствол; 7 – цилиндр; 8 – обратный клапан; *II* – пакер КуйбышевНИИ НП: 1 – шар; 2 – резиновый элемент; 3 – заглушка; 4 – седло; *III* – пакер треста б. Татнефтегазразведка: 1 – ствол; 2 – заглушка; 3 – резиновый элемент; 4 – обратный клапан; *IV* – пакер с камерой ограничения: 1 – резиновый рукав; 2 – резиновый элемент; 3 – ствол; 4 – обратный клапан; *V* – пакер ВНИИБТ: 1 – кольцо; 2 – ствол; 3 – резиновый элемент; 4 – центратор; 5 – штуцер; 6 – диафрагма; *VI* – устройство ВНИИБТ: 1 – шар; 2 – седло; 3 – центратор; 4 – резиновый элемент; 5 – обратный клапан; *VII* – пакер В.И. Мищевича и Е.К. Зеберга: 1 – резиновый элемент; 2 – отверстие; 3 – конус; 4 – клапан; 5 – шток клапана; 6 – шток упорный; *VIII* – пакер – мост Л.А. Синоплиса: 1 – шар; 2 – втулка; 3 – седло; 4 – резиновый элемент; 5 – клапан; 6, 7 – штифты; *IX* – пакер ГМП-2 УфНИИ: 1 – переводник; 2 – втулка; 3 – труба; 4 – резиновый элемент; 5 – обратный клапан; 6 – седло; 7 – шар; *X* – надувной пакер б. ТатНИИ: 1 – переводник; 2 – ствол; 3 – неподвижная головка; 4 – уплотнительные кольца; 5 – цилиндр; 6 – резиновый элемент; 7 – подвижной элемент; 8 – башмак; 9 – штуцер; *A* – отверстия для передачи давления на резиновый элемент; *B* – отверстия для нагнетания тампонажной смеси в зону поглощения

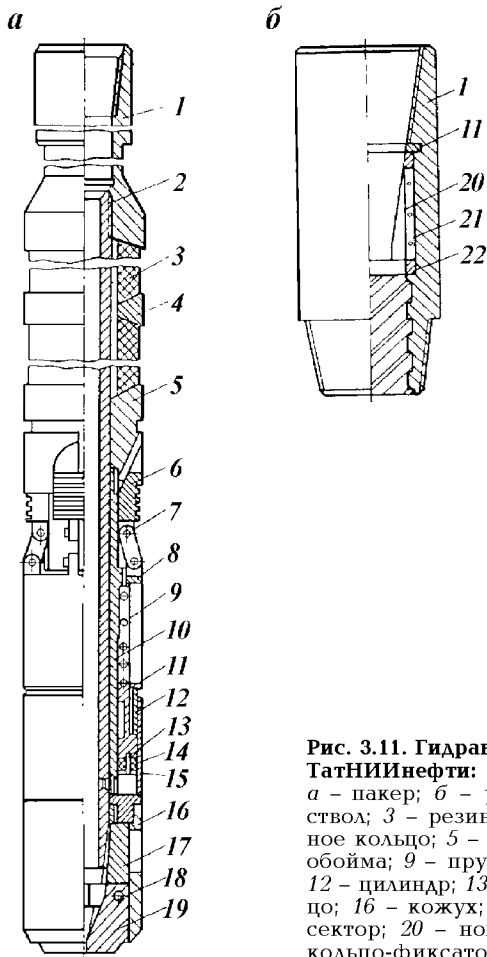


Рис. 3.11. Гидравлико-механический пакер А19М2 ТатНИИнефти:

а – пакер; *б* – устройство; 1 – переводник; 2 – ствол; 3 – резиновый элемент; 4 – ограничительное кольцо; 5 – конус; 6 – плашки; 7 – болт; 8 – обойма; 9 – пружина; 10 – плунжер; 11 – втулка; 12 – цилиндр; 13 – винт; 14 – манжета; 15 – кольцо; 16 – кожух; 17 – подвеска; 18 – палец; 19 – сектор; 20 – нож; 21 – планка; 22 – разъемное кольцо-фиксатор

танием промывочной жидкости. У гидравлического пакера отсутствует упорный механизм, но он снабжен обратным клапаном, который пропускает жидкость под резиновый элемент. Для освобождения пакера с целью его подъема необходимо открыть обратный клапан.

Гидравлический безупорный пакер Д-74. Основными недостатками пакеров многократного действия являются малый диаметр внутреннего канала и наличие штуцеров для создания перепада давления при раскрытии пакера. Кроме этого, в надувных гидравлических пакерах быстро выходит из строя резиновый элемент. Отличительная особенность пакера Д-74 – наличие рабочей камеры, отделенной от резинового элемента

и штуцера. Последний состоит из поворотных секторов, прикрепленных шарнирно к аксиально подвижной втулке так, что при движении втулки вниз секторы поворачиваются, освобождая центральный канал.

Пакер (рис. 3.12) состоит из ствола 7, аксиально подвижного патрубка 1, подвижной головки 4 с ограничителем 3, резинового элемента 6, антизатекателей 5, поршня 8 с резиновой манжетой 10, цилиндра 12, упорной втулки 13, башмака 16 и штуцера 15. Поршень 8 в транспортном положении удерживается пружиной 9, а пружина 2 устанавливает в исходное положение весь пакер, собранный на стволе 7 с уплотнительными кольцами 11. Пружинные ножи 14 необходимы для вскрытия полиэтиленовых сосудов с компонентами БСС.

Пакер на бурильных трубах спускают в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах плавно создают давление 5–6 МПа. Под действием давления поршень 8 сжимает пружину 9 и движется вверх, деформируя резиновые элементы. Затем осуществляют плавную посадку бурильных труб на величину, равную рабочему ходу пакера.

Разбуриваемые пакеры. В осложненных условиях проводки глубоких скважин целесообразно применять разбуриваемые пакеры, обеспечивающие наибольшую безопасность проведения изоляционных работ, так как сразу же после продавки тампонажной смеси бурильные трубы отсоединяют

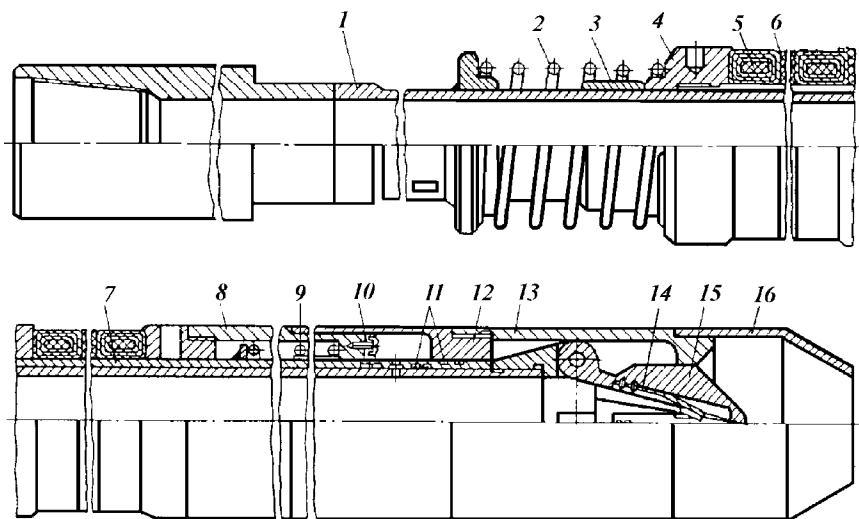


Рис. 3.12. Гидравлический безупорный пакер Д-74

от пакера и извлекают на поверхность. В этом случае предотвращается разбавление тампонажной смеси не только в процессе закачки, но и в период ее твердения, так как исключается влияние вышележащих водоносных горизонтов и эффекта поршневания при подъеме бурильного инструмента. Конструкция разбуриваемых пакеров, принцип их работы, а также преимущества и недостатки описаны в ряде работ.

Разбуриваемый пакер РП-4. Широко применяемые в Татарии и Башкирии разбуриваемые пакеры А28 и РП-175 показали свою работоспособность на глубинах до 1500 м. Опыт использования пакеров А28 в Саратовской области на глубинах 3000–3200 м выявил ряд недостатков в их работе: на больших глубинах не всегда достигается надежное разобщение затрубного пространства. Причина этого в следующем. При создании перепада давления в бурильных трубах путем нагнетания бурового раствора происходит одновременно сжатие уплотнительного элемента и перемещение его вниз по стволу скважины вследствие удлинения колонны бурильных труб. Это приводит к повреждению уплотнительного элемента и нарушению герметизации скважины, вероятность чего растет с увеличением глубины скважины.

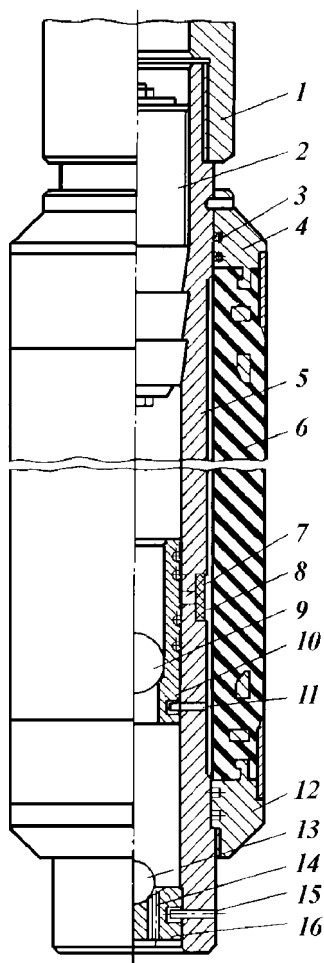
Чтобы исключить указанный недостаток и повысить качество герметизации скважин на больших глубинах, разработана конструкция разбуриваемого пакера, обеспечивающая при создании давления в бурильных трубах вначале перемещение уплотнительного элемента вниз по стволу скважины, а затем его сжатие (Н.И. Сухенко, В.И. Крылов).

Пакер (рис. 3.13) состоит из ствола 5, соединенного левой резьбой с переводником 1, резинового элемента 6 с двумя неподвижными головками 4 и 12, втулки 10, перекрывающей отверстия 7 в стволе пакера и седла 16. Втулка и седло образуют демпфирующую камеру и удерживаются в стволе пакера штифтами 11 и 15. Отверстия 7 снаружи перекрыты обратным клапаном 8. Детали пакера, кроме переводника, изготовляют из разбуриваемого материала.

После спуска пакера до необходимой глубины скважину промывают и в бурильные трубы сбрасывают шар 13, а затем шар 9. Они перекрывают отверстия соответственно в седле 16 и втулке 10. Нагнетанием жидкости в трубах создают давление, под действием которого происходит удлинение бурильной колонны, однако уплотнительный элемент в это время не деформируется, так как отверстие 7 перекрыто втулкой. При определенном давлении штифты 11 срезаются, и втулка 10 благодаря демпфирующей камере плавно пере-

Рис. 3.13. Разбуриваемый пакер РП-4:

1 – переводник; 2 – пробка; 3 – уплотнительное кольцо; 4, 12 – головки; 5 – ствол; 6 – резиновый элемент; 7 – отверстие; 8 – обратный клапан; 9, 13 – шары; 10 – втулка; 11, 15 – штифты; 14 – перепускной канал; 16 – седло



мещается вниз до упора в седло. При этом исключается падение давления над втулкой и сохраняется удлинение бурильных труб. Достигается это за счет наличия в седле перепускных каналов 14 и постепенного выхода из них жидкости, заключенной между втулкой и седлом.

Как только втулка переместится ниже отверстия 7, перепад давления передается через обратный клапан под уплотнительный элемент, который разобьёт затрубное пространство. При достижении необходимого перепада давления осуществляют посадку бурильных труб и доводят нагрузку на пакер до 3–5 тс, после чего штифты 15, имеющие сопротивление среза на 15–20 % выше, чем у штифтов 11, срезаются и сед-

ло, втулка и шары падают на забой скважины. Через открытый канал ствола пакера производится необходимый комплекс работ: исследование зоны поглощения, закачка тампонажной смеси и т.д.

Переток жидкости в процессе твердения смеси исключен, так как канал ствола пакера перекрывается продавочной пробкой 2, спускаемой в бурильные трубы перед продавочной жидкостью. При посадке пробки давление в трубах повышается, ее конические резиновые кольца входят в соответствующие протоки внутри ствола пакера, благодаря чему предотвращается движение пробки вверх от действия давления снизу. После посадки пробки бурильные трубы с переводником вращением вправо отсоединяют от пакера, который после затвердения тампонажной смеси разбуривается вместе с цементным мостом.

Применение пакеров при изоляции поглощающих пластов большой мощности или имеющих несколько интервалов поглощения не всегда обеспечивает высокое качество изоляционных работ, что приводит к неоднократным закачкам тампонажной смеси.

Для повышения эффективности изоляционных работ с использованием пакеров разработан способ, заключающийся в том, что тампонажную смесь закачивают непосредственно к подошве зоны поглощения через хвостовик, установленный против поглощающего пласта на всю его мощность и соединенный с пакером с помощью срезаемых шпилек.

Однако способ закачки смеси через хвостовик не позволяет оценить результат заливки без разбуривания цементного моста и, следовательно, решить вопрос о проведении повторной закачки смеси, если первой заливкой зона поглощения не изолирована.

В целях дальнейшего совершенствования способа подачи тампонажной смеси в поглощающий пласт снизу вверх Н.И. Сухенко разработано устройство, представляющее собой хвостовик, установленный внутри пакера. На нижнем конце хвостовика закреплены манжеты по диаметру ствола скважины, которые обеспечивают перемещение хвостовика снизу вверх под действием давления по мере заполнения зоны поглощения тампонажной смесью. Благодаря этому будет обеспечен контроль за результатом заливки до разбуривания цементного моста, так как поступление тампонажной смеси в зону поглощения осуществляется снизу вверх, а перемещающийся хвостовик позволит произвести опрессовку или повторную заливку зоны поглощения без подъема бурильных

труб и пакеров, поскольку нижний конец хвостовика после заливки будет расположен над цементным мостом.

На рис. 3.14 изображен общий вид этого устройства. Оно состоит из гидравлико-механического пакера, включающего в себя переводник 1, пакерующий элемент 3, якорное устройство 5 и хвостовик 6, подвижно установленный в стволе пакера 4. Сверху хвостовик имеет упорную гайку 2, а снизу к нему с помощью муфты 7 присоединен корпус 8 с манжетами 10. При спуске в скважину манжеты предохраняются кожухом 9 и башмаком 11, закрепленным на корпусе с помощью срезаемых штифтов 12. Снизу башмак имеет отверстие 13, которое после спуска устройства в скважину перекрывается шаром. Кожух, башмак и шар изготавливают из разбуриваемого материала (дюралюминия).

Устройство перед спуском в скважину собирают следующим образом (рис. 3.15, а). Пакер 2 с помощью элеватора 1 устанавливается на роторе 5. Затем в него опускают хвостовик 3 до упора гайки 2 (см. рис. 3.14) в ствол пакера 4 (см. рис. 3.14). Длина хвостовика определяется мощностью зоны поглощения, однако она не должна быть более 26 м (для вышек высотой 41 м) с тем, чтобы обеспечить подъем хвостовика с пакером для навинчивания корпуса манжет. В этом случае хвостовик должен быть составным из двух частей, по 12–13 м каждая. Трубы хвостовика должны иметь постоянный наружный диаметр, обеспечивающий его проход внутри ствола пакера. После спуска хвостовика внутрь пакера инструмент поднимают до выхода нижнего конца хвостовика из ротора. На хвостовик навинчивают корпус 4 с манжетами, и все устройство спускают в скважину до необходимой глубины, где оно должно быть расположено так, чтобы манжеты в исходном положении перед проведением изоляционных работ находились у подошвы зоны поглощения. Затем в бурильные трубы сбрасывают шар и нагнетают промывочную жидкость для создания перепада давления, под действием которого сначала хвостовик смещается с манжетами в нижнее положение, так как при спуске в скважину он может переместиться вверх до упора муфты в ствол пакера. При возвращении хвостовика в исходное положение его отверстия А (см. рис. 3.14) сообщаются с отверстиями в стволе пакера, и давление передается в гидравлическую камеру В (см. рис. 3.14). Под действием перепада давления якорное устройство выводится в рабочее положение до соприкосновения со стенками скважины. Под действием осевой нагрузки сжимается резиновый элемент, и затрубное пространство разобща-

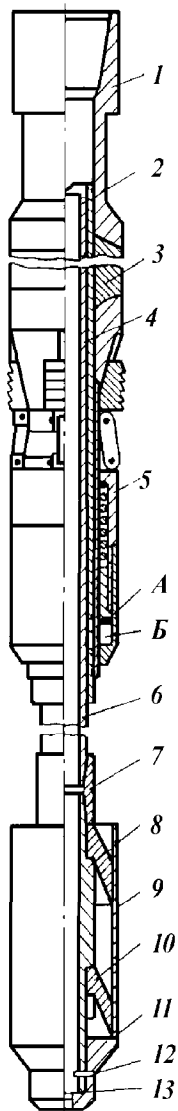
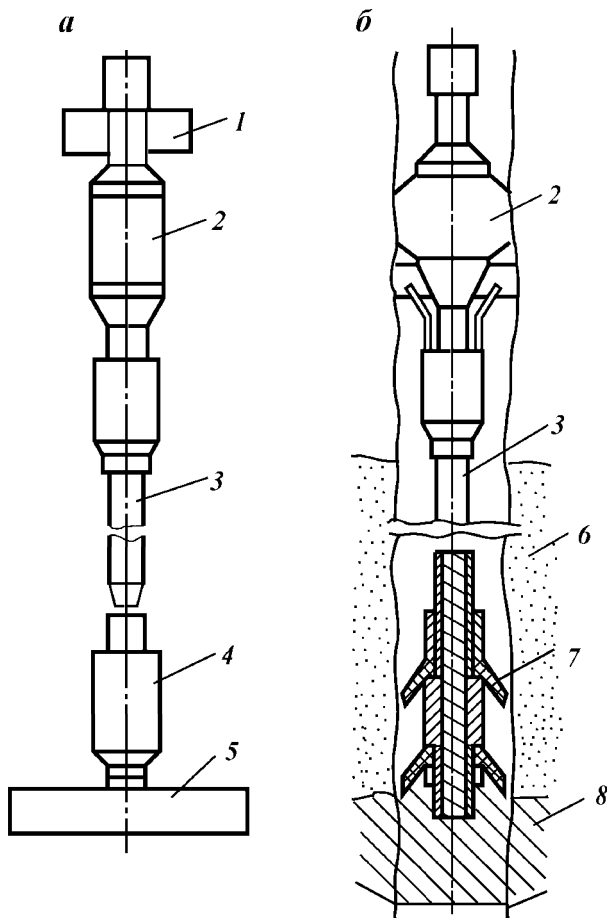


Рис. 3.14. Устройство для цементирования зон поглощения

Рис. 3.15. Схема сборки устройства



ется от подпакерной зоны. При дальнейшем повышении давления срезаются штифты, и башмак с кожухом падают на забой, освобождая манжеты. Резкое падение давления после среза штифтов свидетельствует об окончании установки устройства в скважине.

Зона поглощения с помощью описанного устройства изолируется следующим образом. Тампонажная смесь в необхо-

димом количестве закачивается и продавливается через бурильные трубы и хвостовик к зоне поглощения 6 (рис. 3.15, б). По мере заполнения ствола скважины и поглощающих каналов тампонажной смесью 8 под манжетами 7 создается некоторый перепад давления, под действием которого манжеты и хвостовик перемещаются вверх. Устройство имеет две (или более) манжеты для того, чтобы исключить поступление смеси в полость над ними при наличии небольших каверн в стволе скважины.

Чтобы извлечь устройство из скважины, бурильные трубы медленно поднимают, при этом резиновый элемент принимает транспортное положение, пружина возвращает плашки вниз, а гайка 2 (см. рис. 3.16), упираясь в ствол пакера 5 (см. рис. 3.14), увлекает за собой хвостовик с манжетами. Поскольку манжеты при подъеме не защищены, то они могут быть разрушены. Поэтому при спуске в другую скважину хвостовик снабжается новыми манжетами, кожухом и башмаком.

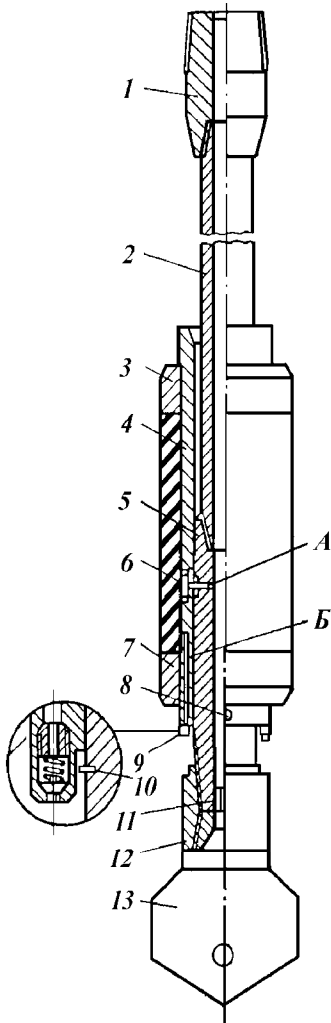
Обычно качество изоляции поглощающего пласта определяется после разбуривания цементного моста, для чего необходимо извлечь из скважины бурильные трубы с пакером на поверхность, затем спустить в скважину долото. Для повторного цементирования необходимо вновь спустить пакер и закачать цементный раствор. На эти операции затрачивается много времени.

Ниже описывается устройство, которое позволяет многократно цементировать зону поглощения и разбуривать цементный мост без подъема пакера (ТатНИПИнефть).

Общий вид устройства изображен на рис. 3.16. Оно состоит из гидравлического пакера и полого цилиндра 5, к нижнему концу которого с помощью муфты 12 присоединяется долото 13. Пакер включает в себя резиновый элемент с металлическими головками 3 и 7 и корпус 4 с клапанами 6 и 9. Обратный клапан 6 служит для подачи жидкости под резиновый элемент при разобщении скважины, а клапан 9 – для выхода жидкости из-под резинового элемента перед подъемом пакера из скважины. В исходном положении пакер фиксируется на цилиндре с помощью срезанного штифта 8, при этом отверстия А в цилиндре и корпусе пакера сообщаются между собой. Цилиндр сверху соединен с трубой 2, а снизу он имеет штуцер 11 для создания необходимого давления при установке пакера в скважине. Устройство соединяется с бурильными трубами посредством переводника 1.

Бурильные трубы с устройством спускают в скважину на

Рис. 3.16. Устройство для цементирования поглощающих пластов



такую глубину, чтобы пакер был расположен над кровлей зоны поглощения. При этом необходимо иметь в виду, что верхний конец бурильных труб должен быть соединен с ведущей трубой, причем ее нижняя часть должна входить в ротор для осуществления последующего вращения бурильной колонны при разбуhrивании цементного моста.

Резиновый элемент в скважине уплотняется давлением промывочной жидкости, закачиваемой в бурильные трубы. После установки пакера производят посадку бурильной ко-

лонны, при этом штифт 8 срезается, и цилиндр вместе с трубами и долотом перемещается вниз. Колонну опускают вниз до посадки переводника 1 на корпус 4, благодаря чему достигается герметизация кольцевого зазора между трубами 2 и корпусом пакера 4. В таком положении устройства цилиндр пакера с долотом должны быть расположены в подошве зоны поглощения или ниже нее, что достигается подбором длины трубы 2.

По окончании подготовительных работ скважина промывается, и в бурильные трубы через ведущую трубу закачивается тампонажная смесь, которая, выходя из отверстий долота, заполняет ствол скважины и поглощающие каналы снизу вверх. После продавки смеси бурильная колонна приподнимается настолько, чтобы цилиндр пакера не дошел до корпуса на 20–30 см, и затем скважина промывается для удаления цементного раствора из подпакерной зоны во избежание прихвата инструмента во время ОЗЦ. После промывки колонна приподнимается в исходное положение, при котором проходной канал корпуса полностью перекрывается цилиндром пакера. Возвращение инструмента в исходное положение фиксируется упором штифта 10 в корпусе пакера 4.

Цементный мост разбуривается вращением колонны бурильных труб ротором, а циркуляция бурового раствора осуществляется по кольцевому зазору между корпусом 4 и трубой 2. После разбуривания цементного моста скважину опрессовывают и, если изоляция зоны поглощения не достигнута, ее вновь цементируют по описанной технологии.

По окончании изоляционных работ инструмент извлекают из скважины. При натяжке бурильных труб штифты 10 срезаются, и муфта 12 верхним торцом упирается в шток клапана 9, сжимая его пружину. Жидкость выходит из-под резинового элемента по каналу Б, пакер принимает транспортное положение и поднимается на поверхность.

Таким образом, перемещающийся цилиндр пакера вместе с трубой обеспечивает поступление смеси в зону поглощения снизу вверх, что повышает качество изоляции зоны поглощения, а долото позволяет разбурить цементный мост без подъема пакера из скважины и дополнительного спуска инструмента специально для разбуривания цементного моста.

Газонефтеводопроявления и грифонообразования – это серьезный вид осложнений при бурении и эксплуатации 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 законное 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 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 значительно снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газонефтепроявлений, их причины, проведении ряда организационно-технических и профилактических мероприятий.

При эксплуатации газовых, газонефтяных, газоконденсатных и нефтяных месторождений часто наблюдаются случаи скопления газа между кондуктором (или промежуточной колонной) и эксплуатационной колонной.

Пути движения газа в эксплуатирующихся скважинах в основном те же, что и при цементировании или ОЗЦ скважин, выходящих из бурения. Правда, в первом случае можно было бы отметить и появление нарушений колонны вследствие их коррозии и разрушения цементного камня под действием суффозии и пластовых вод.

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

В настоящем разделе предпринята попытка обобщить значительный опыт отечественной и зарубежной практики по предупреждению и борьбе с газопоявлениями при бурении и креплении (при заканчивании) скважин с учетом специфических свойств газа.

4.1. 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 (глинистых) растворов возрастают, что в значи-

тельной 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 газонасыщение 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 (глинистого) 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 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 разбурываемые пласты, а также с уменьшением содержания частиц выбуренной породы, в том числе коллоидных, в буровых растворах.

Однако при бурении скважин с уменьшением противодействия на пласты должны быть приняты определенные меры 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 – превенторов, 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.

4.1.1. 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.

Последние три признака могут возникать не только в результате проявлений, но и по другим косвенным причинам.

Увеличение механической скорости. Устойчивое самопроизвольное увеличение механической скорости может служить признаком углубления скважины в зону АВПД с постоянным нарастанием порового давления в проходимых глинистых породах.

Резкое увеличение механической скорости, так называемый "скачок проходки", в переходной зоне свидетельствует, как правило, о быстром возрастании аномальности давления на забое. Такая ситуация может возникнуть в случае небольшой мощности переходной зоны, при непосредственной близости пластов-коллекторов с высоким давлением флюидов или в результате внедрения долота в высоконапорную залежь. Причем во всех этих случаях аномальность давления коллектора будет превышать запас противодействия на забое со стороны бурового раствора. В зарубежной практике быстрое повышение механической скорости бурения более чем в 2 раза принято считать одним из признаков вскрытия пласта высокого давления и возможности возникновения проявления. В некоторых случаях резкое увеличение механической скорости бурения – следствие "провалов" бурового инструмента при вскрытии крупных трещин или карстовых каверн. Подобное явление характерно при разбуривании известковых отложений и ведет чаще не к проявлениям, а к поглощению бурового раствора.

График, построенный по результатам механического каротажа одной из скважин Кубани, приведен на рис. 4.1. После увеличения механической скорости бурения при глубине забоя 4274 м произошел сильный выброс. В процессе борьбы с проявлением состояние скважины еще более осложнилось, и дальнейшее углубление ее стало невозможным.

"Скачок проходки" при бурении следует рассматривать как признак возможного проявления. Такой подход оправдал себя во многих случаях как самая ранняя реакция на неуравновешенность давления на забое скважины.

Увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях, выражающееся повышением его уровня, является прямым признаком притока в скважину пластового флюида. Уровень бурового раствора контролируют с помощью уровнемеров различных конструкций.

Наиболее совершенные измерительные системы контролируют объем (уровень) в приемных емкостях насосов и об-

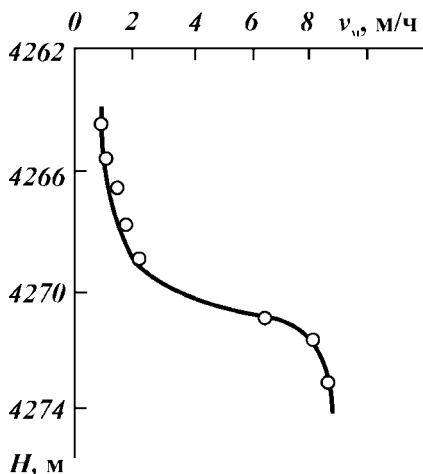


Рис. 4.1. График изменения механической скорости бурения v_m с глубиной перед выбросом из скважины на Юбилейной площади

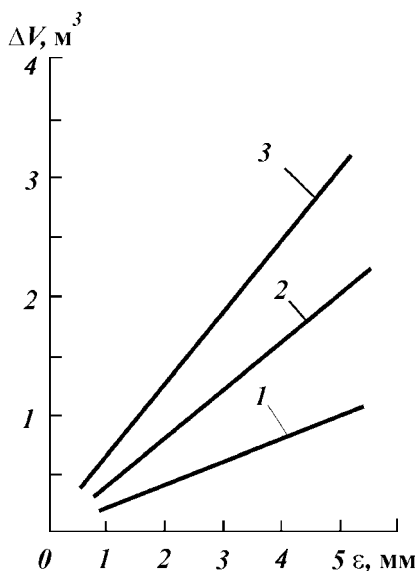


Рис. 4.2. Влияние площади уровня жидкости и чувствительности уровня на регистрируемый минимальный объем проявления:
 1 — $S = 20 \text{ м}^2$; 2 — $S = 40 \text{ м}^2$; 3 — $S = 60 \text{ м}^2$

щий объем бурового раствора в запасных емкостях показывающими приборами с одновременной регистрацией. В аварийных ситуациях предусмотрена звуковая и световая сигнализация.

Минимальный объем флюида (м^3), поступившего в скважину, который может быть зафиксирован устройствами измерения уровня, определяется равенством

$$\Delta V_{\min} = \varepsilon S,$$

где ε — абсолютная погрешность датчика уровнемера; S — площадь поверхности жидкости в приемных емкостях.

Точность реакции уровнемера, таким образом, зависит как от его чувствительности, так и от площади измеряемого уровня жидкости. Посредством изменения площади поверхности раствора можно менять минимальное значение регистрируемого объема проявления, как это показано на рис. 4.2. График построен с учетом применения в циркуляционной системе стандартных блоков емкостей с площадью 20 м^2 . Из графика можно видеть, что выключение из циркуляции от-

дельных приемных емкостей равнозначно повышению эффективности уровнемера. Переключение блоков площадью 40 м² на блок 20 м² (выключение одной из двух используемых емкостей) равнозначно увеличению реакции устройства в 2 раза, а отключение одной из трех используемых при циркуляции емкостей эквивалентно повышению чувствительности системы в 1,5 раза.

Для своевременного обнаружения притока пластового флюида:

изолируют приемную емкость, через которую ведется циркуляция, от других;

уменьшают поверхность приемной емкости установкой перегородки;

устанавливают исходный уровень бурового раствора после возобновления круговой циркуляции;

корректируют положение исходного уровня с учетом объема введенных добавок при обработке и утяжелении бурового раствора, интенсивного выпадения осадков или потерь раствора при его очистке и испарении;

переключают насосы, приемную емкость, перераспределяют объемы бурового раствора только с ведома бурильщика;

останавливают процесс бурения для выполнения указанных работ, если бурят в отложениях, содержащих сероводород.

Увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины. В результате ограничения потока бурового раствора в скважине жесткими стенками поступление пластового флюида вызывает увеличение скорости, а следовательно, и расхода движущейся впереди жидкости.

Разность объемных скоростей на входе и выходе из скважины измеряется дифференциальными расходомерами. На практике расход (скорость) выходящего потока бурового раствора контролируют с помощью индикатора потока, позволяющего обнаружить начавшееся проявление при превышении расхода на выходе на 10 % и более.

Результаты измерения расхода потока на выходе необходимо сопоставить с данными измерений уровня приемных емкостей, поскольку повышение расхода раствора приводит к увеличению уровня в емкостях.

Условие обнаружения проявления с помощью расходомера может быть записано в виде

$$\Delta Q_{\min} = \delta Q_{\max} / 100,$$

где δ — относительная приведенная погрешность прибора, %;

Q_{max} — максимальный расход раствора, измеряемый прибором, л/с.

Эффективность обнаружения газопроявлений расходомером существенно зависит от подачи насосов. С увеличением подачи время обнаружения проявления при одном и том же притоке газа в скважину сокращается в соответствии с равенством

$$\Delta Q_2 = n \Delta Q_1,$$

где ΔQ_1 , ΔQ_2 — приращение расхода на выходе в некоторый момент соответственно при первой и второй подаче насоса, превышающей первую в n раз.

Газирование бурового раствора. Насыщение бурового раствора газом может происходить по различным причинам — как связанным, так и не связанным с недоуравновешенностью пластового давления в скважине.

При увеличении в буровом растворе содержания газа выше фоновое следует принять меры по его дегазации и выявить причины его поступления.

Глины переходной зоны часто загазованы, и их разбуривание сопровождается поступлением в раствор определенного количества газа. При этом газ может поступать как из выбуренной породы, так и из приствольной части массива, если в нем имеются пропластки повышенной песчанности, линзы песка и другие локальные литологические разности, способные содержать флюиды под высоким давлением.

Признак проявления, т.е. поступления газа из окружающих пород вследствие недостатка противодействия со стороны скважины, — продолжающееся газирование раствора во время промывки после прекращения бурения. Кроме того, в этом случае наблюдается повышение газосодержания раствора в забойных пачках при прекращении циркуляции, например, для наращивания бурильной колонны. Это объясняется снижением давления на газифицирующий пласт и увеличением времени газирования забойной порции раствора. Такое присутствие газа не требует немедленного утяжеления бурового раствора.

Газирование раствора возможно из слабопроницаемых непродуктивных коллекторов, залегающих самостоятельно или в глинистой крышке АВГД. Признаки проявления из подобных коллекторов такие же, как и в предыдущем случае.

Обычно по мере углубления в переходную зону наблюдается устойчивое повышение газосодержания раствора вследствие повышения пористости и давления в газосодержащих

породах. При этом прибегают к ступенчатому утяжелению бурового раствора, так как не исключается встреча с высокопродуктивным локальным скоплением газа, способным произвести выброс.

В мировой практике при достаточно хорошо изученных геологических условиях в некоторых случаях бурили при постоянном газировании раствора. Отдельные линзы при этом разрезаются с непрерывной циркуляцией раствора, длящейся до нескольких суток. Считается, что концентрация газа до 70 % безопасна в отношении возникновения выбросов. Опыт бурения с постоянным газированием раствора имеется и в СНГ. Однако для осуществления такого бурения требуется перестраивать технологию буровых работ в соответствии с принципами "сбалансированного" бурения.

Газ может поступать в раствор вместе с выбуренной породой при проходке газонасыщенных пластов и наличии запаса противодавления. В этом случае остановка бурения приводит к прекращению поступления газа в циркулирующий буровой раствор.

Часто выход газированного раствора наблюдается при восстановлении циркуляции после проведения спускоподъемных операций. Причиной этого могут служить чрезмерное снижение давления во время подъема буровой колонны или физико-химические превращения в буровом растворе, приводящие к поступлению определенного объема газа в скважину.

Наличие газа только в забойной пачке, наблюдаемое после спуска буровой колонны и промывки, обычно не приводит к выбросу. Однако в случае снижения давления в буровых трубах и расплескивания бурового раствора вымывать газовую пачку следует при закрытом устье через регулируемый дроссель.

Если отмечается поступление газа в буровой раствор, то содержание его должно постоянно контролироваться. Для этого могут быть использованы станции контроля за бурением или газокаротажные станции. Сведения о концентрации газа, ее изменениях представляют основу для принятия обоснованного решения о дальнейшей технологии бурения.

Когда содержание газа контролируют по плотности бурового раствора, то дебит газа в атмосферных условиях можно найти по формуле

$$g_1 = Q(\rho_0/\rho_{\text{гр}} - 1), \quad (4.1)$$

где Q — подача насосов; ρ_0 , $\rho_{\text{гр}}$ — плотность негазированного и газированного растворов.

Содержание газа в единице объема раствора в восходящем потоке газа, приведенное к нормальным условиям,

$$\alpha_0 = g_r/Q. \quad (4.2)$$

Появление газа в буровом растворе, хотя и снижает его плотность у устья, но, как было показано ранее, обычно не приводит к существенному падению давления на забое. Поэтому нет оснований рассматривать насыщение раствора газом как причину выброса. Скорее наоборот, газирование раствора должно рассматриваться как признак появления условий поступления газа в скважину.

Выход из скважины газированного раствора, сопровождающийся повышением уровня в приемных емкостях, требует повышения плотности бурового раствора и принятия мер по ликвидации начавшегося проявления.

Изменения давления на буровых насосах. Плотность пластовых флюидов, поступающих во время проявления в скважину, ниже плотности бурового раствора. В связи с этим существовавший ранее баланс давлений в кольцевом пространстве и бурильных трубах нарушается. Особенно это характерно для газопроявлений. Но поскольку кольцевое пространство и бурильные трубы представляют систему сообщающихся сосудов, то происходит новое перераспределение давлений за счет снижения давления на буровых насосах.

В этом случае уменьшение давления в нагнетательной линии

$$\Delta p = g l_{\phi}(\rho - \rho_{\phi}),$$

где l_{ϕ} — высота столба флюида в кольцевом пространстве; ρ , ρ_{ϕ} — плотность бурового раствора и пластового флюида соответственно.

Если в скважину поступил газ, то по мере его подъема высота столба увеличивается в результате расширения и давление на насосах постоянно снижается. Снижение давления в случае поступления большой массы газа может быть существенным.

При высоких значениях пластового давления и продуктивности пласта возможно не снижение, а повышение давления в бурильных трубах. Повышение давления в этих случаях возникает непосредственно в момент притока флюида и обусловлено быстрым изменением забойных условий и ростом гидродинамических сопротивлений в затрубном пространстве. Отмечается связь между увеличением давления на стояке в начальные моменты выброса и его интенсивностью.

Если наблюдается только снижение давления на насосах, то это еще не свидетельствует о слабой интенсивности проявлений. Снижение давления может быть вызвано движением газовой пачки, поступившей во время подъема бурильной колонны в результате свабиrowания.

Объем доливаемого и вытесняемого раствора при спуско-подъемных операциях. Известно, что большинство газонефтеводопроявлений и выбросов связано со спускоподъемными операциями, во время которых снижается давление на забой и становится возможным поступление пластовых флюидов в скважину.

Во время подъема бурильной колонны забойное давление уменьшается в результате снижения уровня бурового раствора в скважине и колебаний гидродинамического давления, вызываемого движением труб.

Поступление флюида из пласта в процессе спускоподъемных операций своевременно обнаруживается при постоянном контроле за уровнем раствора в скважине, объемом доливаемого и вытесняемого бурового раствора в сопоставлении с объемом поднятых или спущенных труб.

Проявление, начавшееся в процессе подъема бурильной колонны, распознается по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в скважину, по сравнению с объемом металла бурильных труб, извлекаемых из скважины, и объемом бурового раствора, остающегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если для очистки труб не используют обтираторы, то следует учитывать и объем пленки на наружной поверхности труб. Не допускается уменьшение объема доливаемой жидкости по сравнению с контрольным более чем на 1 м^3 .

Фактический объем доливаемого в затрубное пространство бурового раствора может быть определен с помощью мерной емкости, оборудованной устройством для измерения уровня. Объем емкости должен быть в 1,2—1,5 раза больше объема, занимаемого бурильной колонной в скважине, т.е. она должна быть такой, чтобы после подъема пяти свечей показание уровнемера изменилось бы не менее чем на два деления. Целесообразна схема долива, при которой раствор в скважину подается центробежным насосом, а избыток его по сливной трубе возвращается в мерник. По этой же трубе сливается в мерник раствор, вытесняемый из скважины при спуске труб. Подобная схема долива все более широко распространяется на практике.

В процессе спуска бурильной или обсадной колонны при-

знак проявления — увеличение объема бурового раствора в приемной емкости против расчетного объема вытеснения. Если вытесняемый объем превышает расчетный и в скважине не прекращается перелив, то это свидетельствует о поступлении пластового флюида в ствол скважины. Объем вытесняемой жидкости при спуске труб можно контролировать по объему бурового раствора в одной из приемных емкостей (остальные должны быть отключены от желобной системы). Увеличение объема в приемной емкости на 1 м^3 по сравнению с контрольным объемом указывает на начало проявления. Объем вытесняемой жидкости сверяется с контрольным после спуска каждых 10 свечей.

Изменение показателей свойств бурового раствора. При поступлении пластового флюида в ствол бурящейся скважины происходит изменение показателей свойств бурового раствора: плотности, водоотдачи, вязкости, статического и динамического напряжения сдвига, удельного сопротивления, концентрации хлоридов и др. Указанные здесь признаки имеют значение при слабых проявлениях, когда приток из пласта длительное время остается ниже разрешающей способности установленных средств распознавания выбросов или при их отсутствии. Следует иметь в виду, что причиной отклонения свойств буровых растворов от заданных значений могут быть и другие факторы. Поэтому более достоверно судить о проявлении можно по изменению нескольких показателей одновременно. Это следует также из того, что информативность перечисленных показателей различна.

Информация об изменениях показателей свойств бурового раствора поступает на поверхность с запаздыванием на время, требующееся для продвижения забойных пачек к устью скважины.

4.1.2. ПРИЧИНЫ ПОСТУПЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ

В процессе проводки скважины пластовые флюиды постоянно поступают в скважину, в том числе при превышении забойным давлением $p_{\text{заб}}$ пластового $p_{\text{пл}}$. Систематизация причин ГНВП представлена на рис. 4.3.

Конечно, поступление флюидов из пласта в скважину при превышении забойным давлением пластового практически не может привести к созданию предвыбросовой ситуации. Од-

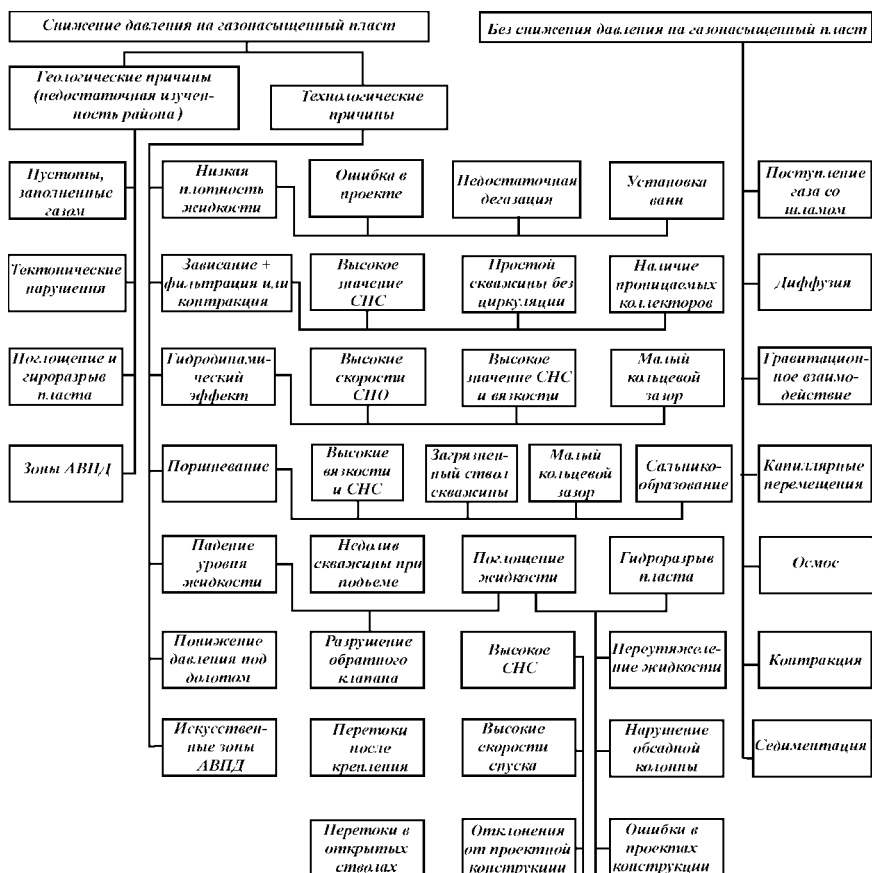


Рис. 4.3. Систематизация причин газонефтепроявлений при бурении скважин

нако даже незначительное по объему поступление газа из пласта может привести к некоторому снижению забойного давления и возникновению опасности пожара при дегазации бурового раствора на устье. Вместе с тем подобные поступления газа в буровой раствор при $p_{\text{заб}} > p_{\text{пл}}$ очень часто дают повод для его утяжеления. Ниже рассмотрены причины поступления в буровой раствор пластовых флюидов и показана целесообразность немедленного утяжеления раствора при первых признаках ГНВП.

Причинами поступления пластовых флюидов в скважину могут являться: капиллярный переток; переток за счет осмоса; поступление пластового флюида с выбуренной и обва-

лившейся породой; гравитационное замещение; диффузия газа; контракционный и фильтрационно-депресссионный эффекты.

Капиллярный переток. Обусловлен капиллярным противотоком при поступлении фильтрата раствора в пласт. Однако поступление флюидов в скважину за счет капиллярного перетока столь незначительно, что не может быть замечено. Кроме того, переток может возникнуть при наличии поровых каналов диаметром до 1 мкм, капиллярное давление в которых способно вытеснить нефть или газ из пласта в скважину. В каналах большего диаметра капиллярные силы слишком малы, и флюиды оттесняются по ним фильтратом бурового раствора в глубь пласта.

Переток за счет осмоса. При осмотическом перетоке флюидов через полупроницаемую перегородку (в данном случае — фильтрационная корка) не происходит существенного накопления пластового флюида в стволе скважины, которое могло бы быть замечено на поверхности.

Поступление пластового флюида с выбуренной и обвалившейся породой. Когда буровой раствор попадает на свежую поверхность породы, только что вскрытой долотом, то за тот короткий промежуток, за которым следует новый срез породы долотом, фильтрат бурового раствора не успевает вытеснить пластовые флюиды из открывшихся пор и трещин и протолкнуть их в пласт. Таким образом, обломки выбуренной породы, выносимые раствором на поверхность, содержат пластовые флюиды.

В результате многочисленных наблюдений установлено, что при разбуривании газосодержащих пород повышение механической скорости проходки приводит к увеличению содержания газа в буровом растворе. Каких-либо признаков поступления жидких флюидов вместе с выбуренной породой практически не отмечено.

Содержание газа в буровом растворе (C , %) может быть рассчитано по формуле

$$C = \frac{v_m \pi D^2 C_1 p_{заб}}{4 Q p_y}, \quad (4.3)$$

где v_m — механическая скорость проходки, м/с; D — диаметр скважины, м; C_1 — содержание газа в породе, %; $p_{заб}$, p_y — соответственно забойное и устьевое давления, МПа; Q — объемная скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве, м³/с.

Данные о содержании газа в буровом растворе на выходе из скважины ($p_y = 0,1$ МПа) для условий бурения долотом диаметром 215,9 мм при подаче насосов $25 \cdot 10^{-3}$ м³/с в породах с открытой пористостью, равной 20 %, в зависимости от механической скорости проходки, представлены в табл. 4.1, где $\Delta p_{\text{заб}}$ — снижение забойного давления; $\rho_{\text{вых}}$, $\rho_{\text{исх}}$ — плотность бурового раствора на выходе из скважины и исходная — при подаче в скважину; w — суммарный объем поступившего в течение 1 ч газа, приведенный к забойным условиям.

Видно, что при повышении механической скорости проходки за счет поступления газа с выбуренной породой плотность бурового раствора на выходе из скважины значительно снижается. Однако при этом почти не снижается забойное давление. Так, даже при 80%-ном содержании газа и $p_{\text{заб}} = 100$ МПа, последнее снижается всего на 2,7 МПа.

Таким образом, при ограничении механической скорости проходки надо исходить не из опасности снижения забойного давления, а из возможной подачи дегазационной установки, а также необходимости предупреждения пульсаций бурового раствора на устье вследствие выхода пузырьков газа из скважины.

Чтобы представить себе объем газа, который может поступить из пласта с низкой проницаемостью при депрессии на пласт, рассмотрим следующий пример. Если предположить, что поступление газа обусловлено депрессией, равной 1 МПа, и вскрыт газоносный пласт толщиной 0,1 м с проницаемостью $1 \cdot 10^{-15}$ м² и контуром питания не более 10 м, то в течение 1 ч в скважину может поступить всего 0,2 м³ газа. Вполне очевидно, что поступление газа из низкопроницаемо-

Таблица 4.1

Изменение плотности бурового раствора при выходе его из скважин

v_m , м/ч	$p_{\text{заб}}$, МПа	C , %	$p_{\text{заб}}$, МПа	$\rho_{\text{вых}}$ (в г/см ³) при $\rho_{\text{исх}}$, г/см ³		w , 10^{-3} , м ³
				1,20	2,00	
1	10	0,8	0,001	1,19	1,98	0,29
5	10	4,0	0,02	1,15	1,92	1,45
10	10	8,0	0,04	1,10	1,84	2,90
1	50	4,0	0,035	1,15	1,92	7,95
5	50	20,0	0,18	0,96	1,60	36,25
10	50	40,0	0,45	0,72	1,20	72,50
1	100	8,0	0,06	0,96	1,84	29,00
5	100	40,0	0,48	0,72	1,20	145,00
10	100	80,0	2,70	0,24	0,40	290,0

го пласта за счет депрессии будет существенно большим, чем поступление его с разбуренной породой даже при очень высоком показателе открытой пористости.

В связи с указанным вскрытие газоносных низкопроницаемых пластов малой толщины с репрессией считается предпочтительным. При вскрытии с депрессией нефте- и водоносных пластов с низкой проницаемостью поступление в раствор нефти или воды может быть не замечено, но растворенный в них газ будет газировать буровой раствор, а объем этого газа может быть сопоставим с объемами газа, поступающего с выносимой породой.

Расчеты показывают, что если в буровом растворе объемом 100 м^3 есть 5–10 % нефти, то поступление $2\text{--}3 \text{ м}^3$ нефти за время цикла циркуляции из пласта толщиной 1 м с проницаемостью $(1\text{--}2) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ не будет зафиксировано ни по показаниям плотномера, ни по данным центрифугирования, а поступление $2\text{--}3 \text{ м}^3$ пластовой воды, кроме того, практически не изменит показателя фильтрации раствора. Даже поступление $2\text{--}3 \text{ м}^3$ рапы в буровой раствор, подготовленный для вскрытия рапопроявляющих пластов, не может быть обнаружено ни по показаниям плотномера, ни по значению показателя фильтрации, ни по результатам замера вязкости. В то же время добавление $2\text{--}3 \text{ м}^3$ жидкости к объему циркулирующего раствора однозначно фиксируется с помощью уровнемера как поступление пластового флюида.

Учет известных факторов, способствующих переходу газа из породы в скважину при разбуривании газоносных горизонтов, сложен и пока не поддается точному определению. Однако с известными допущениями можно определить количество газа, переходящее в скважину в процессе бурения.

Более точно объем газа, поступающий в скважину, может быть определен следующим образом. Очевидно, рассматриваемое его количество прямо пропорционально скорости разбуриваемого газового горизонта и объему выбуренной и обвалившейся породы: чем выше коэффициент кавернозности, тем больше попадает газа в скважину (пропорционально квадрату диаметра вновь образованного ствола и высоте каверны).

Количество газа, попадающее при этом в единицу объема бурового раствора, обратно пропорционально его скорости циркуляции. При этом можно записать:

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} K v_m \frac{1}{v_p} n (1 - \alpha) (1 - \beta) (\varphi_r + \varphi_n v_n + \varphi_b v_b) \frac{1}{B_r}. \quad (4.4)$$

Здесь Q — количество газа, поступившего в единицу объема бурового раствора при разбуривании пород в единицу времени; D — диаметр долота; K — коэффициент кавернозности; v_m — механическая скорость бурения; v_p — скорость циркуляции глинистого раствора; n — коэффициент вскрытой пористости пород (он обычно меньше общей, но больше эффективной пористости); a — количество связанной в породах воды; β — коэффициент проникновения фильтрата бурового раствора (воды) (он определяется как отношение скорости v_b проникновения фильтрата (воды) в породу на забое в направлении бурения к механической скорости v_m бурения v_n/v_m); если $v_n \geq v_m$, то поступление газа в скважину практически исключается (за вычетом невыесненного газа и газа, заключенного в части закрытых пор); $\varphi_r, \varphi_n, \varphi_b$ — соответственно газо-, нефте и водонасыщение (доли пористого пространства, занятые газом, нефтью, водой); v_n, v_b — объемы газа, содержащегося в растворенном состоянии в единице объема нефти или воды, приведенного к условиям (температуре и давлению) пласта; φ_n, v_n — растворенный и конденсированный газ; B_r — объемный коэффициент газа, равный объему, занимаемому 1 м³ данного газа при температуре T и давлении p пласта,

$$B_r = 0,00378 \frac{T}{p} z,$$

где z — коэффициент сжимаемости газа, равный отношению объема реального газа к объему идеального при одинаковых температуре и давлении.

При $\varphi_r = 1$ и $\varphi_b = 0$ формула (4.4) значительно упрощается.

Если пренебречь отклонениями от закона Генри при высоких давлениях, величины v_n и v_b для конкретной пластовой температуры можно приближенно определить по коэффициентам растворимости газов в нефти и воде и по пластовому давлению.

Пластовые флюиды в забойных условиях, попадая в буровой раствор, остаются практически в тех же агрегатных состояниях, в которых они пребывали в породах. При подъеме вместе с глинистым раствором в результате уменьшения давления часть находившихся в состоянии конденсации углеводородов начинает переходить в газообразное состояние.

Подсчитаем весьма ориентировочно количество газа, попадающее во время бурения газового объекта в скважину, при следующих допущениях: $\varphi_r = 1$; $a = 0$; $\beta = 0$.

Примем диаметр долота равным 254 мм, скорость проходки 5 м/ч, объемную скорость циркуляции 30 л/с при $n = 25\%$. Будем считать, что газ представлен метаном, коэффициент растворимости которого в воде составляет 0,03. Примем, что растворимость метана в глинистом растворе равна 0,03 (хотя она будет, несомненно, меньше вследствие минерализации пластовыми водами, наличия твердой фазы и т.д.).

Приблизительный расчет показывает, что при приведенных данных и допущениях количество поступившего в скважину газа составит 55 см^3 за 1 ч. Если допустить, что поры пласта заполнены водой с растворенным в ней газом, количество газа, поступившее в скважину, будет значительно меньше 16 см^3 за 1 ч. Естественно, с уменьшением скорости проходки v_m в газовом горизонте до 2,5 м/ч скорость поступления газа в последнем случае снизится до $8 \text{ см}^3/\text{ч}$.

При равномерной скорости проходки и известной подаче насосов можно определить снижение плотности бурового раствора на поверхности в результате одного цикла циркуляции.

На рис. 4.4 показано снижение плотности бурового раствора в зависимости от скорости проходки и подачи насосов (глубина скважины 1000 м) при начальной плотности раствора $1,2 \text{ г/см}^3$.

Часто газ попадает в скважину из глин.

Из формулы (4.4) следует, что количество поступающего в единицу времени газа пропорционально механической скорости бурения.

Однако данные практики весьма противоречивы, и количество газа в одних случаях больше, в других — меньше, хотя условия бурения примерно одинаковы. Так, по данным,

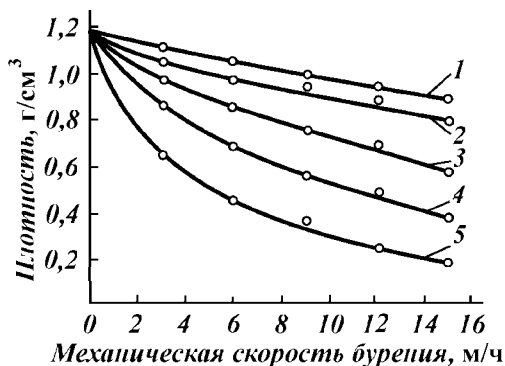


Рис. 4.4. График изменения плотности бурового раствора в зависимости от механической скорости бурения и подачи насосов, л/с:
1 — 30; 2 — 20; 3 — 10; 4 — 5; 5 — 2

фильтрация газа в скважину при скорости бурения 6 м/ч почти не происходила и, наоборот, при скорости в 10 раз меньшей количество поступающего в скважину газа было большим. Согласно М.Л. Сургучеву, при малых скоростях бурения (0,75–1,50 м/ч) газ в растворе не был обнаружен.

Столь противоречивые данные объясняются тем, что в приведенных экспериментах количество поступающего в скважину газа мало зависело от скорости бурения.

Результаты повышения содержания газа в буровом растворе при увеличении скорости проходки в продуктивном газовом пласте следующие: долото диаметром 243 мм, объемная скорость циркуляции бурового раствора 30 л/с, пористость и коэффициент насыщения продуктивного горизонта соответственно составляют 20 и 0,8 %, пластовое давление 10,0 МПа.

Зависимость содержания газов $C_2 - C_4$, образующихся из газоконденсатов, в восходящем потоке бурового раствора (Н.И. Легтев) от скорости бурения продуктивного пласта имеет следующий вид:

Содержание газов в буровом растворе, %.....	2,1	8,6	17,2
Скорость бурения, м/ч.....	3	12	24

Содержание газов $C_2 - C_4$, приведенных к нормальным условиям в буровом растворе, %.....	5,4	10,8	21,5
Скорость бурения, м/ч.....	3	6	12

Е.М. Геллером получены данные по ряду месторождений, на скважинах которых проводился газовый каротаж. Для построения точек на газокаротажной диаграмме выбирался максимум, соответствующий максимуму одного из продуктивных горизонтов. Фактическое содержание газа в растворе Q определялось как среднее арифметическое из всех точек этого максимума. Привязка интервала к определенной глубине осуществлялась по электрокаротажу. Для этого интервала находились скорость бурения v_m и средняя подача насосов. Определяли количество кубических сантиметров газа, поступающего из выбуренных пород, на каждый литр бурового раствора, прошедшего через забой (рис. 4.5).

Полученная зависимость отношения фактического Q и теоретического Q_{Π} содержания газа (Q/Q_{Π}) от механической скорости бурения v_m характеризует действительный режим обогащения газом бурового раствора на забое бурящейся скважины.

Видно (см. рис. 4.5), что обогащение бурового раствора происходит не только за счет попадания газа из разбуренных

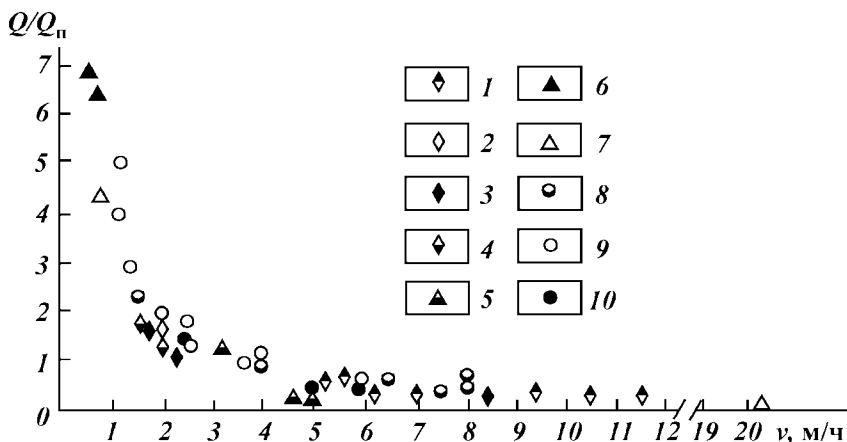


Рис. 4.5. Содержание газа в растворе в зависимости от скорости проходки.
 Ешанка: 1 – башкирский ярус, верхняя часть; 2 – угленосная свита; 3 – верейский горизонт; 4 – башкирский ярус, нижняя часть;
 Песчаный Умет: 5 – башкирский ярус, нижняя часть; 6 – угленосная свита;
 Соколова гора: 8 – башкирский ярус, нижняя часть; 9 – пашийская свита; 10 – живетский ярус

пород. В противном случае зависимость Q/Q_n от v_m выражалась бы прямой линией, параллельной оси абсцисс (с некоторыми незначительными отклонениями, так как $Q \neq Q_n$). В действительности при небольшой скорости проходки фактическое количество газа в буровом растворе больше того, которое можно извлечь из разбурываемых пород. При механической скорости 0,5–0,6 м/ч зависимость достигает максимального значения.

Избыточный газ сверх “теоретического” мог проникнуть в скважину другими путями.

Увеличение плотности бурового раствора не всегда приводит к предотвращению поступления пластовых флюидов в ствол скважины. Известны случаи, когда газ в небольших количествах поступает на забой при $\rho_{исх} = 2,20 \div 2,30 \text{ г/см}^3$. Поступление рапы также не удастся предотвратить повышением плотности бурового раствора. Известен случай, когда при $\rho_{исх} = 2,50 \div 2,55 \text{ г/см}^3$ рапа продолжала поступать в скважину.

Гравитационное замещение. Гравитационное замещение бурового раствора пластовыми флюидами возможно только при наличии в породе вертикальных трещин с раскрытием более 2 мм. Кроме того, такое замещение происходит при равенстве забойного и пластового давлений.

Предположение о том, что на практике может создаваться ситуация, при которой $p_{\text{заб}} > p_{\text{пл}}$, и при этом значительно возрастает скорость гравитационного замещения, неверно, потому что в таких условиях возникают поглощения бурового раствора.

4.1.3. УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ОПЕРАЦИЯХ, ПРОВОДИМЫХ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Современная технология предусматривает бурение скважины, как правило, при $p_{\text{заб}} > p_{\text{пл}}$. Однако соотношение это нарушается по ряду причин:

- вскрытие пласта с более высоким, чем ожидалось, пластовым давлением;

- падение $p_{\text{заб}}$ ниже проектного из-за нарушения технологии бурения;

- нестабильность используемых буровых растворов;

- фильтрационный и контракционный эффекты;

- снижение уровня бурового раствора, вызванное его поглощением;

- поломка обратного клапана.

Полностью избежать возникновения этих ситуаций при существующей практике буровых работ невозможно. Следовательно, при проводке скважин всегда существует потенциальная опасность ГНВП. Проявления, обнаруженные заблаговременно, могут быть быстро ликвидированы. Трудоемкость работ по ликвидации ГНВП зависит в основном от количества поступивших в скважину пластовых флюидов и по мере его увеличения возрастает.

Основными причинами, по которым пластовое давление может быть выше забойного, что неизбежно приводит к ГНВП, являются:

- уменьшение гидростатического давления за счет снижения плотности бурового раствора, поступления в циркулирующий раствор жидкости меньшей плотности, недостаточная дегазация бурового раствора;

- падение гидростатического давления за счет снижения уровня бурового раствора в скважине (поглощение бурового раствора, недолив раствора в скважину при подъеме буровой колонны);

- отрицательное гидродинамическое давление, возникающее

при спускоподъемных операциях, усиливающееся за счет эффекта поршневания;

нестабильность бурового раствора (снижение плотности раствора, находящегося в скважине, за счет осаждения твердой фазы);

эффекты фильтрации и контракции в сочетании с особенностями структурно-механических свойств бурового раствора;

погрешности в определении пластового (порового) давления.

Условие, при котором возникает проявление в процессе бурения или промывки, может быть записано как:

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{г}} + p_{\text{гс}}, \quad (4.5)$$

где $p_{\text{г}}$ — гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора; $p_{\text{гс}}$ — гидравлические потери в затрубном пространстве скважины.

Условие, при котором возникает проявление при подъеме колонны труб, может быть выражено формулой

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{г}} - \Delta p_{\text{ап}} - \Delta p_{\text{ст}} - \Delta h \rho g, \quad (4.6)$$

где $\Delta p_{\text{ап}}$ — гидродинамическое давление (отрицательная составляющая), обусловленное подъемом колонны труб, МПа; $\Delta p_{\text{ст}}$ — снижение статического давления на забой скважины, обусловленное выходом твердой фазы из взвешенного состояния и временем нахождения бурового раствора в неподвижном состоянии, МПа; Δh — глубина опорожнения затрубного пространства, м; g — ускорение свободного падения, м/с²; ρ — плотность бурового раствора, кг/м³.

В литературе фигурирует только одна формула, по которой можно рассчитать снижение давления во время подъема колонны труб:

$$\Delta p_{\text{ап}} = 4 \frac{\theta l}{D - d_{\text{н}}}, \quad (4.7)$$

где $d_{\text{н}}$ — наружный диаметр труб, м.

Снижение давления против гидростатического при подъеме колонны труб также может быть обусловлено изменением скорости подъема (обратный гидравлический удар) при преодолении воздействия статического напряжения сдвига на этапе начала движения, а также в связи с гидравлическими потерями при движении колонны труб вверх с равномерной скоростью.

Для момента начала движения гидродинамическое давление может быть определено по формуле

$$\Delta p_{\text{лп}} = 4 \frac{\theta l}{D - d_{\text{н}}} + \rho v_{\text{с}} (v - v_0) \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{к}}}, \quad (4.8)$$

где $v_{\text{с}}$ — скорость распространения ударной волны по затрубному пространству скважины, м/с; v — достигнутая скорость движения труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с; v_0 — начальная скорость движения колонны труб, м/с; l — длина колонны труб, м; $S_{\text{т}}$, $S_{\text{к}}$ — площадь поперечного сечения соответственно трубы и затрубного пространства, м².

При равномерном движении колонны труб вверх снижение давления может быть оценено по формуле Дарси — Вейсбаха с учетом скорости движения жидкости:

$$\Delta p_{\text{лп}} = \lambda \frac{l}{D - d_{\text{н}}} \frac{\rho}{g} \left(\frac{v_{\text{т}}}{t S_{\text{к}}} \right)^2, \quad (4.9)$$

где $v_{\text{т}}$ — объем труб, поднятых из скважины за время t (в секундах), м³; λ — коэффициент гидравлических сопротивлений.

Измерения на забое, сделанные с помощью телеметрической системы, показали, что при подъеме колонны труб с глубины 2020–2235 м изменение давления составило 0,17–0,74 МПа при $p_{\text{г}} = 25,5 \div 27,2$ МПа. Расчеты по формуле (4.8) для $\theta = 50$ Па, $v_{\text{с}} = 1000$ м/с и $v = 0,2 \div 0,4$ м/с хорошо совпадают с результатами измерений забойного давления. Расчеты по формуле (4.9) дают заниженные значения по сравнению с фактическими измерениями. По-видимому, наибольшее снижение давления при подъеме колонны труб наблюдается в начальный момент движения.

При расчетах по предложенной формуле рекомендуется принимать скорость распространения ударной волны по затрубному пространству для обсаженного ствола, заполненного водой, равной 1350 м/с, и буровым раствором — 1100 м/с. Для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором, $v_{\text{с}} = 800$ м/с.

ГНВП при спуске колонны труб обусловлены снижением гидростатического давления в неподвижной части бурового раствора в связи с понижением гидродинамического давления при торможении колонны труб.

Условие, при котором возникает проявление при спуске труб, может быть выражено формулой

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{г}} - \Delta p_{\text{ст}} - \Delta p_{\text{дс}}, \quad (4.10)$$

где $\Delta p_{\text{дс}}$ — гидродинамическое давление (отрицательная составляющая), обусловленное торможением при спуске колонны труб.

Значение $\Delta p_{\text{ст}}$ по мере спуска труб уменьшается.

Измерения значений гидродинамического давления при спуске бурильной колонны показали, что за счет него общее давление в скважине может и увеличиваться, и уменьшаться. Анализ результатов исследований показал, что снижение давления не превышает 5 % значения гидростатического давления, рассчитанного по глубине погружения труб. При спуске труб со скоростью 1,0–3,0 м/с гидродинамическое давление (отрицательная составляющая) следует определять по формуле

$$\Delta p_{\text{дс}} = (0,05 \pm 0,02) p'_{\text{г}}, \quad (4.11)$$

где $p'_{\text{г}}$ — гидростатическое давление на глубине погружения бурильной колонны.

При спуске труб со скоростью менее 1 м/с $\Delta p_{\text{дс}} = 0,01 p'_{\text{г}}$.

При отсутствии циркуляции ГНВП обусловлены нестабильностью бурового раствора, в связи с чем условия их возникновения можно выразить формулой

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{г}} - \Delta p_{\text{ст}}. \quad (4.12)$$

Снижение давления столба бурового раствора, находящегося в покое, обусловлено нестабильностью свойств раствора в сочетании с фильтрационными и контракционными эффектами. По мере роста статического напряжения сдвига темп падения и значение забойного давления снижаются. На основании имеющихся результатов экспериментальных исследований можно предложить следующую формулу для определения снижения давления в случае, когда $\theta < 200$ дПа за 1 мин, для периода покоя до 10 ч:

$$\Delta p_{\text{ст}} = (0,02 \pm 0,05) H_{\text{п}} \rho g, \quad (4.13)$$

где $H_{\text{п}}$ — высота столба бурового раствора, остающегося в покое.

Для случая $\theta > 500$ дПа за 1 мин снижение давления столба бурового раствора не происходит. Для уточнения предложенных зависимостей необходимо провести дополнительные экспериментальные исследования.

Количество поступающего из пласта флюида в единицу времени в начальный момент проявления может быть оцене-

но по тем же параметрам, что и дебит скважины. Следовательно, интенсивность ГНВП зависит от депрессии на пласт, проницаемости и толщины вскрытой части проявляющих пластов, а также от вида флюида.

При малых объемах флюида, поступающего в скважину, например газа, вследствие низкой проницаемости коллектора забойное давление возрастает до тех пор, пока структурированный раствор будет выдерживать воздействие возникающего избыточного давления. Поступление газа в скважину может прекратиться, если забойное давление станет равным пластовому или превысит его. В этих случаях при промывке скважины после остановок поступивший в скважину пластовый флюид вымывается с забоя в виде газированной пачки.

Если поступление флюида (чаще всего газа) в скважину при отсутствии циркуляции обнаруживается только при промывке после спуска бурильной колонны во время выхода с забоя газированной пачки, то подобное проявление чаще всего не требует повышения плотности бурового раствора.

Поступление пластового флюида в скважину при бурении, приводящее к повышению уровня бурового раствора в приемных емкостях, следует считать явлением опасным и требующим увеличения плотности раствора.

4.1.4. О ПРИРОДЕ ГАЗИРОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Газ, попавший в буровой раствор, может находиться в нем в растворенном или свободном состоянии.

Газ в свободном состоянии схематично можно рассматривать в виде шара, находящегося под воздействием определенного внешнего давления. При движении бурового раствора вверх давление на газовый шар будет уменьшаться, и он увеличится в объеме.

Система, в которой газовые пузырьки (шары) свободно распределены, относится к эмульсии газа в жидкости.

Сильно концентрированные эмульсии называются пенами, в которых большая поверхность жидкости соприкасается с газообразной фазой, поэтому такая система, стремясь уменьшить свою поверхность раздела, неустойчива. В пенистой жидкости устойчивость пузырьков равна нулю. При сближении пузырьков жидкость вытесняется из пограничных пленок; происходит коалесценция. Для растворов устойчивость пен зависит от концентрации растворенного вещества.

Максимум устойчивости наблюдается уже при малых концентрациях, когда адсорбционный слой еще не насыщен. Если поверхностная прочность раствора большая, максимум устойчивости сдвигается в сторону больших концентраций.

Большие пузырьки газа или воздуха, попавшие в буровой раствор, могут диспергироваться, что зависит от режима движения раствора. Чем больше раздроблен пузырек воздуха, тем труднее он подвергается дальнейшей диспергации. При движении бурового раствора с растворенным газом образуется большое количество пузырьков вследствие резкого снижения давления.

Буровой раствор в зависимости от физико-механических свойств удерживает различное количество газа. Выделение газовых пузырьков также определяется указанными свойствами раствора. Буровые растворы, обрабатываемые некоторыми химическими реагентами, могут содержать весьма высокое количество газа (воздуха) — от 25 до 30 % и даже больше.

Продвижение газовых пузырьков относительно бурового раствора обуславливается рядом факторов, в основном небольшими их размерами и большими значениями напряжения сдвига бурового (глинистого) раствора.

Максимальный диаметр $d_{\max}$ шара газового пузырька, удерживаемого буровым раствором, определяется статическим напряжением сдвига последнего:

$$d_{\max} = 6\theta / \rho, \quad (4.14)$$

где ρ — плотность бурового раствора; $d_{\max}$ — диаметр пузырьков в форме шара; θ — статическое напряжение сдвига раствора.

Из (4.14) следует, что с увеличением напряжения сдвига бурового раствора и уменьшением плотности затрудняется очистка бурового раствора от газа.

4.1.5. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ (СНИЖЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ)

В процессе буровых работ давление на пласт может снижаться. Причиной тому являются различные факторы.

1. Несоответствие значений плотности бурового раствора условиям бурения. Оно возникает после появления в разрезе

горизонта с высоким пластовым давлением или постепенного насыщения бурового раствора газом, оставшимся незамеченным.

2. Поступление газа в скважину вследствие снижения давления на пласт в результате поглощения бурового раствора при бурении. Газопроявления, переходящие в открытые фонтаны, при поглощении бурового раствора главным образом вышележащими пластами происходят часто.

3. Недолив скважины. При определенных реологических свойствах бурового раствора и скорости подъема инструмента снижение давления на пласт происходит вследствие эффекта поршневания. При подъеме инструмента давление снижается всегда, однако не отмечено случаев возникновения выбросов только за счет действия одного этого фактора.

По промысловым данным видно, что давление на пласт снижается в основном за счет недолива скважины при подъеме инструмента.

Наиболее часты случаи поступления газа в скважину после небольших остановок с последующим подъемом инструмента.

4. Снижение давления может быть весьма резким в случае высокой скорости подъема колонны при наличии в скважине высоковязких буровых растворов с большими значениями статического напряжения сдвига.

4.1.6. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ВСЛЕДСТВИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ БУРОВОЙ РАСТВОР – ФЛЮИД ПЛАСТА

Проникновение газа в буровой раствор скважины как функция различных физико-химических процессов — одна из основных причин газирования буровых растворов. Однако, кроме диффузионных процессов, другие процессы, за небольшим исключением, не изучались и не рассматривались. Природа газирования буровых растворов недостаточно изучена, а многие аспекты этой проблемы далеки от разрешения. Тем не менее некоторые из них могут быть оценены.

Поступление газа (и других флюидов) в скважину вследствие диффузии

Часто насыщение бурового раствора газом связывается с его диффузией. Для безопасного вскрытия газовых горизонтов при бурении плотность бурового раствора выбирается из расчета превышения гидростатического давления над пластовым. Превышение составляет 15–20 %. Таким образом, в течение всего процесса бурения заглинизированные газовые пласты находятся под избыточным давлением столба жидкости. Это не исключает возможности поступления газа из пласта в скважину в результате диффузии.

По мнению многих отечественных и зарубежных исследователей, главнейшей причиной проникновения газа в скважину (в раствор), не закрепленную обсадной колонной, или в заколонное пространство выше цементного кольца является диффузия газа в раствор, и она происходит даже в том случае, когда противодавление столба бурового раствора больше давления газа в пласте. Поэтому считают, что в ряде случаев заполнение заколонного пространства тяжелым буровым раствором не может гарантировать от проникновения газа.

Диффузия — это явление проникновения двух или нескольких соприкасающихся веществ друг в друга. Собственно процесс диффузии газа заключается в том, что он переходит из газового пласта в буровой раствор (глинистую корку), т.е. в среду, где его концентрация меньше (или равна нулю). Перемещение газа под действием разности концентраций называют диффузионным потоком газа. Диффузионный поток способствует выравниванию концентраций, т.е. уменьшению разности концентраций, которая вызвала этот поток. Диффузия, приводящая к выравниванию концентраций газа при соприкосновении с буровым раствором (коркой), т.е. приводящая к изменению разностей концентраций, называется нестационарной диффузией.

Движущей силой диффузии является перепад парциальных давлений, т.е. различие в содержании данного вещества (газа, нефти) в пласте и за его пределами.

В общем случае насыщенный газом пласт глинизируется. На стенке скважины против пласта отлагается глинистая корка определенной толщины и с определенными свойствами. На некотором расстоянии в глубь пласта накапливается флюид бурового раствора, который, создавая блокирующие зоны, препятствует прохождению газа к скважине. На прохождение газа к буровому раствору в скважине потребуется

больше времени, чем в случае только что вскрытого пласта (возникает блокировка флюида).

Диффузия описывается законом Фика:

$$dQ = DF \frac{dc}{dr} dt. \quad (4.15)$$

Здесь dQ — количество продиффундировавшего вещества (газа) через поверхность F за время dt ; $\frac{dc}{dr}$ — градиент концентрации вещества; D — коэффициент диффузии.

Однако, прежде чем начать диффундировать в буровой раствор, газ должен раствориться в фильтрате бурового раствора, находящемся в пласте. Тогда

$$dQ = -DaF \frac{p_1 - p_2}{\delta} dt, \quad (4.16)$$

где p_1, p_2 — парциальное давление газа соответственно в пласте и буровом растворе; a — коэффициент растворимости газа в фильтрате бурового раствора; δ — глубина проникновения фильтрата в пористый пласт.

Коэффициент диффузии D зависит от свойств и состава диффундирующего газа, свойств глинистой корки и бурового раствора, температуры, концентрации диффундирующего газа, давления и т.п. Точно определить количество газа, диффундирующего из пласта в буровой раствор скважины, пока невозможно.

Сделав некоторые допущения, ориентировочно определим количество газа, который может продиффундировать в буровой раствор.

Так как не имеется данных о коэффициенте диффузии газов для буровых растворов, примем его равным коэффициенту диффузии для воды. На самом деле, его значение должно быть ниже. Для глинистых корок он будет еще меньше. В табл. 4.2 приведены коэффициенты диффузии некоторых газов через воду.

Скорость процесса диффузии через жидкую среду определяется коэффициентом растворимости газа в этой среде.

Не имея данных о значении концентрации газа на границе буровой раствор, глинистая корка, блокирующая зона — газ, с известными допущениями можно принять, что она на поверхности раздела равна растворимости газа в буровом растворе. Предположим, что парциальное давление p_2 газа в буровом растворе равно нулю, а в пласте — 10,0 МПа. Тогда

Коэффициент диффузии некоторых газов через воду*

Температура, °С	Коэффициенты диффузии, см ³ /сут			
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂
20	2,2	1,6	1,3	1,2
40	3,6	2,6	2,2	1,9
60	5,4	3,9	3,2	2,8
80	7,3	5,3	4,4	3,8

* Царевич К.А., Шищенко Р.И., Бакланов Б.Д. Глинистые растворы в бурении. — Баку: Азнефтеиздат, 1935.

в случае содержания в пласте метана при температуре 60 °С (для 254-мм скважины без каверн) и 10-мм глинистой корки¹ через 1 м² поверхности за 1 сут продиффундирует 0,2 м³ газа. При этом количество продиффундировавшего в скважину газа должно быть обратно пропорционально толщине корки. Конечно, для более точного расчета следует учитывать физико-химические особенности корки. Есть основания предполагать, что при толстых, но рыхлых глинистых корках количество поступающего в скважину газа увеличивается.

Не проводя более подробного анализа, можно заключить, что общее количество газа, проникшего в буровой раствор скважины только за счет диффузии, мало. Поэтому объяснить возможность внезапного выброса или интенсивного обогащения газом раствора нельзя².

Количество диффундирующего в скважину газа возрастает, если в буровой раствор введена нефть, так как коэффициент растворимости газа в нефти выше. Отсутствие глинистой корки также должно способствовать повышению количества проникающего в скважину газа. Однако экспериментального подтверждения приведенных предположений пока нет.

Фильтрация газа в скважину

Имеется также предположение о фильтрации (эффузии) газа в скважину. Ее проявление возможно только при понижении давления в скважине до значений более низ-

¹ С уменьшением толщины глинистой корки при постоянных ее свойствах диффузия газа возрастает.

² Царевич К.А., Шищенко Р.И., Бакланов Б.Д. Глинистые растворы в бурении. — Баку: Азнефтеиздат, 1935.

ких, чем в пласте. В таком случае движение газа должно подчиняться закону Дарси:

$$Q = kF \frac{p_1 - p_2}{2\mu h} t.$$

Здесь Q — количество фильтрующегося в скважину газа в течение времени t через поверхность F ; k — коэффициент газопроницаемости породы; p_1 , p_2 — давление соответственно в пласте и скважине; μ — вязкость газа; h — толщина слоя, через который диффундирует газ.

Некоторые исследователи полагают, что в процессе бурения около вращающегося долота может возникнуть область некоторой относительной депрессии давления, в которой оно будет не только меньше статического напора столба раствора на забой, но и меньше пластового давления. При прекращении вращения долота давление восстанавливается и поступление газа прекращается. Однако эти предположения не проверялись экспериментально.

Поступление флюида в скважину за счет капиллярного противотока

М.Л. Сургучев в основу объяснения поступления газа и нефти из пласта положил капиллярные силы и процесс капиллярного замещения нефти (газа) в призабойной зоне скважины фильтратом бурового раствора или водой. Суть сводится к следующему.

При соприкосновении двух несмешивающихся жидкостей вследствие искривления поверхности менисков на границе раздела фаз возникает капиллярное давление, направленное в сторону менее смачиваемой жидкости. В связи с тем, что продуктивные песчаные пласты в большинстве своем гидрофильны, капиллярные давления в них направлены в сторону нефти. Вследствие микронеоднородности (различные диаметры каналов) продуктивных пластов роль капиллярных сил в нефтепроявлениях в процессе бурения сильно возрастает.

Механизм притока нефти в скважину М.Л. Сургучев представляет следующим образом (рис. 4.6). При соприкосновении бурового раствора с нефтенасыщенной пористой средой в неодинаковых по значению поровых каналах возникает различное капиллярное давление. В меньших поровых каналах диаметром до 1 мкм капиллярное давление более высокое и может достигнуть 0,1–0,12 МПа. В более крупных (диаметром 10–12 мкм) оно не будет превышать 0,01–

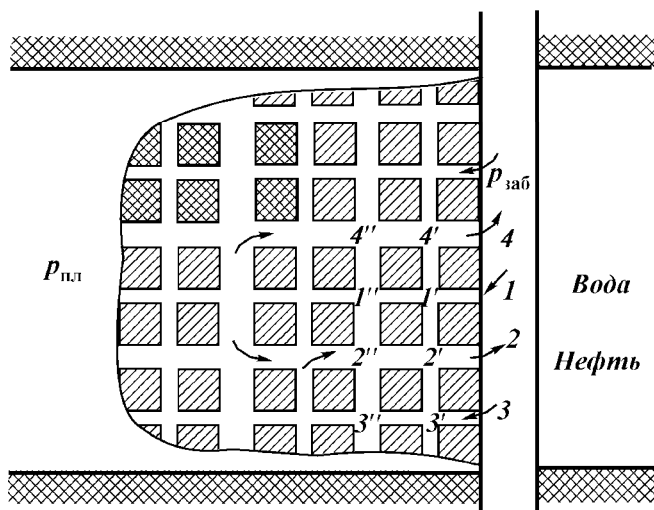


Рис. 4.6. Схема капиллярного противотока нефти из пласта в скважину, а фильтрата раствора (воды) – из скважины в пласт при $P_{заб} > P_{пл}$; $\Gamma_1 \neq \Gamma_2 \neq \Gamma_3 \neq \Gamma_4 \dots$; $P_{к1} > P_{к1'}$; $P_{к3} > P_{к2'}$; $P_{к} > \Delta p$

0,02 МПа, в результате чего между различными поровыми каналами, т.е. между точками 1 и 4 через каналы 2–3, 2'–3', 2''–3'' и т.д., появится перепад давления, который в зависимости от степени микронеоднородности может достигать 0,05–0,1 МПа. Для оттеснения нефти от ствола под избыточным гидростатическим давлением, создаваемым столбом бурового раствора в скважине, градиент давления при внедрении фильтрата в пласт будет незначительным (всего 0,0002 МПа на 1 см при перепаде давления 4,0 МПа); тогда как для внедрения фильтрата раствора в пласт под действием разности капиллярных давлений достаточно преодолеть сопротивление пласта длиной от 1 см до 1 м. Поэтому градиент давления между различными поровыми каналами при небольшом значении перепада 0,05–0,1 МПа превысит 0,005–0,01 МПа, т.е. в 20–50 раз выше градиента вдоль напластования от гидростатического перепада давления (под действием капиллярных сил). Этим М.А. Сургучев обосновывает возможность внедрения фильтрата бурового раствора в каналы меньшего диаметра с вытеснением из них нефти в более крупные, а по ним – в скважину.

Явление притока нефти из пласта в скважину и внедрение фильтрата (воды) из нее в пласт за счет предполагаемой разности капиллярных давлений М.А. Сургучев называет капил-

лярным замещением нефти водой. Автор резюмирует: приток нефти из пласта, а воды из скважины в пласт при превышении давления над пластовым обуславливается совместным проявлением капиллярных сил и гидростатического давления, причем приток нефти в скважину происходит непрерывно; процесс замедляется во времени.

Структурообразование в буровом растворе и механизм снижения давления на флюид пласта

Рассмотрим некоторые вопросы структурообразования в буровых растворах с целью выявления причинной связи между их структурно-механическими характеристиками и явлением газопроявления.

Следуя П.А. Ребиндеру, структуры дисперсных систем целесообразно разделить на два типа: 1) структуры, возникающие в суспензиях и эмульсиях, и 2) структуры, возникающие в коллоидных и малоконцентрированных системах. Первые обусловлены упругостью сольватных оболочек, которые препятствуют взаимодействию частиц. Структуры второго типа возникают лишь тогда, когда частицам дисперсной фазы свойственна большая анизодинамичность формы, как, например, в случае глинистых частиц. Частицы, имея на углах и ребрах утонченные гидратные пленки, легко взаимодействуют в этих незащищенных активных местах и образуют сетчатую структуру, пронизывающую весь объем системы.

По характеру связей между отдельными элементами все структуры делятся на: 1) обратимые коагуляционно-тиксотропные и 2) необратимые конденсационно-кристаллизационные. Первые обладают низкой прочностью и восстанавливаются во времени вследствие слабых ван-дер-ваальсовых связей между частицами, разделенными тонкими прослойками дисперсной среды, играющей роль гидродинамической смазки (глинистые и жидкие цементные растворы). Вторые обусловлены прочными химическими связями при непосредственном сцеплении частиц и разрушаются при механическом воздействии необратимо (твердеющие цементные растворы, цементный камень).

С процессами структурообразования неразрывно связана коагуляция растворов, которая проходит в два этапа — гидрофильная и гидрофобная.

При гидрофильной коагуляции, когда концентрация элект-

ролита достаточна лишь для гидрофобизации незначительной части поверхности частиц, взаимодействие частиц дисперсной фазы происходит лишь в этих активных центрах, благодаря чему в растворе образуется пространственная структура. В результате гидрофильной коагуляции раствор приобретает свойства твердого тела (точнее, геля), а попавшая в ячейки структуры дисперсионная среда теряет свою подвижность. Однако перемешивание системы нарушает коагуляционно-тиксотропную структуру и возвращает раствору свойства жидкости (золя).

Дальнейшее добавление электролита гидрофобизирует значительную часть поверхности глинистых частиц, давая им возможность слипаться по всей поверхности. Происходит гидрофобная коагуляция. Концентрированные системы при этом затвердевают, выpressовывая воду (синерезис), а разбавленные — разжижаются и обретают подвижность вследствие выпадения осадка и потери структуры (коагуляционное разжижение).

Для промышленного использования буровых (глинистых) растворов большое значение имеет их способность вновь восстанавливать структуру в покое после механического разрушения (явление тиксотропии). Перечислим факторы, которые при наличии теплового движения обуславливают тиксотропию системы: 1) достаточно большое число частиц дисперсной фазы в единице объема с вытянутой формой, облегчающей построение пространственной сетки; 2) наличие коллоидной фракции, играющей роль склеивающего материала для грубодисперсных частиц; 3) не слишком высокая прочность структуры и ее способность к остаточным деформациям.

Характерной тенденцией современного бурения является уменьшение значения положительного перепада давления и поддержание его на уровне 2—6 % от значения давления пластовых флюидов.

Можно полагать, что существование предельного статического и динамического напряжения сдвига в таких системах оказывает определенное влияние на значение положительного перепада давления.

Рассмотрим статическую задачу определения значения давления (назовем его "гидростатическим") столба бурового раствора на забой или стенки скважин на некоторой глубине.

Для ньютоновской жидкости, не обладающей структурно-механическими свойствами и заполнившей такую скважину,

давление p на глубине h определяется по известной формуле:

$$p = \rho g h + p_0, \quad (4.17)$$

где ρ — плотность жидкости; p_0 — давление на свободной поверхности жидкости (обычно атмосферное).

Если скважина заполняется буровым раствором плотностью ρ с определенными структурно-механическими свойствами, давление на глубине h нельзя точно определить по формуле (4.17). Для упрощения задачи предположим, что предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора в начальный момент времени равно нулю, а затем мгновенно возрастает до θ и в дальнейшем не изменяется во времени. Тогда залитый в скважину буровой раствор в начальный момент времени создает давление, равное давлению столба истинной жидкости с той же плотностью и определяемое по формуле (4.17). Возникновение структуры в последующие моменты времени не будет влиять на значение этого давления, если непрерывно не происходит: 1) увеличение или уменьшение столба бурового раствора, например, при доливе или оттартовывании; 2) приток жидкости из пласта; 3) отфильтровывание дисперсионной среды бурового раствора в пласт.

Пусть столб бурового раствора плотностью ρ увеличивается на величину Δh . Если при этом добавочная сила $\frac{\pi D^2}{4} \Delta h g \rho$ не превысит силы $\pi D(h + \Delta h)\theta$, необходимой для сдвига всего столба раствора в скважине диаметром D , то давление на забое останется прежним. И только тогда, когда избыточное давление превысит сопротивление сдвигу, давление на забое скачком увеличивается на величину $\frac{\pi D^2}{4} \Delta h g \rho$, где Δh больше некоторой критической величины $\Delta h_{\text{крит}}$. Для условия равновесия имеем:

$$\frac{\pi D^2}{4} g \rho \Delta h_{\text{крит}} = \pi D(h + \Delta h_{\text{крит}})\theta. \quad (4.18)$$

Точно так же при уменьшении высоты столба бурового раствора в скважине выброс раствора может произойти мгновенно, при достижении некоторого значения уровня при определенных значениях θ .

В случае притока высоконапорной жидкости или газа в скважину столб бурового раствора высотой h до тех пор не придет в движение, пока избыточное давление не превысит

значение, необходимое для его сдвига. Давление, которому может препятствовать столб структурированной жидкости,

$$p_c = \frac{4\pi D h \theta}{\pi D^2} = \frac{4h\theta}{D}. \quad (4.19)$$

Т.е. давление в скважине, в частности на ее забое, без видимого движения структурированного бурового раствора может возрасти до максимального значения

$$p = p_0 + g\rho h + \frac{4h\theta}{D}. \quad (4.20)$$

При отфильтровывании дисперсионной среды бурового раствора у забоя скважины в пласт давление на глубине h может также снизиться на значение p_c , в то время как верхний уровень в скважине не изменит свое положение.

Давление в результате такого отфильтровывания может достичь минимального значения

$$p = p_0 + g\rho h - \frac{4h\theta}{D}. \quad (4.21)$$

При определенных условиях (отфильтровывание воды или уход бурового раствора в пласт) давление со стороны скважины на пласт станет равным нулю, если столб бурового раствора "зависнет" на стенке скважины благодаря значительной прочности пространственной структуры.

Условие равновесия в результате "зависания" единицы длины столба бурового раствора имеет вид:

$$\frac{\pi D^2}{4} g\rho - \pi D \theta = \pi D \left(\frac{g\rho D}{4} - \theta \right) = 0. \quad (4.22)$$

Чем меньше ρ и D , тем при меньших значениях θ может наступить указанное явление.

Рассмотренные выше закономерности в значительной степени усложняются, если учитывать изменение значения предельного статического напряжения сдвига во времени, т.е. тиксотропию растворов. Значение p_0 при этом будет изменяться плавно.

Следующий пример позволяет проиллюстрировать порядок изменения значения p_c для цилиндрической вертикальной скважины глубиной 3000 м и диаметром 25,4 см, заполненной буровым раствором плотностью 1,35 г/см³. Предельное статическое напряжение сдвига этого раствора равно 350 мкс/см².

$$p_c = \frac{40h}{D} = 16 \text{ кгс/см}^2 = 1,6 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление без учета структурно-механических свойств раствора для данного случая

$$p_0 + hgr = 40,5 \text{ МПа.} \quad (4.23)$$

Таким образом, отношение p_c к сумме $p_0 + hgr$ составляет примерно 4 %, т.е. равно по порядку тому значению избыточного перепада давления, которое пытаются создать добавочным утяжелением бурового раствора с целью предотвращения поступления пластовых флюидов в скважину. Возрастание θ с течением времени еще больше увеличит p_c . Характерно, что еще большее увеличение ρ в данном случае не оправдано. Добавление утяжелителя обычно вызывает увеличение θ , а высокое избыточное давление может явиться причиной поглощений особенно в процессе циркуляции бурового раствора, когда ее пространственная структура в основном разрушена, а к гидравлическому давлению прибавляется гидродинамический напор.

Представляет интерес полученные выше закономерности применить к условию, когда буровой раствор занимает кольцевое пространство между коаксиальными цилиндрами диаметрами D и d ($D > d$) и высотой h , т.е. в затрубном пространстве. Тогда условие равновесия при доливе (первый случай) бурового раствора на некоторую критическую высоту $\Delta h_{\text{крит}}$ выразится следующей формулой:

$$\frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} g\rho\Delta h_{\text{крит}} = \pi(D + d)(h + \Delta h_{\text{крит}})\theta. \quad (4.24)$$

Давление p_c , которому может препятствовать (второй случай) столб структурированного раствора в кольцевом пространстве, если возникает приток на забой высоконапорной жидкости или газа, может быть определено по формуле

$$p_c = \frac{4\pi(D + d)h\theta}{\pi(D^2 - d^2)} \frac{4h\theta}{D - d}. \quad (4.25)$$

Наиболее интересен третий случай отфильтровывания дисперсионной среды структурированного бурового раствора у забоя из кольцевого пространства. При этом, как следует из

сказанного выше, давление у забоя на пластовые флюиды может также уменьшиться на

$$p_c = \frac{4h\theta}{D-d}.$$

Значение p_c для приведенных выше условий и $D - d = 7,25$ см равно около 5,6 МПа и составляет 13,8 % по отношению к давлению, создаваемому весом столба бурового раствора. Стремление уменьшить зазор, что характерно для современного бурения, приведет, как следует из формулы, к резкому росту значения p_c . Так, при уменьшении зазора до 5,08 см увеличивается p_c от 13,8 до 25,0 % (доля p_c по отношению к давлению столба бурового раствора). Однако как в том, так и в другом случае эти значения намного превосходят значение обычно поддерживаемого положительного перепада давления, создаваемого избыточным утяжелением системы.

"Зависание" бурового раствора в кольцевом пространстве осуществляется, как это следует из сравнения формул (4.19) и (4.25), при значениях θ значительно меньших, чем в трубе. Условие равновесия при "зависании" единицы длины столба бурового раствора в данных условиях имеет вид:

$$\frac{\pi(D^2 - d^2)g\rho}{4} - \pi(D + d)\theta = \pi(D + d)\left[g\rho\frac{D-d}{4} - \theta\right]. \quad (4.26)$$

Для условий, рассматриваемых выше, буровой раствор может "зависать" при $\theta = 2550$ мгс/см² (зазор 7,25 см) или $\theta = 1400$ мгс/см² (зазор 5,08 см). Следует отметить, что в процессе длительного "упрочнения" предельное статическое напряжение реальных буровых растворов вполне может достичь подобных значений и при локальном снижении давления у пласта вполне возможно поступление флюида в скважину. Вследствие того, что трубы, спущенные в скважину, и кольцевое пространство между ними и стенками скважины являются, по существу, сообщающимися сосудами, рассмотрим в общем виде условия равновесия в них бурового раствора. Для упрощения задачи примем, что сообщающиеся сосуды представляют собой U-образную трубку диаметром D ; характеристики бурового раствора остались прежними. Пусть в начальный момент времени уровни бурового раствора в каждом из колен U-образной трубки находятся на одной горизонтальной плоскости. Если теперь в одно из колен, например правое, доливать буровой раствор, то уровень в

левом колене будет сохранять свое положение до тех пор, пока вес избыточного столба раствора высотой Δl и диаметром D не превысит силу, обусловленную предельным статическим напряжением сдвига, необходимую для сдвига бурового раствора в обоих коленях. Если принять, что общая длина столба бурового раствора в момент сдвига равна $l + \Delta l$, то условие равновесия может быть выражено равенством, аналогичным формуле (4.18),

$$\frac{\pi D^2}{4} \rho g \Delta l = \pi D (l + \Delta l) \theta. \quad (4.27)$$

Аналогично можно рассмотреть случай, когда сообщающиеся сосуды представляют собой центральное и кольцевое пространство двух вертикальных соосных цилиндров высотой l и диаметром D и d ($D > d$). Внешний цилиндр имеет дно. Если во внутренний цилиндр доливать буровой раствор на высоту Δl , то, учитывая изложенное выше, условие равновесия можно записать в следующем виде:

$$\frac{\pi d^2}{4} \rho g \Delta l = \pi d (l + \Delta l) \theta + \pi (D - d) l \theta. \quad (4.28)$$

Следует отметить, что в формуле (4.28) не учитывается толщина стенок труб.

Изменение давления в результате притока пластовых флюидов или отфильтровывания дисперсионной среды из бурового раствора, которые могут происходить на любой глубине из затрубного пространства, легко определить, если учитывать приведенные выше формулы для сдвига структурированной системы в различных условиях. Это изменение будет равно меньшему значению из двух величин p'_c и p''_c . Здесь p'_c — давление для раствора, находящегося в кольцевом пространстве над рассматриваемым горизонтом, а p''_c — давление, необходимое для одновременного сдвига столба структурированной жидкости в колонне и кольцевом пространстве, расположенном ниже этого горизонта.

Трудности точного подсчета изменения давления в скважине определяются следующими основными факторами: 1) непостоянством значения предельного статического напряжения сдвига по стволу скважины и 2) неопределенностью формы поверхности сдвига. Скважина не имеет форму цилиндра. В каждом конкретном случае сдвиг системы будет осуществляться по плоскости, для перемещения на которой требуется минимальная сила. Кроме того, скважина не является верти-

кальной. В связи с этим только некоторая составляющая силы тяжести, которая изменяется в зависимости от отклонения с глубиной направления скважины от вертикали, обуславливает сдвиг системы, т.е. для наклонной скважины требуется меньшее значение предельного статического напряжения сдвига столба "зависшего" бурового раствора, чем для вертикальной. Однако с помощью приведенных выше формул можно ориентировочно, но с достаточной точностью производить необходимые подсчеты.

Р.И. Шищенко и Б.И. Есьман рассмотрели изменение давления столба газированного бурового раствора на забой и стенки скважины. Они считали процесс в первом приближении изотермическим и решали задачу как статическую, т.е. предполагали, что газ не может подниматься относительно жидкости (т.е. внутри бурового раствора) из-за наличия в ней пространственной структуры, характеризуемой предельным статическим напряжением сдвига.

Если полагать, что в единице объема газированного раствора на устье скважины по объему будет φ частей газа и $1 - \varphi$ частей жидкости, то плотность смеси

$$\rho_{0ж} = (1 - \varphi)\rho_{ж} + \varphi\rho_{0г}, \quad (4.29)$$

где $\rho_{ж}$ — первоначальная плотность негазированного раствора; $\rho_{0г}$ — плотность газа на устье при давлении p_0 .

Учитывая, что на глубине h , где абсолютное давление p , при неизменном весе объем системы за счет сжатия газа уменьшится на $\varphi \frac{p_0}{p}$, плотность газированного раствора в этих условиях

$$\varphi_h = \frac{(1 - \varphi)\rho_{ж} + \varphi\rho_{0г}}{1 - \varphi + \varphi \frac{p_0}{p}}. \quad (4.30)$$

Так как объемный вес с глубиной непрерывно меняется, то изменение давления для бесконечно тонкого слоя dh

$$dp = \rho g_h dh. \quad (4.31)$$

После интегрирования имеем

$$p - p_0 + p_0 \frac{\varphi}{1 - \varphi} \ln \frac{p}{p_0} = \left(g\rho_{ж} + \frac{\varphi g\rho_{0г}}{1 - \varphi} \right) h, \quad (4.32)$$

где $p - p_0 = p_h$ — манометрическое давление на данной глу-

бине; $p_0 \frac{\varphi}{1-\varphi} \ln \frac{p}{p_0}$ — уменьшение давления в столбе бурового раствора в результате газирования.

Или

$$p_h + \Delta p_h = \left(g\rho_{\text{ж}} - \frac{\varphi g\rho_{0\text{г}}}{1-\varphi} \right) h. \quad (4.33)$$

По этому уравнению можно определить давление столба газированного раствора на стенки или забой скважины. Для его решения относительно p необходимо использовать метод подбора или последовательных приближений. Авторы рассчитали изменение плотности и давления с глубиной для раствора с начальной плотностью $\rho = 1,5 \text{ г/см}^3$ при различном газосодержании φ . В табл. 4.3 приведены значения ρ_h , Δp_h и h — для раствора, газосодержание которого равно 0,8.

Как следует из табл. 4.3, даже такое большое газирование раствора значительно влияет на плотность и давление лишь до глубин порядка 2000 м. Подобные результаты были получены и при использовании формулы Стронга. Влияние газирования на изменение давления в процентах к $p_{\text{абс}}$ также приведено в табл. 4.3.

В связи с увеличением давления с глубиной благодаря сжатию газированного раствора значение Δp_h положительно. Однако подобные рассуждения можно применить для подсчета уменьшения давления при расширении газа, приняв за начальную плотность раствора на определенной глубине. В этом случае значение Δp_h останется тем же, но со знаком минус.

Расчет показывает, что давление вследствие газирования раствора может уменьшиться на значение, превосходящее

Таблица 4.3

Некоторые параметры раствора с газосодержанием, равным 0,8

Параметр	$p_{\text{абс}}, \text{ МПа}$									
	0	0,5	1,0	2,5	5,0	7,5	10,0	15,0	20,0	30,0
$\rho, \text{ г/см}^3$	0,3	0,83	1,08	1,29	1,39	1,42	1,44	1,46	1,47	1,48
$\Delta p_{h \text{ абс}}, \text{ МПа}$	—	0,04	0,92	1,20	1,50	1,73	1,84	2,05	2,11	2,23
$h, \text{ м}$	0	69,4	121	245	436	610	782	1130	1690	2140
$\frac{\Delta p_{h \text{ абс}}}{p_{\text{абс}}} 100, \%$	—	128	92,5	51,5	31,3	23	18,4	13,4	10,5	7,6
$d_0, \text{ мм}$ при $\theta =$ $= 0,03 \text{ г/см}^2$ $K = 0,6$	—	3,64	2,80	2,38	2,26	2,26	2,27	2,34	2,44	2,68

перепад давления, который специально создается избыточным утяжелением раствора. И если благодаря структурно-механическим свойствам раствора перепад может уменьшиться до нуля, то вызванное этим более интенсивное газирование системы будет причиной перемены знака у противодавления, что лавинообразно ускоряет процесс газирования.

О механизме поступления газа в скважину

Пусть в начальный момент времени перепад давления определяется превышением давления столба раствора над пластовым. Предположим, что отфильтровывание происходит из некоторого объема бурового раствора, значение которого достаточно мало, а предельное статическое напряжение сдвига обуславливает удержание вышерасположенного столба бурового раствора.

Изменение объема бурового раствора под действием давления невелико.

Коэффициент объемного сжатия для жидкостей определяется известной формулой

$$\beta_p = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}. \quad (4.34)$$

Если для воды β_p равен $47,5 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$, для буровых глинистых растворов из карачахурской и сураханской глин соответственно $38,2 \cdot 10^{-6}$ и $41,1 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$.

При полном "зависании" столба раствора над рассматриваемым объемом и вследствие малой сжимаемости незначительное отфильтровывание воды приведет к исчезновению первоначального напряженного состояния в этом объеме и уменьшит перепад давления, а следовательно, и водоотдачу до нуля. Так, согласно формуле (4.34) при перепаде давления в 2,5 МПа необходимо отфильтровать лишь около 0,1 % от рассматриваемого объема жидкости для того, чтобы не происходила фильтрация и, следовательно, не образовывалась корка на стенках скважины.

Для растворов, предельный статический сдвиг которых при данной конструкции скважины обеспечивает лишь частичное зависание столба бурового раствора, перепад давления будет постепенно уменьшаться от максимального значения до p_c . Столб бурового раствора сдвинется вниз и практически полностью восстановит первоначальный перепад давления,

так как потеря незначительной части отфильтровавшейся жидкости будет мало влиять на изменение высоты столба раствора. Следовательно, в описанных условиях водоотдача в пласт происходит под действием переменного перепада давления.

Механизм поступления газа из пласта в скважину вместо фильтрата бурового раствора при локальном снижении давления может быть представлен следующей схемой (рис. 4.7). Фильтрат бурового раствора, попав в пласт, стремится под действием сил гравитации переместиться к его подошве. Газ, находясь выше границ зон *а*, *б* (перемещающихся по мере поступления фильтрата), проникает в зону пониженного давления из верхней части пласта. Скорость поступления газа зависит от ряда факторов, влияющих на статическое напряжение сдвига, водоотдачу раствора, проницаемость пласта, его давление и т.д.

Следует отметить, что при изучении фильтрации буровых растворов необходимо учитывать: фильтрацию раствора через корку, предварительно сформированную из данной системы; фильтрацию раствора через корку, образованную из другого раствора.

Особый интерес представляет второй случай, который, в частности, может возникнуть при замене бурового раствора.

Как показали экспериментальные работы, изменение типа бурового раствора может существенно влиять на строение фильтрационной корки и кинетику водоотдачи.

Если под действием перепада давления вместо скоагулировавшейся корки при замене буровых растворов возникает новая, то при условии "зависания" раствора и, следовательно, быстрого прекращения фильтрации места разрыва первоначальной корки могут заполняться дисперсионной средой, выделившейся в результате синерезиса, и служить каналом для проникновения газа в скважину и вышележащие пласты. Ес-

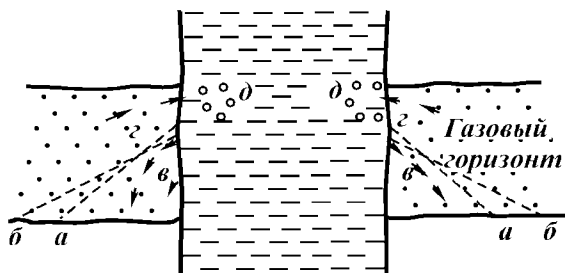


Рис. 4.7. Схема проникновения газа в скважину:

а, б – условная зона фильтрата; *—* – путь фильтрата; *⊗* – путь газа; *⊗* – скопления газа

ли соединившиеся каналы имеют достаточную протяженность по вертикали, то можно ожидать и местное уменьшение давления на пласты.

Приток минерализованной жидкости в скважину в результате возникновения отрицательного перепада давления также может служить причиной коагуляции глинистой корки и образования каналов.

Вследствие того, что дисперсионная среда или пластовая вода, заполняющая каналы, не обладает структурно-механическими свойствами, пузырьки газа могут легко всплывать вверх, увеличиваясь в объеме, и, в частности, накапливаться там, где вышележащий столб промывочной жидкости окажется непроницаемым.

Трудности учета значения водоотдачи по стволу скважины вызваны и тем, что температуры значительно влияют на проницаемость глинистых корок. С глубиной скважины водоотдача как статическая, так и динамическая резко возрастает. Благодаря температурным воздействиям изменяется конфигурация макромолекул реагентов в защитных слоях (Э.Г. Кистер и др.).

Учитывая особенности фильтрации в статических условиях и возникновение притока газа в скважину, можно полагать, что одним из мероприятий по профилактике газопроявлений является использование растворов с малой водоотдачей в широком интервале температур. Кроме того, перед остановкой циркуляции целесообразна длительная промывка скважины для того, чтобы могла сформироваться "динамическая" корка на вновь образованных ее стенках. Это условие также необходимо при замене раствора.

Структурно-механический фактор может лишь способствовать облегчению попадания газа в скважину из пласта, но не является причиной его подсоса. Скорость изменения значения противодействия определяется в данном случае скоростью отфильтровывания жидкости в пласт, т.е. она зависит от водоотдачи раствора, проницаемости сформированной ранее корки и пласта.

Контракционный эффект бурового (глинистого) раствора

Контракция системы твердое вещество – жидкость состоит в эффекте уменьшения суммарного объема смешиваемых веществ. Явление контракции в водной среде присуще многим телам, в том числе и глинам.

Рассмотрим кратко механизм взаимодействия глины и воды, т.е. процесс набухания глин.

В основе явления набухания – увеличения исходного объема вещества благодаря засасыванию и частичному присоединению жидкой среды – лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил. Существуют различные методы изучения причин возникновения процесса набухания веществ: по весовому количеству поглощенной жидкости, увеличению объема исходного вещества, количеству тепла, выделенного при набухании и др. Набухание существенно зависит от природы глин, а также от природы дисперсионной среды, ее полярности. С ростом температуры период и степень набухания глинистых пород уменьшаются, но скорость этого процесса увеличивается.

В результате набухания исходного вещества вследствие увеличения его объема развивается большое давление. Зависимость изменения давления набухания единицы массы глин с течением времени выражается кривой, сходной с изотермой адсорбции. И это закономерно, так как в процессе набухания в основном действуют адсорбционные силы. При поглощении глиной воды или водного раствора электролитов к давлению, вызываемому увеличением объема глины в результате сольватации, добавляется давление воздуха, вытесненного из капилляров. Кроме того, в системе глина – вода происходит внутрикристаллическое набухание, которое является вторичным процессом капиллярного набухания.

Изучение форм связи воды с глинистыми минералами показало, что целесообразно различать: химически связанную, адсорбционно- и капиллярно-связанную воду, а также свободную воду, механически захваченную дисперсионной структурой.

Явление контракции в системе глина – вода в основном определяется свойствами адсорбционно-связанной воды, удерживаемой молекулярными силами на поверхности глинистых частиц.

При сопоставлении явления набухания, которое также обусловлено адсорбцией жидкости, с контракцией следует учитывать, что если исходное вещество (глина) и увеличивает свой объем, то приращение его меньше, чем объем всасываемой жидкости. Давление набухания создается расширяющимся веществом при изменении объема в случае свободного поглощения жидкости из окружающего пространства. Однако если в замкнутом объеме соединить глину и воду, то, не-

смотря на набухание глин, давление в этом объеме уменьшится благодаря контракционному эффекту.

Связанная вода обладает рядом свойств (в том числе повышенной плотностью), чем она и отличается от свободной. Повышение плотности объясняется тем, что адсорбционный слой воды благодаря молекулярным силам находится в очень сжатом состоянии. Согласно данным различных исследователей, плотность связанной воды колеблется в пределах 1,3–2,4 г/см³. Количество связанной воды зависит от многих факторов (в частности, от типа глины), оно возрастает с увеличением удельной поверхности дисперсной фазы. Для связанной воды характерна пониженная растворяющая способность, вплоть до полного исчезновения этого свойства.

Уменьшение суммарного объема системы за счет перехода свободной воды в связанную, т.е. контракция, в ряде случаев может иметь вполне ощутимое значение. Так, если количество воды в процентах, связанное одним граммом глины, обозначить через A , то при соединении воды и 100 г глины произойдет заметное уменьшение суммарного объема ΔV (табл. 4.4).

Само по себе явление контракции буровых глинистых растворов не может стать причиной газопроявлений; однако в сочетании со структурообразованием бурового раствора уменьшение объема в процессе контракции может привести к перераспределению давления между скважиной и пластом, вызвать подсос газа и служить причиной различных осложнений.

Явление контракции может происходить во время всего цикла бурения.

В процессе циркуляции раствора контракция обычно не влияет на подсос газа, так как в движущемся растворе нет условий для возникновения пустот (вакуума). При остановке

Таблица 4.4

**Уменьшение объема системы глина – вода
в зависимости от типа глины**

Глина	A , %	ΔV , см ³
Жабинский бентонит	23,86	5,51
Часовярская монотермитная	5,42	1,25
Глуховецкий каолин	2,09	0,40

Примечание. Плотность связанной воды принята минимальной 1,3 г/см³.

циркуляции в статических условиях могут возникнуть условия, как это описано выше, при которых давление в некоторой части скважины снизится, если структурно-механические свойства раствора позволят ему хотя бы частично "зависнуть" над частью глинистого раствора, объем которого уменьшается в результате контракции. Если не происходит "зависания", то такое уменьшение объема будет компенсировано понижением уровня раствора в скважине.

Оценим возможное значение уменьшения единицы объема бурового раствора в скважине в результате контракции. Будем полагать, что изменение объема раствора обусловлено (остальные факторы пока исключим): а) распусканием глинопорошка; б) набуханием шлама из глинистых пород; в) размоканием вновь образовавшейся стенки скважины на забое.

Примем: глубина забоя 3000 м; диаметр скважины 25,4 см; объем раствора в скважине 150 м³; скорость проходки 2 м/ч; время циркуляции 2 ч; в 20 м интервала скважины содержится 1 м³ раствора. Объем поглощенного газа будем рассчитывать при атмосферном давлении, полагая, что пластовое давление газа на забое равно гидростатическому (30,0 МПа). Естественно, что вследствие увеличения пластового давления соответственно возрастает объем газа при атмосферном давлении.

В табл. 4.5 приведены значения изменения объема 1 м³ раствора, приготовленного из порошка различных глин с вязкостью по ПВ-5, равной 50 с. Значение *A* для бентонита принято как среднее для глин этого типа. Малоколлоидная хабльская глина приравнена по значению *A* к глуховецкому каолину. Как и ранее, плотность связанной воды принята минимальной – 1,3 г/см³.

Естественно, что в скважину глинопорошок поступает в виде суспензии. Однако, как показывает опыт, процессы диспергирования продолжаются еще и в скважине, где они

Т а б л и ц а 4.5

Изменение объемов 1 м³ глинистых растворов

Глина	<i>A</i> , %	Плотность раствора, г/см ³	Количество глины в 1 м ³ раствора, кг	ΔV для 1 м ³ раствора, л	<i>V</i> газа, приведенного к 0,1 МПа, л
Бентонит	20,0	1,06	106	4,9	1470
Часовярская	5,5	1,12	224	2,8	840
Хабльская	2,5	1,37	620	3,6	1080

интенсифицируются вследствие механического перемешивания, действия температуры и давления, а также наличия химических пептизаторов. Следовательно, если принять, что в скважину с раствором попадает только 1 % нераствувшегося глинопорошка, то и в этом случае объем газа, содержащегося в 1 м³ раствора при атмосферном давлении, составит для раствора из бентонитового порошка 14,7 л. В действительности процент нераствувшегося глинопорошка, вероятно, выше в несколько раз, особенно для глин низкого качества. Диспергирование раствора даже в условиях скважины является длительным процессом: часто требуются значительные внешние воздействия (перемешивание, высокая температура и т.д.) и время, чтобы раствор стал практически стабильным. Буровой раствор в условиях скважины после добавления в него глинопорошка только после нескольких циклов циркуляции выравнивает и стабилизирует свои свойства. Так как на многих буровых в скважину добавляют сухой глинопорошок, то объем поглощенного 1 м³ раствора газа может составлять при этом сотни литров.

При распускании глинопорошка, как, впрочем, и любых глинистых материалов, наряду с контракционным эффектом наблюдается загустевание раствора, возрастание его структурно-механических свойств, т.е. увеличение вероятности "зависания" раствора. Можно полагать, что чем значительней контракционный эффект при взаимодействии глины с водой, тем интенсивнее происходит рост вязкости и предельного статического напряжения сдвига (обратное утверждение не всегда правомерно, так как загустевание растворов может быть вызвано различными причинами).

В табл. 4.6 сопоставлено время диспергирования в центробежном диспергаторе с промысловыми параметрами исследуемой суспензии.

Как показывает опыт, лишь после 4 ч интенсивного непрерывного диспергирования свойства суспензии перестали значительно изменяться.

Т а б л и ц а 4.6

Изменение свойств бурового раствора в зависимости от времени

Параметр	Время, ч-мин						
	0-15	0-30	1-00	2-00	4-00	6-00	8-00
T, с	28	36	74	118	Н/т	Н/т	Н/т
θ_1 , мгс/см ²	31	64	128	230	258	264	270
θ_{10} , мгс/см ²	40	81	158	280	331	342	339

Микроскопические исследования глинистой суспензии, перемешанной в стандартной глиномешалке в течение нескольких часов и выдержанной затем в продолжение двух недель, показали, что в ее дисперсной фазе присутствуют своеобразные ассоциации глинистых частиц. Ядро ассоциации состоит из "сухих" глинистых частиц, а оболочка размыта к периферии гелеобразной пленкой.

Эффект контракции можно было непосредственно наблюдать на примере только что приготовленных растворов и растворов, выдержанных некоторое время. Для опыта использовался водяной U-образный манометр, одно колено которого герметично подсоединяли к сосуду с исследуемой промывочной жидкостью. Изменения температуры и атмосферного давления учитывались специальными поправками или с помощью присоединенного ко второму колену манометра сосуда с водой объемом, равным объему бурового раствора.

Как и следовало ожидать, контракционный эффект в суспензиях составляет только долю того эффекта, который может быть получен при соединении воздушносухой глины и воды. Значение этой доли зависит от типа глин, характера подготовки суспензии и длительности ее предварительной выдержки. Однако в сопоставимых условиях бентонитовые суспензии характеризуются большим контракционным эффектом, чем суспензии малоколлоидной хабльской глины. В каждом случае уменьшение содержания глины, например, при утяжелении соответственно уменьшает контракционный эффект.

Присутствие распускающегося шлама в растворе также может являться причиной контракционного уменьшения объема. Если считать, что выбуренная за 1 ч порода при изложенных условиях равномерно распределяется по прокачиваемому за это время раствору, то 1 м³ раствора будет содержать 1,7 кг шлама. Такая добавка шлама из глины плотностью 2,6 г/см³ увеличивает плотность раствора менее чем на 0,001 г/см³. На практике часто встречается и большее насыщение раствора шламом.

При определении проходящего контракционного эффекта необходимо учитывать, что породы уже до разбуривания содержали некоторое количество связанной воды, соответствовавшее условиям их залегания, а также впитали определенное количество жидкости в процессе циркуляции. Однако достаточное количество свободной воды и наличие пептизаторов значительно увеличивают количество связанной воды по

сравнению с начальным. Загустевание раствора вследствие распускания в нем шлама неоднократно отмечалось на практике; это указывает на значительное (дополнительное) связывание воды разбуриваемой породой при попадании ее в раствор. Если принять, что количество связанной воды увеличивается только в 2 раза, то при разбуживании легко распускающихся бентонитовых глин в освободившемся объеме в результате контракции 1 м³ раствора может содержаться около 12,5 л газа, приведенного к атмосферным условиям.

Значительный контрактционный эффект может происходить в непосредственной близости от забоя вследствие дополнительной адсорбции воды вновь образованной стенкой скважины. Это явление сопровождается фильтрацией дисперсионной среды в пласт.

При прекращении циркуляции на смачивание стенок скважины в основном используется вода из близлежащего объема раствора. Если считать, что стенки скважины пропитываются водой¹ только на 0,1 см, значит, к 1 м³ раствора добавилось 20,4 кг глины (при глубине пропитывания 0,5–98 кг). В результате контрактционного изменения объема (при учете 50 % исходной связанной воды) 1 м³ глинистого раствора на забое может поглотить на глубине 3000 м такую массу газа, которая при атмосферном давлении займет объем порядка 140 л при разбуживании глин типа бентонитовых и 17,5 л для глин типа хабльских. При большой глубине проникновения в пласт воды указанный эффект увеличивается.

Рассмотрим возможные последствия контракции, если предположить, что структура раствора позволяет ему "зависнуть".

1. Стенки скважины непроницаемы.

Уменьшение объема бурового раствора приводит к снижению давления в рассматриваемом элементе.

Образовавшееся пространство может заполняться за счет деформации стенок скважины;

отфильтровывания из верхних слоев глинистого раствора свободной воды;

смещения вниз всего столба бурового раствора.

В общем случае все процессы могут происходить одновременно и при определенных условиях приводить к осложнениям. Однако надо полагать, что наиболее частым является третий случай. При смещении столба раствора вниз вследст-

¹Не учитывая капиллярной и свободной воды, прошедшей в пласт на указанную глубину.

вие его неоднородности и наличия структуры возможны местные изменения противодействия по стволу, также приводящие к осыпям и газоводопрооявлениям.

Деформация стенок может привести к сужению ствола, обвалам и прихвату бурового инструмента. Следует отметить, что даже частичное уменьшение противодействия на стенку скважины вследствие контракционного эффекта во время остановки циркуляции и создания прежнего значения противодействия при промывке, т.е. пульсации давления, отрицательно влияет на устойчивость стенок скважины.

2. Стенки скважины проницаемы.

"Зависание" раствора в скважине (хотя бы частичное) и уменьшение объема бурового раствора в результате контракции приведут к изменению перепада давления между скважиной и пластом. В наиболее сложных случаях давление в скважине может стать меньше пластового. В результате водоотдача раствора в пласт может вначале уменьшиться до нуля, а затем возникнут условия для проникновения в скважину пластовых вод и газа. В этих условиях, как было описано выше, на стенках скважины не сможет образоваться новая глинистая корка, имеющая важное значение для укрепления стенок и предотвращения межпластовых перетоков. Кроме того, в результате проникновения в скважину минерализованных пластовых вод может быть нарушена вследствие коагуляции ранее сформированная глинистая корка.

Считая проблему весьма далекой от окончательного решения, можно рекомендовать наиболее общие профилактические мероприятия.

1. Использовать растворы с незначительным предельным статическим напряжением сдвига и небольшим коэффициентом тиксотропии. Параметры раствора должны мало изменяться с увеличением температур и давлений.

2. Производить длительную циркуляцию раствора без остановок при добавлении глинопорошка, особенно в сухом виде.

3. Применять буровые растворы, в которых процессы диспергирования глин весьма замедлены или полностью завершены.

4. Применять химические обработки буровых растворов, препятствующие загустеванию растворов. Например, не допускать известкования растворов при высоких температурах, если имеется опасность их резкого термического загустевания.

5. Тщательно промывать скважину после разбуривания

глинистых пород перед остановкой циркуляции, чтобы вновь образованные стенки на достаточную глубину смачивались водой и на них сформировалась прочная глинистая корка малой толщины.

6. Использовать малоглинистые (или неглинистые) растворы.

7. Следует учитывать, что газирование бурового раствора может происходить вследствие как контракции, так и заниженной плотности. Если в первом случае необходимо уменьшить предельное статическое напряжение сдвига, то во втором – добавить утяжелитель. Дополнительное утяжеление раствора при газировании, вызванном контракцией, может привести к гидроразрыву и поглощению раствора.

8. Предусматривать расхаживание инструмента через определенные интервалы времени при значительной длине открытого ствола в случае прекращения циркуляции.

4.2. ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Газопроявления, возникающие при креплении скважин, остаются серьезным видом осложнений на большом количестве газовых и газоконденсатных площадей СНГ.

Условия, способствующие проникновению флюидов в заколонное пространство, изучены недостаточно, недостаточно выяснены и причины этого явления, а отдельные толкования подчас противоречивы.

В межколонном пространстве газ может появиться вследствие нарушений герметичности колонны и устьевого узла (колонной головки, места ее соединения со сгонным патрубком и т.д.) или во время процесса формирования цементного камня в затрубном пространстве (загустевания, схватывания и твердения раствора-камня). Отмечаются следующие возможные пути продвижения газа и других флюидов в заколонном пространстве после цементирования: по каналам, образованным вследствие негерметичности резьбовых соединений; по каналам из-за негерметичности соединения частей колонной головки; по нарушениям целостности обсадных колонн; по каналам при негерметичном цементном камне.

Во многих скважинах суммарное сечение каналов цементного камня может быть весьма невелико. В то же время можно привести немало примеров, когда через зацементированное заколонное пространство в сутки проникало десятки-

сотни кубических метров воды и газа. Это указывает на наличие значительных каналов в заколонном пространстве.

Известно, что даже при соблюдении всех требований, которые выработала практика к цементам и процессу цементирования, происходили заколонные проявления. В результате возник ряд гипотез, в которых была сделана попытка объяснить причины столь необычного явления.

Природа заколонных проявлений после цементирования обсадных колонн экспериментально пока еще слабо изучена и известны только попытки ее объяснения на основе общих представлений и промыслового материала.

Анализ многочисленных случаев по газопроявлениям показывает, что в процессе ожидания затвердения цементного раствора и вскоре после него газ может поступать в заколонное пространство и далее к устью скважины независимо от ряда технологических факторов, которые считают способствующими этому процессу или его тормозящими.

1. Тип цемента. Газовые проявления были отмечены в различных геолого-технических условиях при использовании самых разнообразных цементов. Во всех случаях газопроявления происходили, а их интенсивность была непостоянна.

2. Конструкция скважин. При прочих равных условиях газопроявления прослеживались в скважинах разнообразных по конструкциям и различных по диаметрам колонн.

3. Искривление скважин. Газопроявления одинаково часто происходили как в практически "вертикальных" скважинах, так и в скважинах, имеющих значительные зенитные углы ствола.

4. Высота подъема раствора. Можно отметить немало примеров, когда газ прорывался при большой и малой высоте подъема цементного раствора в заколонном пространстве.

5. Плотность раствора. Безотносительно к плотности тампонажного раствора и даже разнице плотностей цементного и бурового растворов газ появлялся на устье скважин через довольно короткое время после цементирования.

Еще более тривиальные выводы получаются, если ставить зависимость появления газопроявлений только от наличия центраторов или только от значения скорости восходящего потока цементного раствора.

Тем не менее данные практики показывают, что газопроявления в процессе ОЗЦ или после него значительно чаще проявляются там, где обращается недостаточное внимание на технологию цементирования, где применяют только чистый цемент, где наряду с недостаточным вытеснением бурового

раствора обеспечиваются большие высоты подъема цементного раствора и т.д.

Вместе с тем замечено, что газопроявления при прочих равных обстоятельствах значительно реже прослеживаются при использовании цементно-песчаных, цементно-бентонитовых и шлакопесчаных растворов, при расхаживании колонн в процессе цементирования и обеспечении проведения определенного комплекса цементировочных работ и т.д.

Все это указывает на то, что ранее рассмотренные факторы либо не имеют отношения к качеству цементировочных работ с точки зрения предупреждения газопроявлений, либо играют подчиненную роль. Резюмируя существующие мнения о путях движения газа в заколонном пространстве скважины, можно выделить следующие места возникновения потенциальных каналов.

1. Трещины и перемятости пород (в первую очередь, при возникновении грифонов).

2. Участки, заполненные невытесненным буровым раствором с последующим разрушением последнего.

3. Участки стенок скважины, где осталась сформированная глинистая корка с последующим ее разрушением.

4. Зазоры, возникающие на границах обсадная колонна – цементный камень и цементный камень – стенка скважины в результате выделившейся из цементного раствора воды (с последующим ее поглощением твердеющим цементным раствором).

5. Щель, заполненная водой на границе между глинистой коркой (буровым раствором) и цементным раствором (камнем), возникшая в результате их синерезиса.

6. Каналы, образованные поднимающимся по цементному раствору газом.

7. Капилляры, пронизывающие схватившийся, но еще не затвердевший цементный раствор и образованные в результате наличия в нем избыточной воды (по сравнению с необходимым ее количеством для химического процесса соединения цемента с водой). Проницаемость цементного камня.

8. Каналы, образовавшиеся в цементном растворе в результате водоотделения на контакте с другими поверхностями или в его массе.

9. Трещины в цементном камне.

Изучение причин, способствующих возникновению газопоявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, и разработка условий, необходимых для их предотвращения по ряду различных нефтегазовых районов СНГ,

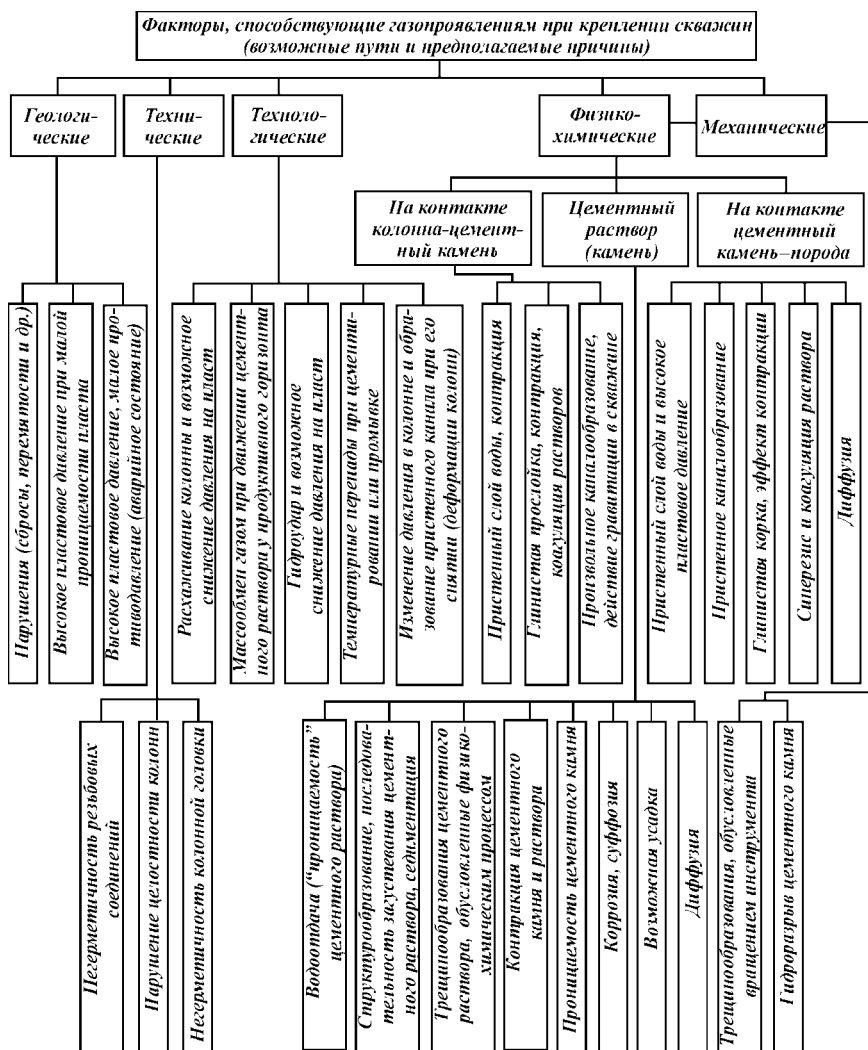


Рис. 4.8. Схема классификации газопроявлений при креплении скважины

позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (рис. 4.8).

При составлении классификации учитывалось, что некоторые факторы, способствующие возникновению газопроявлений, в одинаковой мере относятся к двум классифицирующим группам, другие могут считаться весьма сомнительными, но они рассмотрены, потому что некоторые из них, как от-

мечают исследователи и производственники, возможно, играют некоторую роль в газопроявлениях.

В основу классификации взято разделение всех факторов, способствующих газопроявлениям, на пять групп: 1) геологические; 2) технические; 3) технологические; 4) физико-химические; 5) механические.

Данная градация обуславливается тем, что она охватывает весь процесс крепления скважин от начала прокачивания тампонажного раствора в скважину до окончания времени его затвердения с последующим пребыванием в заколонном пространстве.

Вместе с тем следует учитывать, что для возникновения и развития газопроявления должны выполняться два условия: 1) наличие перепада давления (в случае газа – нет) и 2) возможность образования канала для движения газа (или другого флюида).

Для оценки этих факторов (см. рис. 4.8) необходимы анализ и оценка их приоритетности в каждом конкретном случае с учетом прогресса в решении указанной проблемы.

Следствием движения газа (реже нефти или воды) в заколонном пространстве скважин являются выходы его на поверхность в некотором отдалении от устья. Это грифоны. Грифоны – весьма серьезное осложнение, нередко переходящее в аварию. Из земли выходит флюид, выбрасываются куски породы, выделяется значительное количество газа, нефти, воды. Спустя некоторое время некоторые грифоны прекращают свое существование, другие же, наоборот, активизируются и функционируют долго. Чаше грифоны возникают при бурении и после крепления скважин, реже при эксплуатации, при стабильных режимах работы.

Основная причина возникновения грифонов – прорыв флюида на дневную поверхность: накопление флюида, в первую очередь, газа в заколонном или межколонном пространстве (между промежуточной и эксплуатационной колоннами); наличие путей поступления флюида к месту накопления (или транзитного движения) – негерметично зацементированное заколонное пространство; пропуски резьбовых соединений; протертости кондуктора (и) или колонны; наличие в верхней части разреза малоуплотненных пород, пород, дезинтегрированных сетью трещин, сообщающихся с поверхностью; пересечение скважиной плоскости тектонического нарушения, выходящей на поверхность.

Грифонообразования причиняют огромный вред безвозвратной потерей нефти, дегазацией пластов, известно их

возникновение под основанием морской буровой, что создает реальную угрозу обрушения основания, у железнодорожного полотна, поселков и т.д.

Предупредить возникновение газопроявлений и грифонообразований — значит создать герметичное заколонное пространство как в зоне подъема цементного раствора, так и выше него.

Ликвидировать возникшее газопроявление или грифон — значит перекрыть пути поступления пластового флюида. Для этого существуют различные методы ремонта и материалы.

Несомненно, различные районы по-разному опасны осложнениями.

Газопроявления и грифоны — проблема, бесспорно, сложная. Их природа во многих случаях является еще недостаточно установленной. Объяснение причин их возникновения подчас неубедительное, а иногда ошибочное, основанное на недостаточном понимании механизма процессов, протекающих в скважине. Немалую роль при этом играет использование ошибочных терминов.

Часто причиной газопроявлений считают "слабое сцепление" цементного камня с породой или обсадной колонной, "недостаточный контакт", "непрочное сцепление" или "непрочный контакт" и т.д.

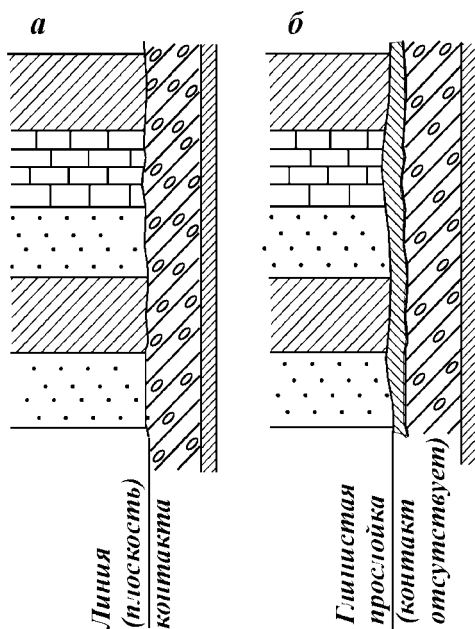
В скважине, как было доказано практикой и многочисленными экспериментальными работами, сила сцепления металла труб и пород стенок скважины с цементным камнем в большинстве случаев равна нулю. Причиной тому является наличие глинистой корки или слоя бурового раствора между ними. Для сцепления, как известно, при прочих благоприятных условиях, необходимо в первую очередь соприкосновение этих тел.

То же следует сказать и по поводу контакта. Контакт — это соприкосновение, соединение. Контакт между телами может быть (рис. 4.9, а), или между ними при отсутствии контакта будет зазор либо прослойка материала (рис. 4.9, б). Различают контакт ненапряженный и напряженный (см. рис. 4.9).

При определенном давлении (например, водой или газом) две соприкасающиеся поверхности могут быть разъединены. В скважине глинистая корка или прослойка бурового раствора, как правило, является тем разделяющим телом (прослойкой), которое не обеспечивает контакта между стенкой скважины (или колонной) и цементным раствором.

Глинистая корка (прослойка) находится под действием из-

Рис. 4.9. К понятию о контакте цементного раствора со стенкой скважины



быточного давления, т.е. напряжена, и она не способна пропускать флюиды. Для этого нужен канал.

Как показали экспериментальные работы, глинистая корка может быть нарушена под действием или давления, ("прострел") или физико-химических процессов, протекающих на контакте цементный раствор – корка. Каналы могут возникнуть и в самом цементном растворе-камне.

Если глинистая корка (прослойка) отсутствует, возникает напряженный контакт цементный раствор (камень) – стенка скважины.

Следовательно, речь может идти не о "плохом" контакте между цементным камнем, породой и колонной, но об его отсутствии в связи с наличием прослойки (корки) бурового раствора.

При наличии контакта между указанными поверхностями появляется возможность проявления сил сцепления между ними. Последние определяются сродством материалов, чистой поверхности, природой материалов, условиями твердения и т.д.

Приведенное указывает на то, что "слабое сцепление" или "недостаточный контакт" – понятия, несовместимые с объяснением природы газопровывлений.

Иногда при объяснении продвижения газа пытаются использовать термины, природа которых или сомнительна (сверхмицеллярная структура, сверхдиффузия и др.), или к рассматриваемому вопросу не имеет прямого отношения.

4.2.1. НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И УЗЛОВ КОЛОННОЙ ГОЛОВКИ

Анализ многочисленных случаев появления газа в межколонном пространстве показывает, что осложнения, возникшие из-за пропусков газа резьбовыми соединениями и узлами колонной головки, происходили чаще, чем вследствие действия других причин.

Однако, учитывая очевидность указанных путей движения газа по зазорам, авторы не сочли целесообразным более детально рассматривать данный фактор, ограничившись в последующих главах предложениями по профилактике и ликвидации возникающих каналов.

4.2.2. О РАДИАЛЬНОЙ ДЕФОРМАЦИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

При креплении газовых скважин вопросы контакта цементного камня в обсадной колонне приобретают весьма серьезное значение.

В настоящей работе дается в общем виде решение задач по определению радиальной деформации обсадной колонны после снятия избыточного давления по истечении срока ожидания затвердения цементного раствора. Вследствие этой деформации может образоваться зазор между цементным камнем и обсадной колонной.

Предположим, что буровой раствор вытеснен из заколонного пространства (по проекту), и цементный камень контактирует непосредственно с наружной поверхностью обсадной колонны. Внешнее давление на колонну остается гидростатическим, равным весу составного столба бурового и цементного растворов.

Цементный камень (особенно в первые сроки) формируется при неравновесном состоянии, что связано с необрати-

мыми деформациями и позволяет считать, что цементная оболочка неупруго деформируется. Тогда "свободная" радиальная упругая деформация обсадной колонны определится следующим образом:

$$\delta = U_p + U_t, \quad (4.35)$$

где U_p – силовая деформация, определяемая решением известной задачи Ламе для толстостенной трубы; U_t – деформация, определяемая температурными изменениями.

В большинстве районов (а совсем недавно во всех районах) после фиксации момента посадки на стоп-кольцо верхней цементирующей пробки на обсадную колонну создается некоторое избыточное давление.

Пусть p_0 – максимальное давление, создаваемое на устье, а p_1 – давление, до которого оно снижается (давление столба воды или глинистого раствора) (рис. 4.10).

В результате изменения давления внутри колонны на Δp радиальное перемещение наружной поверхности трубы

$$U_p = -\frac{2}{E} = \frac{-a^2 b}{b^2 a^2} \Delta p. \quad (4.36)$$

Здесь a , b – соответственно внутренний и наружный диаметры обсадной колонны. Знак минус указывает на то, что перемещение направлено к оси трубы.

Как известно, после спуска обсадной эксплуатационной колонны, как правило, производят не менее одного-двух циклов промывки скважины. Это приводит к охлаждению колонны и стенок в нижней части скважины и нагреванию ее верхней части. При прокачке цементного раствора и продажной жидкости температура ствола изменяется. Таким об-

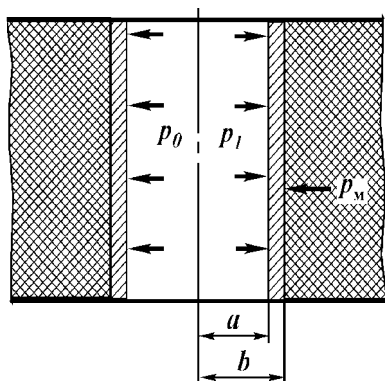


Рис. 4.10. К расчету радиальной деформации обсадной колонны

разом, после проведения указанных операций температура по стволу скважины претерпевает значительные изменения. Причем с увеличением глубины скважины аномалия охлаждения призабойной зоны до определенной степени увеличивается.

Распределение температуры восходящего потока бурового раствора по стволу скважины можно определить по формуле

$$t_{oz} = \frac{1}{1+k} t_{пл} + \frac{k}{1+k} t_0 + \frac{2\pi\lambda\Gamma}{Vc_p\gamma_p \ln \frac{16\beta_0\tau}{d^2}} \left[\frac{1}{1+k} L^2 - (L-z)^2 \right]. \quad (4.37)$$

Здесь d , L — соответственно диаметр и глубина скважины; z — осевая координата, т.е. расстояние от устья до рассматриваемого сечения; t_0 — среднегодовая температура пород на поверхности; t_z — текущая температура пород на глубине по геотермическому градиенту; k — коэффициент, зависящий от времени промывки скважины; при длительной промывке k стремится к единице; λ — коэффициент теплопроводности горных пород; $t_{пл} = L\Gamma + t_0$ — первоначальная температура забоя по геотермическому градиенту; Γ — средний геотермический градиент пород по стволу скважины; c_p — удельная теплоемкость раствора; V — подача насосов; β — коэффициент температуропроводности раствора; τ — продолжительность промывки; γ_p — удельный вес раствора.

Во время циркуляции температура стенки скважины практически равна температуре омывающего бурового раствора. В результате значительного притока из массива горных пород и выделения тепла от экзотермической реакции гидратации цемента повышается температура рассматриваемой системы: обсадных труб, цементной оболочки и окружающих горных пород в радиусе теплового влияния.

Поэтому в первом приближении считаем, что в период ОЗЦ наблюдается повышение температуры не более чем на 15–20 °С от температуры окружающих горных пород на рассматриваемой глубине:

$$t_z = \Gamma_z + t_0. \quad (4.38)$$

Тогда приращение температуры обсадных труб определится как разность (4.38) и (4.37) плюс 15–20 °С:

$$\Delta t = t_z - t_{Az}. \quad (4.39)$$

Радиальное перемещение наружной поверхности обсадной трубы от последующего снижения температуры на Δt

$$U_t = ba\Delta t. \quad (4.40)$$

Подставляя (4.36) и (4.40) в (4.35), определим радиальную деформацию обсадной колонны. Заметим, что $U_t > 0$, а $U_p < 0$. Характерно, что при прочих равных условиях U_t зависит от глубины. Из формул (4.37) и (4.39) следует, что температурная деформация будет увеличиваться по мере уменьшения z , т.е. по мере приближения к устью скважины. Поэтому по мере удаления от устья U_p по абсолютному значению будет немного больше U_t . Зазор между цементным стаканом и обсадной колонной в призабойной зоне может достичь такого значения, что приведет к нарушению сплошности соединения (контакта).

Однако пока нет серьезных оснований считать, что образовавшийся зазор может явиться каналом для движения флюида, даже газа.

Как показывают расчеты, даже без учета упругого перемещения цементного камня зазоры могут изменяться в зависимости от условий ($\Delta p = 5,0 \div 20,0$ МПа, $\Delta t = 10 \div 25$ °C) в пределах $0,01 \div 0,1$ мм.

Однако, несмотря на невысокие размеры зазора, следует считать необходимым после цементирования, когда цементный раствор еще не превратился в камень, снижать в колонне давление, т.е. стремиться к такому положению, когда $\Delta p = 0$.

4.2.3. ВЛИЯНИЕ ВОЗДУХА, ВОВЛЕЧЕННОГО ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН, НА ВОЗМОЖНОСТЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Недостаточно обоснованным следует считать мнение, что цементный камень имеет повышенную проницаемость вследствие захваченного им при затворении цемента воздуха. Практика показывает, что соединения труб и цементировочной головки герметичны. При затворении цемента захватывается ничтожное количество воздуха. Так, плотность (теоретическая) цементного раствора с водоцементным отношением 0,5 составляет $1,83 - 1,85$ г/см³. При затворении чистого цемента (при том же водоцементном отношении) плотность раствора, как правило, не падает ниже $1,81 - 1,80$ г/см³ (за счет воздуха). Определим объем воздуха в растворе, приведенный к атмосферным условиям:

$$П = 100 \frac{\gamma_{ц} - \gamma_0}{\gamma_{ц}} = 100 \left(1 - \frac{1,80}{1,85} \right) = 2,7 \text{ \%}.$$

Уже при 10 МПа этот объем воздуха уменьшится в 100 раз ($pV = \text{const}$). Естественно, что такое количество не оказывает сколько-нибудь существенного влияния на плотность цементного камня.

4.2.4. СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ

Седиментационные процессы в цементном растворе и их влияние на возможность газопроявлений должны рассматриваться исходя из следующих условий:

- 1) возможности происхождения седиментационных процессов как таковых в конкретных реальных условиях прокладки скважин;

- 2) понижения давления на пласт в процессе формирования цементного камня до значений ниже пластового;

- 3) возникновения и формирования каналов в заколонном пространстве (в предположении, что оно полностью заполнено цементным раствором).

Если седиментационные процессы могут проходить по глубине скважины, то возможно понижение давления на пласт до гидростатического в результате того, что активным составляющим в системе цемент – вода останется вода, а раствор “проницаем”.

Опыты показывают, что чистый цементный раствор с водоцементным отношением 0,5, залитый в длинные стеклянные трубки (до 2 м) диаметром 20–130 мм, твердеет без ярко выраженных седиментационных процессов. В верхней части наблюдается водоотстой цементного раствора.

Водоотстой цементного раствора определяется рядом факторов, главными из которых являются водоцементное отношение, природа цемента, его водоудерживающая способность, удельная поверхность и др.

Однако немало случаев значительной фазовой неустойчивости цементных растворов. Часто цементирование скважин осуществляется цементно-песчаными растворами, седиментация частиц которых выше. Нестабильность растворов возрастает при уменьшении удельной поверхности цемента.

Небольшие отклонения от расчетных значений объяснялись недостаточно тщательным отмывом песка или прохождением части мелких зерен через ячейки сита.

Цементно-песчаный раствор испытывался также на прорыв через него газа на описанной стеклянной установке. Снизу к цементно-песчаному раствору подводился газ с дав-

лением, большим давления столба раствора. В процессе твердения раствора и после него газ не проходил через столб смеси.

Газопроявления не могут объясняться седиментационными процессами, так как они в тампонажных растворах слабо проявляются вследствие возникновения структуры раствора, не способствующей образованию каналов и не являющейся причиной понижения противодавления на пласты, если используются цементы с высокой удельной поверхностью (типа новороссийского цемента). Однако цементы относительно более грубого помола приводят к возникновению каналов, часто значительных.

В цилиндрах на контакте цементного раствора со стенкой сосуда и в массе раствора могут образоваться вертикальные каналы.

Внешняя сторона явления заключается в том, что через некоторое время в сосуде, в который помещен цементный раствор, начинается восходящее движение воды цементного раствора, которая закачивается в относительно короткие сроки. Результатом такого движения является образование по всей высоте сосуда в основном вертикальных каналов, более проницаемых, чем окружающая масса цементного раствора, не участвовавшая в таком движении. Это седиментация твердой фазы раствора, которая происходит не отдельными зернами цемента, а их скоплениями — флоккулами.

Время формирования канала в цементном растворе исчисляется от нескольких минут до нескольких десятков минут. Оно зависит от угла наклона сосуда, его диаметров, времени перемешивания (движения), количества раствора, его свойств. Данное явление присуще и другим вяжущим материалам (например, нефелинопесчаному), и оно тесно связано с вязкостью (текучестью) и водоотдачей (водоудерживающей способностью) цементного раствора.

После окончания затворения возникает ранняя структура цементного раствора, имеющая незначительную прочность, что является первым фактором, обуславливающим начало процесса образования каналов.

Итак, можно сделать следующие выводы.

1. Процесс образования каналов в цементном растворе, залитом в наклонные трубки, в некоторых случаях проявляется. Если удельная поверхность цемента менее $2500 \text{ см}^2/\text{г}$, каналообразование резко возрастает ($B/C = 0,5$).

2. Более часто этот процесс проявляется при использовании цементно-песчаных смесей.

3. Не происходит образования каналов при углах наклона трубок $15-25^\circ$, если в цементный раствор добавляется некоторое количество бентонита (глины). Однако, как показывает практика, и в случае применения цементно-бентонитовых растворов происходят газопроявления.

4.2.5. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Одной из многочисленных гипотез, объясняющих причину возникновения газопроявлений, считают большое водоцементное отношение.

При этом проницаемость жидкого раствора в период гидратации бесконечно большая. Через раствор может свободно фильтроваться газ.

Однако для прохождения газа через цементный раствор, точнее — для вытеснения уменьшающейся по объему свободной воды из него газом необходимо значительное избыточное давление, которое не может выражаться превышением давления, характерным для газовых пластов с "аномально высоким давлением". За редким исключением, оно превышает гидростатическое (водяное) всего на $15-20\%$. Тем не менее высокая водоотдача способствует продвижению любого флюида, в первую очередь газа, через цементный раствор, который может перемещаться в близлежащие коллекторы, что подтверждено экспериментально.

Расчеты показывают, что при проницаемости твердеющего цементного раствора (камня) до 1000 мД для прохождения через него газа (разумеется, поры при этом должны быть свободны от воды) потребуется несколько суток. За это время цементный раствор превращается в камень, проницаемость которого при температуре $40-100^\circ\text{C}$ уменьшается до $5-10\text{ мД}$. При качественно новом состоянии камня на перемещение газа потребуется значительно большее время. Следовательно, газопроявления и выбросы в процессе ОЗЦ нельзя объяснять большой "проницаемостью" твердеющего цементного раствора (камня) вследствие присутствия "избыточной" воды.

4.2.6. ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ И ФЛЮИД ПЛАСТА ПРИ ТВЕРДЕНИИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Возникновение газопроявлений и фонтанов в процессе ОЗЦ часто объясняют снижением гидростатического давления на пласт при загустевании и твердении тампонажно-го раствора вследствие “зависания” цементного раствора.

При рассмотрении изменения давления у забоя скважины применительно к газопроявлениям следует учитывать, что цементный раствор практически не проникает в пористый пласт без гидроразрыва, фильтроваться может только вода раствора; цементный раствор проходит только в трещины и каналы. Поэтому следует различать два давления: давление на скелет (каркас) пласта и давление на флюид. Эти давления будут различными в зависимости от времени ОЗЦ.

Что следует понимать под давлением на пласт. При заполнении буровым раствором скважины давление в точке А определится высотой столба и плотностью бурового раствора (рис. 4.11).

Когда скважина заполнена буровым или цементным раствором (коллоидным раствором или суспензией), активное давление передается на пласт (опору) и флюид пласта. Пласт как опора воспринимает давление всей своей поверхностью, и, естественно, чем выше взята рассматриваемая точка на его поверхности, тем ниже давление.

В случае замещения бурового раствора цементным давлением в точке А изменяется (как правило, возрастает) вследствие того, что изменяется удельный вес жидкости, составляющий столб

$$p = p_1 + p_2 = \frac{1}{10} (h_1 \gamma_1 + h_2 \gamma_2), \text{ МПа.} \quad (4.41)$$

Это давление на пласт и флюид пласта будет активным. Цементный скелет еще не схватившегося раствора фильтрует через себя воду, создавая указанное активное давление. Флюид не сможет найти “каналов” в столбе жидкости для выхода и продвижения вверх. Проникновение газа ограничится диффузией его в жидкость.

Давление на скелет пласта остается почти постоянным, так как цементный раствор затвердевает практически без изменения объема. С течением времени давление в точке А может повыситься за счет релаксации напряжений в массиве горных пород.

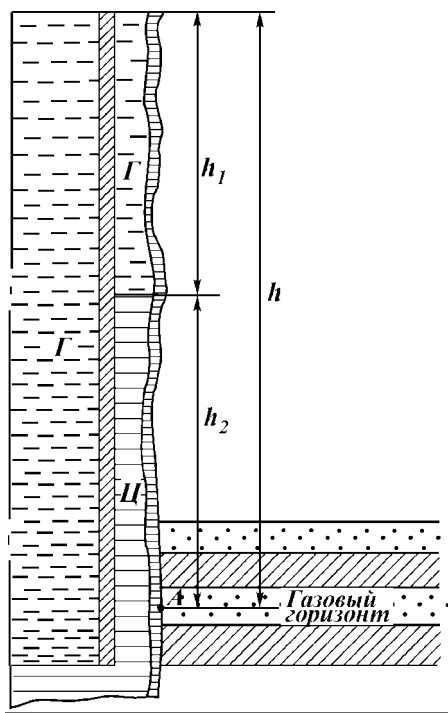


Рис. 4.11. Схема расположения цементного и промывочного раствора в скважине после цементирования

Итак, для приведенной схемы будем считать, что цементный раствор (с известными допущениями) твердеет без изменения объема и, следовательно, давление на скелет пласта остается постоянным¹ (наличие глинистой корки исключается).

Иначе обстоит дело с давлением, передаваемым на флюид пласта. Давление на поверхности пласта в точке А (рис. 4.12) будет создаваться весом столба цементного раствора.

Давление столба бурового или цементного раствора на флюид пласта изменяется в зависимости от различных факторов и в первую очередь от расстояния точки от стенки скважины в глубь пласта, физико-механических свойств глинистой корки, пористости и проницаемости пласта, водоотдачи бурового и цементного растворов и т.п. В общем случае можно сказать, что давление на флюид пласта у стенок скважины равно давлению, создаваемому столбом бурового или

¹В действительности большое влияние оказывают температурные изменения, колебания давления и т.д.

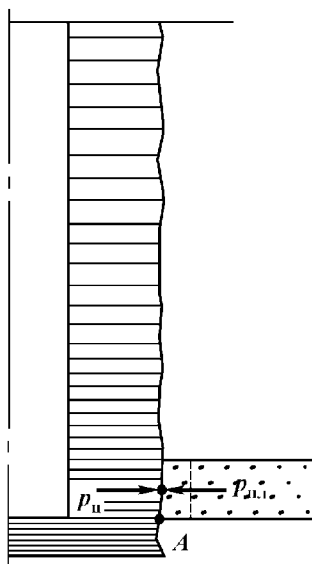


Рис. 4.12. Активное давление цементного раствора $p_{\text{ц}}$ на скелет пласта

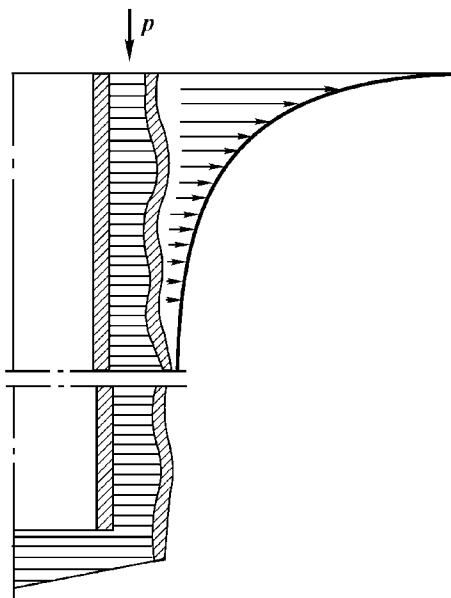


Рис. 4.13. Схема распределения давления в загустевшем или затвердевшем цементном растворе заколонного пространства скважины

цементного раствора, в некотором удалении от столба скважины оно равно пластовому.

Основной причиной кажущегося понижения давления (точнее, снижения давления, способствующего прохождению флюида в цементный раствор-камень) является контракция цемента при его гидросливе и гидратации.

После схватывания цементного раствора давление, приложенное на устье в заколонном пространстве, уже не действует на пласт, даже если проницаемость цементного камня будет достаточно высокой, так как на передачу этого давления требуется определенное время. Давление воспринимается только верхним участком заколонного цементного кольца, причем эпюра распределения давления, вероятно, близка к схеме, представленной на рис. 4.13.

4.2.7. ПРОНИЦАЕМОСТЬ КАМНЯ ИЗ ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА

При сплошном заполнении заколонного пространства с полным замещением бурового раствора цементным переток газа может происходить только через цементный камень, если проницаемость его высока и перепад давления достаточный.

Известно, что в результате действия различных температур и давлений при твердении цементного раствора проницаемость камня изменяется. Большое значение при этом имеют водоцементное отношение, количество и природа наполнителей и срок твердения раствора-камня.

Изменение газопроницаемости цементного камня, твердевшего при различных температурах и давлениях в течение от 12 до 168 ч, представлено в табл. 4.7.

На основании данных (см. табл. 4.7) построены графики зависимости проницаемости цементного камня от температуры, давления и от срока твердения (рис. 4.14).

С увеличением возраста наблюдается снижение проницаемости цементных образцов, твердевших при температуре 22 и 75 °С, причем темп снижения проницаемости у образцов, твердевших при 22 °С, больше, чем у образцов, твердевших при 75 °С. С повышением температуры от 75 до 110 °С и увеличением давления до 30,0 МПа проницаемость образцов несколько возрастает. К 4–7 сут проницаемость стабилизируется. Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсивному росту проницаемости. Так, при температуре 140 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость цементного камня с увеличением срока твердения возрастала. При температуре 200 °С и давлении 50,0 МПа проницаемость образцов из цементного камня оставалась приблизительно по-

Т а б л и ц а 4.7

Изменение проницаемости (в мД) цементных образцов, твердевших при различных температурах T (в °С) и давлениях p (в МПа)

Время тверде- ния, ч	$T = 22,$ $p = 1$	$T = 75,$ $p = 0,1$	$T = 110,$ $p = 30,0$	$T = 140,$ $p = 40,0$	$T = 200,$ $p = 50,0$
6	—	—	4,00	15,20	75,00
12	44,50	1,40	2,50	34,00	68,00
24	19,00	0,46	1,50	38,00	63,00
48	7,20	0,44	1,45	40,00	65,00
96	2,53	0,37	1,39	45,60	66,00
168	1,70	0,29	1,44	46,45	68,20

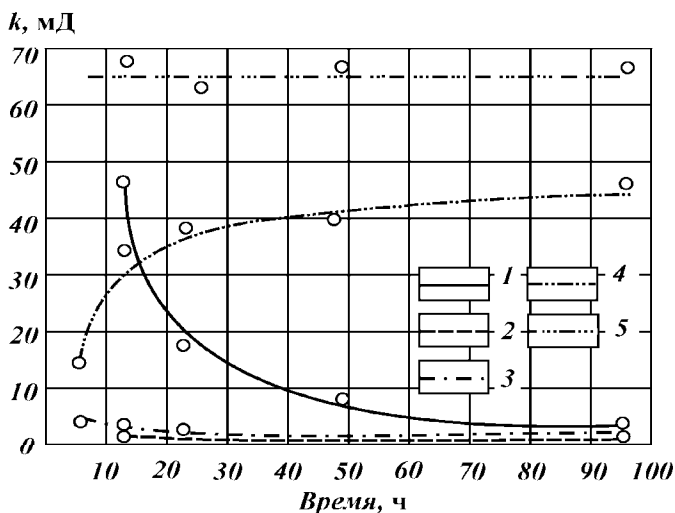


Рис. 4.14. Изменение проницаемости k цементных образцов при различных сроках твердения. Условия твердения образцов: 1 – 22 °C; 2 – 75 °C; 3 – 110 °C и 30 МПа; 4 – 140 °C и 40 МПа; 5 – 200 °C и 60 МПа

стоянной и равной 60–70 мД для конкретного цемента и различных сроков твердения.

Таким образом, при температурах до 100–110 °C портландцементные растворы затвердевают в камень с низкой проницаемостью, что не может быть причиной перетока газа из одного объекта в другой.

При более высоких температурах (>130 °C) и давлениях проницаемость портландцементного камня резко возрастает (30–80 мД). В последнем случае, если перепады давления достаточны, а расстояние между газовым объектом и резервуарами небольшое, вполне возможно начало развития движения газа. При установившемся движении каналы увеличиваются.

На изменение проницаемости портландцементного камня существенно влияет введение добавок и наполнителей.

В табл. 4.8 сведены данные о влиянии водоцементного отношения на проницаемость цементного камня, твердевшего при различных условиях.

Видно, что через 2 сут твердения при температуре 130 °C и давлении 40,0 МПа проницаемость камня из новороссийского цемента (по воздуху) составляла всего 2,25 мД (при водоцементном отношении 0,5); с увеличением температуры до 150 и 170 °C проницаемость увеличивается до 60–80 мД, что

Влияние водоцементного отношения на проницаемость камня (в мД)

Состав раствора, кг			$T = 130\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 40,0\text{ МПа}$		$T = 150\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 40,0\text{ МПа}$		$T = 170\text{ }^{\circ}\text{C},$ $p = 40,0\text{ МПа}$	
цемент	песок	вода	Время твердения, сут					
			2	7	2	7	2	7
100	—	35	1,20	1,93	6,10	6,35	—	7,70
100	—	45	2,20	2,55	12,80	14,6	21,6	21,6
100	—	50	2,25	3,13	25,5	24,2	32,3	37,0
100	33	50	1,25	1,20	0,00	0,00	0,00	3,75
100	50	50	1,20	1,00	0,00	0,00	0,00	1,87
100	—	55	3,50	5,95	29,3	32,1	41,7	41,4
100	100	55	1,30	1,30	0,00	0,00	0,00	1,40
100	—	60	4,35	9,48	56,3	—	51,4	69,5
100	—	70	6,22	12,7	78,4	64,0	79,5	86,3
100	—	80	10,7	22,2	86,0	92,4	100,6	83,2
100	—	90	20,3	—	98,40	145,6	158,2	158,2

указывает на необходимость более тщательного контроля за плотностью в случае использования чистых портландцементов для цементирования глубоких высокотемпературных скважин.

При более высоких температурах и содержании значительных количеств воды в растворе (80—90 %) проницаемость камня достигала 100—150 мД. Бесспорно, цементный камень с указанной проницаемостью не может быть тампоном. Газ по нему, как и по каналу, может перемещаться в соседние горизонты.

4.2.8. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА ВОЗМОЖНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ (КОРРОЗИЯ, СУФФОЗИЯ)

Плотный непроницаемый камень, качество которого не снижается под действием различных факторов (температуры, давления и т.д.), очень устойчив к агрессивным водам вследствие необъемного (поверхностного) разрушения и отсутствия суффозии, выщелачивания и т.д. Обсадные трубы, корродируемые пластовыми водами, в таких случаях лучше сохраняются.

При определенных условиях проницаемость цементного камня является причиной обводнения скважин, перетока нефти и газа из продуктивных горизонтов. При установле-

нии через него фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется.

Фильтрация 5%-ного водного раствора сернокислого натрия при температуре 100 °С и более не вызывала закупорки пор цементного камня. С увеличением времени прокачивания проницаемость камня повышалась. При низких температурах (22 °С) после возобновления прокачивания 5%-ного водного раствора сернокислого натрия через 24 ч количество фильтровавшейся жидкости снизилось от 24 до 3 см³/см² (перепад 2,5 МПа), что указывало на увеличение плотности порландцементного камня.

Твердение цементно-бентонитовых смесей состава 3:1 при температуре 60 °С способствовало уменьшению проницаемости образцов в коррозионной среде (близкой по составу к пластовым водам) в течение 3–6 мес. Проницаемость образцов состава 2:1 увеличилась, а из шлаковых смесей при этом уменьшилась. Известь за весь срок твердения выщелачивалась незначительно (около 10 %) по сравнению с исходными концентрациями СаО в смесях.

При температуре порядка 130 °С и давлении 20–30 МПа проницаемость возрастает и достигает значений десятков миллидарси, что, бесспорно, может способствовать прохождению газа при соответствующих перепадах давления и высоте столба цементного раствора между продуктивным горизонтом и другим коллектором.

Однако времени на образование таких каналов (если они могут являться каналами для движения газа) требуется значительно больше, чем срок затвердевания цементного раствора в затрубном пространстве.

Цементно-бентонитовые смеси составов 3:1 и 2:1 в условиях длительного твердения при температуре 100 °С в коррозионной среде имеют проницаемость в пределах 1,5–2,3 мД, водопроницаемость при перепаде 0,2 МПа равна нулю.

Цементно-песчаные смеси после твердения в условиях коррозионной среды при высоких температурах и давлениях показывают проницаемость, близкую к нулю.

Резюмируя сказанное, можно сделать вывод, что проницаемость тампонажного камня не может явиться причиной газопроявлений в процессе цементирования, ОЗЦ или сразу после него даже при ее увеличении вследствие воздействия коррозионных вод.

4.2.9. УСАДКА И ОБРАЗОВАНИЕ ТРЕЩИН В ЦЕМЕНТНОМ КАМНЕ И ВЛИЯНИЕ ИХ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Физико-химические процессы схватывания и твердения раствора из портландцемента сопровождаются после небольшого, обычно не фиксируемого, расширения усадкой, выражающейся в незначительном уменьшении внешнего объема твердеющего цемента, что приводит к увеличению прочности, а в некоторых случаях к перенапряжению структуры и частичному разрушению цементного камня.

При непрерывном удалении выделяющейся воды и дальнейшем термостатировании образца под давлением (т.е. твердении раствора и камня в случае отсутствия воды), как правило, цементный камень получается трещиноватым и пористым. Механическая прочность такого цементного камня в 3—4 раза меньше, чем при нормальном водоцементном отношении. Трещины, получаемые в цементном камне во время твердения последнего в нормальных условиях при отсутствии воды, могут быть каналами для продвижения флюидов, в первую очередь газа, давая начало газопроявлениям.

Анализ литературы показывает, что не происходит усадки камня цементных растворов, твердеющих в гидротермальных условиях при давлении (т.е. в скважине при контакте с водой); в некоторых случаях происходит их существенное расширение.

Лабораторными работами доказано, что при высоких температурах (75—150 °С) и давлениях (20—50 МПа) извлечение образцов из форм, предварительно смазанных машинным маслом, сопряжено с трудностями. Образцы цементного камня, затвердевшие в тех же условиях, отделяются от колец Вика, как правило, после ударов молотком по специальной наставке. Все эти и подобные случаи указывают на то, что твердение цементного раствора и камня происходит без усадки.

Более того, в процессе твердения цементного раствора в цилиндрах, в нижней части которых подведен газ, последний не проникает в верхнюю часть, а происходит его поглощение за счет контракционных явлений. В многочисленных экспериментальных работах подобного типа не было ни одного случая проникновения газа через цементный камень за счет возникших при этом трещин или усадочных изменений.

4.2.10. КОНТРАКЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ

Контракция является функцией минералогического состава испытуемого цемента, водоцементного отношения и условий твердения.

Разрежение, возникающее на поверхности цементного камня, способствует всасыванию воды, нефти, газа.

При подсчетах и оценке наблюдаемой контракции для большинства обычных портландцементов можно с достаточной степенью точности принимать расчетное значение контракции равным 7—9 мл, а округленно 8 мл, на 100 г цемента. Графики нарастания контракции, построенные по данным, полученным в процессе твердения портландцементов, показывают, что для цементов высших марок контракция к 28 сут. при водоцементном отношении 0,5 достигает 50—65 % от предельного значения и в дальнейшем ее нарастание сильно замедляется.

Табл. 4.9 дает представление о контракции цементов различных типов.

При установлении значения контракции имеет значение масштабный фактор как по массе раствора, так и по размеру поверхности.

В практике крепления скважин расходуется цемента (для "чистых" цементных растворов с водоцементным отношением 0,5) 1220 кг на 1 м³ при плотности раствора 1,83 г/см³. Тогда в растворе, в котором было взято 1220 кг цемента на 1 м³ раствора, контракция составляет 98 л на 1 м³.

Определим количество поглощаемой воды столбом це-

Т а б л и ц а 4.9

Контракция различных цементов

Цемент	Добавка CaCl ₂ , %	Контракция (в см ³ на 100 г цемента) в течение времени гидратации, сут					
		3	7	28	90	180	360
Алитовый	1	3,5	4,4	6,0	6,3	6,7	6,8
Белитовый	1	1,0	1,5	2,7	4,0	5,0	5,4
Алюминатный без добавок	0	9,6	11,0	13,0	14,6	13,4	12,1
Алюминатный с CaCl ₂	8	6,4	7,4	8,2	9,6	9,9	10,0
Алюмоферритный	4	5,0	6,9	9,8	11,2	11,7	11,8
Завода "Гигант"	2	3,8	5,4	8,1	8,7	8,6	7,9
Завода "Комсомолец"	1	3,6	5,2	6,7	7,1	7,3	7,4
Алюминатный с 15 % гипса	0	13,4	15,8	19,4	22,2	22,3	22,4

ментного кольца, ограниченного 146- и 273-мм обсадными колоннами. Площадь кольцевого пространства

$$0,785[(0,273 - 2 \cdot 0,012)^2 - 0,146^2] = 0,032 \text{ м}^2.$$

Объем по длине 1 м составляет $0,032 \text{ м}^3$. В этом объеме содержится $1220 \cdot 0,032 = 39 \text{ кг}$ цемента.

Для данного количества цемента в смеси контракция составит $39 \cdot 0,08 = 3,12 \text{ л}$. Соответственно для объема по длине 10 м она будет равна 31,2 л, для 100 м — 312 л и для 1000 м — 3120 л.

Все подсчитанные значения контракции допускаются при полной гидратации цемента без учета скорости прохождения ее в зависимости от минералогического состава цемента и условий окружающей среды (температуры, давления, химического состава воды и пр.).

Проведенные исследования по определению количества поглощенной воды тампонажными смесями при значениях температуры от комнатной до 125°C позволяют определить количество поглощенной воды объемами цементных растворов, заключенных в кольцевое пространство между трубами диаметром:

<i>D</i> , мм	114 и 168	168 и 219	219 и 273	146 и 245	168	146 и 273
Количество поглощаемой воды, м^3	0,007	0,008	0,011	0,022	0,027	0,032

Соотношение вяжущее : наполнитель принято состава 3:1 с целью возможности сопоставления влияния добавок-наполнителей на подсасывающую способность смесей.

Введение добавок-наполнителей в растворы (песок, бентонитовая глина) снижает контрактционную (поглотительную) способность цементов.

Из табл. 4.10–4.12 видим, что при введении песка контрактционный эффект снижается меньше, чем при добавке

Таблица 4.10

Количество поглощенной воды 1 м столба цементных растворов различных составов при температуре 75°C

Объем 1 м, м^3	Состав смеси ¹	Количество поглощенной воды (в л) через					
		1 ч	5 ч	10 ч	15 ч	20 ч	24 ч
0,007	I	0,043	0,133	0,187	0,242	0,281	0,314
	II	0,040	0,144	0,148	0,169	0,210	0,253
	III	0,035	0,098	0,125	0,148	0,170	0,212
0,008	I	0,050	0,150	0,215	0,275	0,325	0,360
	II	0,045	0,130	0,160	0,190	0,240	0,290
	III	0,040	0,110	0,145	0,170	0,195	0,240

Объем 1 м, м ³	Состав смеси ¹	Количество поглощенной воды (в л) через					
		1 ч	5 ч	10 ч	15 ч	20 ч	24 ч
0,011	I	0,070	0,205	0,295	0,380	0,450	0,495
	II	0,065	0,180	0,220	0,260	0,330	0,400
	III	0,055	0,150	0,200	0,235	0,270	0,330
0,022	I	0,140	0,410	0,590	0,760	0,900	0,990
	II	0,130	0,360	0,440	0,520	0,660	0,800
	III	0,110	0,300	0,400	0,470	0,540	0,660
0,027	I	0,175	0,535	0,750	0,965	1,140	1,260
	II	0,155	0,440	0,570	0,650	0,810	0,970
	III	0,135	0,380	0,485	0,570	0,680	0,820
0,032	I	0,200	0,600	0,860	1,110	1,300	1,440
	II	0,185	0,530	0,680	0,775	0,960	1,160
	III	0,160	0,440	0,680	0,680	0,780	0,960

¹I — цементный раствор с В:Ц = 0,5; II — цемент : песок = 3 : 1; III — цемент : глина 3 : 1.

Таблица 4.11

**Количество поглощенной воды 1 м столба цементных растворов
различных составов при температуре 100 °С**

Объем 1 м, м ³	Состав смеси ¹	Количество поглощенной воды (в л) через					
		1 ч	5 ч	10 ч	15 ч	20 ч	24 ч
0,007	I	0,087	0,489	0,259	0,338	0,393	0,448
	II	0,073	0,164	0,203	0,256	0,300	0,331
	III	0,069	0,151	0,191	0,243	0,283	0,320
0,008	I	0,100	0,215	0,295	0,385	0,450	0,540
	II	0,084	0,188	0,230	0,292	0,345	0,380
	III	0,080	0,172	0,220	0,280	0,330	0,370
0,011	I	0,140	0,290	0,395	0,530	0,620	0,700
	II	0,120	0,260	0,315	0,390	0,475	0,525
	III	0,110	0,235	0,300	0,380	0,440	0,490
0,022	I	0,280	0,490	0,700	1,060	1,240	1,400
	II	0,240	0,520	0,630	0,780	0,950	1,050
	III	0,220	0,470	0,600	0,760	0,880	0,980
0,027	I	0,325	0,600	0,910	1,360	1,570	1,780
	II	0,295	0,540	0,770	0,960	1,160	1,290
	III	0,270	0,510	0,735	0,930	1,090	1,200
0,032	I	0,400	0,860	1,190	1,540	1,800	2,040
	II	0,350	0,760	0,920	1,160	1,360	1,520
	III	0,320	0,720	0,880	1,120	1,340	1,440

¹I — цементный раствор с В:Ц = 0,5; II — цемент : песок = 3 : 1; III — цемент : глина = 3 : 1.

бentonитовой глины (с некоторым повышением водоцементного отношения).

В равных объемах растворов соотношения 3:1 содержится различное количество цемента, наполнителя и воды.

Результаты экспериментальных работ показывают, что

**Количество поглощенной воды 1 м столба цементных растворов
различных составов при температуре 125 °С**

Объем 1 м, м ³	Состав смеси ¹	Количество поглощенной воды (в л) через					
		1 ч	5 ч	10 ч	15 ч	20 ч	24 ч
0,007	I	0,122	0,276	0,342	0,402	0,494	0,584
	II	0,093	0,213	0,278	0,351	0,402	0,474
	III	0,008	0,203	0,258	0,309	0,352	0,394
0,008	I	0,140	0,315	0,390	0,455	0,560	0,675
	II	0,107	0,242	0,318	0,402	0,460	0,540
	III	0,100	0,323	0,295	0,353	0,402	0,450
0,011	I	0,190	0,435	0,540	0,625	0,770	0,930
	II	0,146	0,324	0,436	0,551	0,632	0,743
	III	0,137	0,320	0,405	0,485	0,550	0,620
0,022	I	0,380	0,870	1,080	1,250	1,540	1,900
	II	0,292	0,648	0,870	1,100	1,260	1,480
	III	0,270	0,640	0,810	0,970	1,110	1,240
0,027	I	0,520	1,100	1,365	1,600	1,980	2,340
	II	0,360	0,820	1,070	1,350	1,550	1,800
	III	0,335	0,785	0,995	1,190	1,350	1,520
0,032	I	0,560	1,160	1,560	1,830	2,250	2,720
	II	0,420	0,965	1,270	1,620	1,840	2,130
	III	0,400	0,924	1,180	1,420	1,610	1,800

¹I — цементный раствор с В:Ц = 0,5; II — цемент : песок = 3 : 1;
III — цемент : глина = 3 : 1.

контракция тем больше для смесей, чем выше содержание цемента в смеси.

При рассмотрении данных таблиц следует учитывать, что все значения получены для определенной партии цемента Новороссийского завода. Для цемента других партий значения перечисленных величин могут несколько разниться.

4.2.11. ФОРМИРОВАНИЕ КАНАЛОВ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ В ПРОЦЕССЕ ТВЕРДЕНИЯ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА-КАМНЯ

Изучение промысловых данных и результатов лабораторных исследований дает возможность сделать вывод о наличии в скважине глинистой корки и остатков бурового (глинистого) раствора после окончания цементирования.

Эксперименты, проведенные в лаборатории и на натурных скважинах, дают представление о характере формирования и структуре цементного камня. В частности, характер-

ным было состояние цементного кольца под муфтой трубы, где скапливались корка и остатки бурового раствора, из-за которых цементный раствор в интервале, равном примерно половине длины муфты, обтекал трубу, толщина корки равнялась высоте выступа муфты над телом трубы. На всей поверхности подъема цементного раствора обнаружены пленки и тонкие прослойки начавшего загустевать бурового раствора. При эксцентричном расположении колонны в общей массе цементного кольца было обнаружено линзовидное включение рыхлой смеси цемента и бурового раствора.

Поверхность стенок скважины была покрыта коркой раствора.

Наличие включений бурового раствора в заколонном пространстве после цементирования подтверждается теоретически и практически.

В условиях скважины наличие каверн и эксцентричное расположение колонны способствуют образованию застойных зон, заполненных буровым раствором.

В.С. Баранов в процессе испытаний под давлением 1 – 6 МПа установил значительное различие в толщине корки, образуемой одним и тем же раствором, но обработанным различными реагентами и с разными утяжелителями (табл. 4.13).

При равных объемах фильтрата утяжеленные растворы отлагают более толстую корку, чем нормальные. Если породы высокопроницаемые, могут образоваться очень толстые кор-

Таблица 4.13

Изменение свойств фильтровальных корок в зависимости от утяжеления буровых (глинистых) растворов (по В.С. Баранову)

Реагент	Плотность раствора, г/см ³	Количество сухого вещества в буровом растворе, %	Показатели фильтрации при давлении в					
			1 МПа			6 МПа		
			Водоотдача, см ³ за 30 мин	Толщина корки, мм	Количество влаги в корке, %	Водоотдача, см ³ за 30 мин	Толщина корки, мм	Количество влаги в корке, %
Углекислотной	1,41	40	5,3	2,4	40	14,0	3,0	30
	1,58	51	7,4	3,5	26	17,8	4,6	24
	1,80	58	7,5	3,5	23	19,0	4,7	19
ССБ	1,91	68	—	—	—	42,9	12,5	13
	1,40	43	14,6	2,5	30	7,4	2,0	30
	1,60	54	14,2	5,4	23	7,6	2,5	23
	1,80	60	13,5	5,5	50	9,0	2,7	17
	1,91	70	—	—	—	32,7	9,8	15

ки. Для утяжеления бурового раствора, обработанного углещелочным реагентом, влажность корки, образовавшейся при четырехчасовом фильтровании, была равна 62 %. После утяжеления раствора баритом до плотности $1,6 \text{ г/см}^3$ влажность корки составила 26,2 %.

Изучение изменения влажности корок в зависимости от типа обрабатывающих реагентов показывает, что наименьшую влажность с наиболее интенсивным снижением ее во времени от 45 до 34 % имеет корка, сформированная из натурального бурового раствора без добавок реагентов. Влажность корки бурового раствора, обработанного углещелочным реагентом, сохраняется на протяжении всего времени фильтрования наибольшей (72–61 %), а влажность корки бурового раствора, обработанного сульфитно-целлюлозным экстрактом, находится в пределах 47–41 %.

Глинистые корки и буровой раствор остаются: 1) на стенках скважин, 2) на стенках колонн, 3) в застойных зонах (кавернах), 4) под замками, муфтами и элементами технологической оснастки и 5) в виде включений в самом цементном растворе во время цементирования.

Цементный раствор, обладая свойством контракции, развивается в процессе твердения на своей поверхности вакуум.

Твердеющий цементный раствор засасывает воду из контактирующих с ним глинистых корок, остающихся на стенках скважины после цементирования, включений, защемленных зон бурового раствора. Корка на контакте с цементным раствором обезживает, при этом образуется сеть каналов, по которым из пласта может двигаться газ. Обезживание корок и включений бурового раствора происходит во всех случаях, так как развитие контрактационного эффекта — непременное свойство вяжущих.

Вследствие обезживания включений бурового раствора и глинистой корки за счет процессов контракции возникают каналы, через которые после перфорации часто восстанавливается циркуляция бурового раствора.

На рис. 4.15 показан разрез колбы с цементным раствором, внутрь которого был впрыснут буровой (глинистый) раствор. Буровой раствор превратился в камень меньшего объема с густой сетью трещин, близко расположенных друг к другу.

Оценка возможности движения газа по каналам, образующимся в обезвоженном буровом растворе (корке), проводилась на специальных экспериментальных установках, в опытных скважинах.



Рис. 4.15. Разрез колбы с цементным раствором

На основании результатов экспериментальных работ, анализа промыслового материала и теоретического изучения можно представить следующую схему возникновения каналов в заколонном пространстве скважин и продвижения газа. Если в скважине после цементирования остался буровой раствор или глинистая корка, в отличие от случая полного вытеснения бурового раствора, то сразу же при установлении контакта начинается обезвоживание бурового раствора или корки. Однако интенсивность их дегидратации неодинакова по глубине скважины и зависит, в первую очередь, от температуры окружающей среды. Практически скважина на момент окончания цементирования может быть разбита на три температурных интервала, протяженность каждого из которых составляет примерно $1/3$ глубины. В нижней части скважины температура максимальная, в верхней — минимальная.

В нижней зоне вследствие более высоких температур твердение цементного раствора наступает быстрее, чем в верхних. При схватывании и твердении раствора на его поверхности развивается вакуум. Засасывается вода из контактирующего с цементным раствором бурового раствора (корки). Газ (или другой флюид), не встречая преграды, заполняет освободившийся объем с пониженным давлением и

поднимается по образовавшейся щели вверх. Давление в канале может быть значительно ниже давления столба воды. При отсутствии водяных пластов оно всегда меньше гидростатического. К этому моменту начинается интенсивное обезвоживание глинистой корки (раствора) в верхних участках. Газ устремляется вверх. Давление газа равно почти полному пластовому, однако он поднимается на значительную от пласта высоту. Если это давление будет достаточным, чтобы начался перелив, время обезвоживания верхних участков бурового раствора не играет никакой роли. Если давление ниже противодействия, процесс движения газа в жидкости, находящейся в верхней части скважины, не начинается, пока газ не поднимется выше и не достигнет уровня неустойчивого равновесия. Начинается перелив жидкости из скважины с последующим нарастанием интенсивности работы газом (или другим пластовым флюидом). Значительно проще и быстрее устанавливается перемещение флюидов между пластами с различными давлениями, особенно если расстояние между пластами невелико. Естественно, чем выше пластовое давление, тем быстрее газ прорвется к устью, однако он проникнет и при низком пластовом давлении. Времени потребуется несколько больше.

Действие различных факторов (технико-технологических, геологических и др.) может интенсифицировать возникновение каналов в заколонном пространстве или, наоборот, не допустить их появления.

Так, глинистая корка и остатки бурового раствора существуют в скважине практически всегда. Однако газопроявления возникают не во всех скважинах (о пластовых перетоках нет серьезных оснований говорить в столь категоричной форме).

Препятствием для газопроявлений на устье являются небольшие участки контактирующего с породами и колонной цементного раствора (следовательно, удаление глинистой корки хотя бы на некоторых участках скважины необходимо), обвалы породы в местах обезвоживания глинистой корки в результате снятия давления на пласты и др.

Некоторые из ранее рассмотренных факторов могут в известной степени также тормозить или ускорять движение газа вверх к устью скважины в различные периоды ее строительства и эксплуатации: водоотстой цементного раствора, растрескивание камня при различных работах, возможные усадка или расширение, неравномерность схватывания цементного раствора по глубине скважины и др.

Для предупреждения возникновения каналов в оставшемся буровом растворе и корке их необходимо вытеснять из за- колонного пространства, обеспечивая контакт цементного раствора со стенками скважины и обсадной колонной. Следует понижать контракционный эффект цемента введением в них наполнителей, применением вяжущих материалов с пониженным контракционным эффектом.

4.2.12. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ГНВП

Несмотря на то, что достигнуты определенные успехи в совершенствовании технологии бурения — повышение качества буровых растворов, крепления скважин, применение надежного противовыбросового оборудования (ПВО) и обсадных труб — количество ГНВП в практике бурения еще достаточно велико. Причин ГНВП много:

- применение бурового раствора недостаточной плотности в связи с отсутствием достоверных данных о значениях пластового (порового) давления;

- снижение забойного давления при подъеме бурильной колонны за счет недолива раствора в скважину; действие отрицательной составляющей гидродинамического давления; снижение гидростатического давления вследствие эффектов фильтрации, контракции и седиментации;

- недостаточная плотность бурового раствора;

- неправильная технология проведения промежуточных промывок.

Проявления при спускоподъемных операциях, переходящие в открытое фонтанирование, свидетельствуют, прежде всего, об отсутствии надежных средств контроля за скважиной и о нарушениях технологической дисциплины.

Следует отметить, что если ГНВП в глубоких скважинах опасны высоким давлением в процессе закрытия и глушения скважины, то ГНВП в скважинах малой и средней глубины (до 2000 м) опасны быстрым развитием процесса и трудностями раннего его обнаружения.

4.2.13. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О КОНСТРУКЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Нормальная и безопасная эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин в гораздо большей степени, чем нефтяных скважин, зависит от соответствия их конструкций геологическим условиям, от герметичности и прочности обсадных колонн, от качества цементного кольца за колоннами.

Объясняется это следующими особенностями:

а) наличием высоких пластовых давлений в глубокозалегающих газовых и газоконденсатных пластах;

б) давлением в обсадной колонне в процессе эксплуатации, сопоставимым с пластовым в связи с небольшой плотностью газа;

в) высокими скоростями движения газа по фонтанным колоннам, что в ряде случаев вызывает эффект эрозии насосно-компрессорных труб;

г) физическими свойствами газа;

д) наличием значительно больших по значению дополнительных напряжений, возникающих в обсадных колоннах в процессе эксплуатации под действием температуры и давления газа.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, могут быть сведены к следующему: они должны обеспечивать:

1) достижение скважинной проектной глубины;

2) прочность конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца;

3) качественное разобшение всех горизонтов и, в первую очередь, газовых пластов, являющихся объектами самостоятельной разработки;

4) достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

5) минимальный расход материальных и денежных ресурсов на разведку и разработку месторождения;

6) максимальное использование энергии газа для его транспорта по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Запроектированные режимы эксплуатации (главным образом, значение суточного отбора газа из скважины) и максимальное использование пластовой энергии очень часто зави-

сят от прочности конструкции скважин. Это противоречие является следствием того, что первые два условия требуют увеличения диаметров эксплуатационных колонн и колонн насосно-компрессорных труб, а последнее условие требует уменьшения диаметра эксплуатационной колонны, так как сопротивляемость труб внутреннему давлению тем больше, чем меньше диаметр.

Противоречия устраняются во всех случаях в пользу обеспечения необходимой прочности колонн обсадных труб, входящих в конструкцию скважины.

В процессе вскрытия газовых горизонтов по различным причинам могут возникать газопроявления, а в ряде случаев и нерегулируемые фонтаны. В связи с низкой плотностью давление газа при этом на устье может составить до 90–92 % от пластового. В результате высокого давления газа может произойти гидроразрыв пород в незакрепленной части ствола с выходом газа на поверхность (грифоны).

Для предупреждения гидроразрыва при газопроявлениях перед вскрытием газовых горизонтов обсадная колонна должна быть спущена на такую глубину, при которой обеспечивается перекрытие пород. Значение гидроразрыва пород меньше возможного давления газа при проявлениях.

Глубина спуска указанной обсадной колонны

$$h \geq p_h / a,$$

где h – глубина спуска обсадной колонны при вскрытии газовых пластов в м; p_h – максимальное давление жидкости или газа в герметизированной на устье скважине при ее фонтанном проявлении в МПа; a – градиент гидроразрыва пластов, который ориентировочно может быть принят $a = 0,02$ МПа/м.

Помимо перекрытия комплекса пород, в которых возможен гидроразрыв давлением газовой среды, прочностная характеристика указанной обсадной колонны должна позволить проводить работу по ликвидации возможного фонтанирования (глушение, что связано с созданием высоких давлений) и обеспечивать достаточное сопротивление сминающим усилиям, возникающим в процессе фонтанирования.

Для газовых месторождений с большим этажом газоносности и аномально высокими давлениями все отложения, в которых возможны поглощения, должны быть перекрыты колоннами обсадных труб до вскрытия газового пласта.

Часто для предупреждения поглощений необходимо перекрывать часть газоносных интервалов дополнительной про-

межуточной колонной до вскрытия основного объекта эксплуатации.

В ряде нефтепромысловых районов при обосновании конструкций газовых скважин наблюдается стремление укрепить их устьевую часть. Вызвано это тем, что резьбовые соединения стандартных обсадных труб недостаточно герметичны и при эксплуатации газовых скважин часто возникают межколонные проявления и в наиболее тяжелых случаях грифонообразования.

Устьевая часть конструкции усиливается за счет дополнительной обсадной колонны перед спуском эксплуатационной.

4.2.14. ЛИКВИДАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

В зарубежной практике бурения скважин в сложных геологических условиях, когда имеется опасность возникновения нефтегазопроявлений для обеспечения надежности на устье скважин монтируют довольно сложную компоновку наземного оборудования, состоящую из нескольких превенторов.

На рис. 4.16 представлена схема обвязки устьевого оборудования, применяемого при вскрытии и испытании пластов в глубоких скважинах, бурящихся как на суше, так и на море со стационарных или с полупогружных платформ.

Данная компоновка устьевого оборудования позволяет контролировать бурящуюся скважину при высоких пластовых давлениях и ликвидировать возникающие нефте- и газопроявления (или выбросы). В рассматриваемую компоновку входит следующее оборудование: нагнетательный манифольд 1, штуцерный манифольд 2, кольцевой превентор 3, трубные превенторы 6 и 14, превентор 8 с глухими плашками, напорная линия 12 насосов высокого давления, линия 11 для глушения скважин, дополнительная линия для глушения 13, штуцерная линия 9 к штуцерному манифольду, дополнительная штуцерная линия 15 к штуцерному манифольду, устьевая головка 16.

Такая компоновка устьевого оборудования позволяет ликвидировать осложнения, которые могут возникнуть в скважине как при вскрытии, так и при испытании пластов. Так, например, при возникновении нефтегазопроявлений необходимо как можно раньше перекрыть скважину, а затем за-

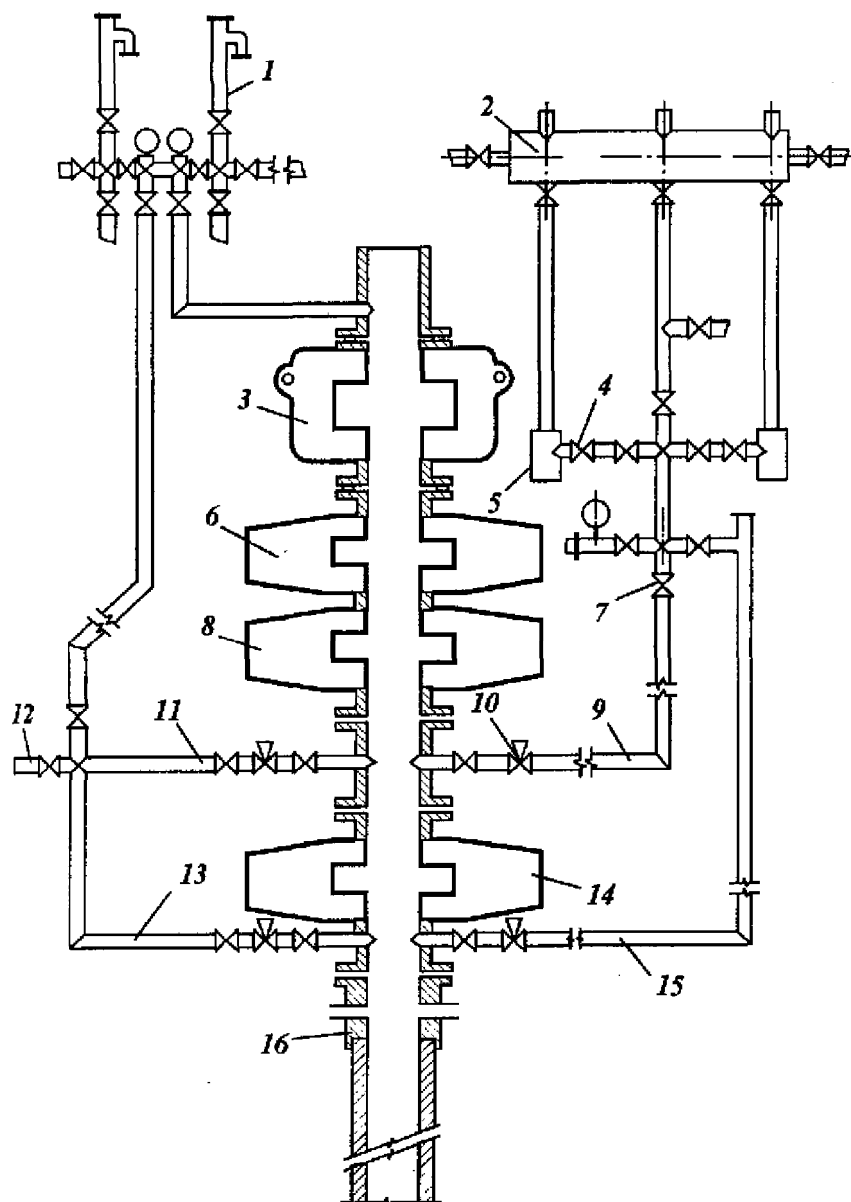


Рис. 4.16. Схема обвязки устьевое оборудования, применяемого при вскрытии и испытании пластов

глушить образовавшийся приток (выброс). После того как скважина перекрыта, прекращается дальнейшее поступление (пластовой) жидкости в скважину. Интенсивность притока снижается не мгновенно, а постепенно, за счет сжимаемости жидкости, заполняющей скважину. Приток жидкости замедляется по мере возрастания давления в стволе скважины и полностью прекращается, когда сумма давления нагнетания жидкости на устье скважины и гидростатического давления жидкости в скважине становится равной пластовому давлению.

При таких ситуациях очень важно знать давление, возникшее в бурильных трубах и кольцевом пространстве скважины. Эти давления позволяют определить ряд важных параметров, которые затем используются при ликвидации возникших осложнений. К этим параметрам относятся пластовое давление, характер выбрасываемой пластовой жидкости, необходимое противодействие, которое надо создать через штуцер (когда начинается циркуляция для контролирования скважины), плотность раствора для глушения скважины. Эти параметры выбирают исходя из необходимости создания на забое давления, которое при глушении скважины должно превышать пластовое давление, и давление в нагнетательной линии насосов в начале циркуляции. Ликвидацию проявлений (выбросов) производят в два этапа: перекрытие скважин и глушение скважин с удалением жидкости притока из скважины.

Поэтапные работы, связанные с перекрытием скважины, зависят от типа скважины, места ее расположения (на суше или на море), буровой установки (стационарные, морские полупогружные или плавучие буровые установки), типа проводимых работ (в процессе долбления, испытания или при СПО). Перекрытие скважины при помощи рассматриваемой компоновки устьевого оборудования производится в следующей последовательности.

В случае получения сигнала или предупреждения о возникновении проявления вскрываемого или испытываемого пласта процесс бурения (испытания) прекращают, рабочую трубу поднимают над столом ротора на такую высоту, чтобы можно было установить безопасный клапан под рабочей трубой. Следят также за тем, чтобы против уплотнений превенторов располагалась не муфта, а бурильные (или насосно-компрессорные) трубы. Буровые насосы отключают и проверяют скважину на самоприток. Если из скважины начинается перелив, то ее необходимо срочно перекрыть. Эта техноло-

гическая операция выполняется при помощи устьевого оборудования или штуцеров.

Перекрытие скважины может осуществляться при помощи устьевого арматуры. В этом случае задвижку 10 (см. рис. 4.16) штуцерной линии 9 закрывают, а затем закрывают и превентор 6 с трубными плашками. После этого задвижку 10 открывают, оставляя закрытой штуцерную линию. Такое перекрытие скважины проводится быстро, поэтому проявление из пласта в скважину прекращается в течение короткого промежутка времени, и тем самым объем притока и давление нагнетания на устье скважины доводят до минимума.

Однако при этом в скважине возникают значительные колебания давления. Эти колебания могут привести к неправильному определению значений основных параметров контроля скважины (давлений нагнетания на устье скважины). Кроме того, при больших давлениях в скважине для открытия задвижки 10 требуется сообщение с нагнетательной стороной клапана, так как возникающий при этом перепад давления затрудняет открытие задвижки.

Поэтому наряду с использованием устьевого арматуры производят перекрытие скважины с использованием штуцеров. В данном случае для "мягкого" перекрытия скважины задвижку 10 закрывают, а клапаны 7, 4 открывают. При обнаружении проявления задвижку 10 открывают и направляют поток через штуцер 5 и штуцерный манифольд 2 в циркуляционную систему буровой установки. После этого закрывают плашки трубного превентора 6 и медленно перекрывают скважину путем ввода в действие клапана в штуцере 5. Окончательное перекрытие скважины достигается закрытием клапана 4.

Недостатком "мягкого" перекрытия скважины является большая продолжительность процесса, и большие объемы жидкости из пласта поступают в скважину. Это затрудняет контроль за скважиной.

Выбор способа перекрытия производится с учетом опыта на данном месторождении и конкретных условий бурения (испытания) скважины, т.е. с учетом разницы между плотностями поступающего из скважины бурового раствора и прочностью породы пласта на разрыв у башмака колонны (эквивалентном плотности бурового раствора), максимально допустимого давления на устье скважины, скорости перекрытия противовыбросового оборудования и гидравлических клапанов и т.д.

Входящие в компоновку устьевого оборудования клапаны,

установленные на штуцерной линии 9 и дополнительной штуцерной линии 15, во время работы находятся в открытом положении и используются в случае возникновения аварии или при испытании штуцерного манифольда на давление. Если выходят из строя штуцер 5 или клапан 4, то поток направляют через резервный штуцер, подключенный параллельно штуцеру 5. В тех случаях, когда проявление возникает во время спускоподъемных операций, то подъем (или спуск) прекращают, верхний замок бурильной трубы размещают над столом ротора и колонну подвешивают на клиньях. На колонну труб устанавливают безопасный клапан, находящийся в открытом положении. После этого закрывают безопасный клапан и превентор с трубными плашками. Квадрат приподнимают над столом ротора, безопасный клапан открывают и производят регистрацию давлений: перекрытия бурильной колонны в кольцевом пространстве скважины и притока раствора в амбар.

После перекрытия скважины, регистрации и определения необходимых параметров надо удалить из скважины жидкость (газ), поступившую из пласта, и закачать необходимый более тяжелый раствор, вытеснить первоначальный раствор для того, чтобы подвести скважину под контроль и продолжить бурение или ее испытание. С этой целью используется прямая или обратная циркуляция. В зарубежной практике применяются два метода глушения скважины с использованием контроля за давлением в бурильных трубах, когда давление в кольцевом пространстве на устье при закрытой скважине меньше максимально допустимого давления на разрыв обсадной колонны и устьевого оборудования: "Метод бурильщика" и "Метод ожидания и веса".

Основа "Метода бурильщика" заключается в следующем. При создании циркуляции включают насос, открывают штуцер 5 (см. рис. 4.16) и его клапан регулируют таким образом, чтобы давление в кольцевом пространстве скважины было равно давлению в кольцевом пространстве на устье закрытой скважины плюс давление, обеспечивающее коэффициент безопасности, добавляемые к давлению на забое скважины во время работы по глушению скважины (выбросов) в динамическом состоянии.

В течение всего времени, когда насос развивает запланированную скорость циркуляции, в кольцевом пространстве и бурильных трубах поддерживается постоянное давление. Когда насос начинает работать со скоростью, необходимой для глушения скважин, штуцер регулируют таким образом, чтобы

поддерживать давление в бурильных трубах постоянным. Когда разгазированная пачка бурового раствора выйдет из скважины, циркуляцию прекращают и скважину выдерживают для стабилизации давления. Если давление в бурильных трубах и в кольцевом пространстве при закрытой скважине равно, то проявление ликвидировано. После этого производят второй этап глушения скважины путем нагнетания в скважину утяжеленного бурового раствора. С этой целью открывают штуцер 5 и включают насос. Пока насос не развил скорость циркуляции, рассчитанную для глушения скважины, штуцер регулируют таким образом, чтобы в кольцевом пространстве давление было постоянным. Когда будет достигнута запланированная скорость циркуляции, штуцер необходимо отрегулировать так, чтобы давление в бурильных трубах было равно давлению в момент перекрытия колонны бурильных труб на поверхности после появления выброса плюс давление, затрачиваемое на преодоление сопротивлений в гидравлических каналах труб, штуцера, долота и т.д., и плюс давление, обеспечивающее вышеупомянутый коэффициент безопасности. В процессе циркуляции, по мере того как продолжается нагнетание бурового раствора для глушения скважины, штуцер необходимо отрегулировать так, чтобы давление в бурильных трубах постоянно снижалось. Это снижение давления будет происходить до тех пор, пока раствор для глушения скважины не спустится до промывочных отверстий долота. После этого штуцер настраивают так, чтобы давление в бурильных трубах до конца циркуляции было бы постоянным. Когда утяжеленный буровой раствор начинает выходить из скважины, штуцер и скважину закрывают. Если в бурильных трубах и в кольцевом пространстве скважины избыточного давления нет, то скважина находится под контролем и можно проводить запланированные работы.

При глушении скважины "Методом ожидания и веса" все работы проводят в один этап. Отличительной особенностью данного метода является использование для циркуляции при глушении скважины утяжеленного бурового раствора. Поэтому, как только перекрывают скважину, начинают приготовление бурового раствора необходимой плотности. После приготовления утяжеленного раствора создают циркуляцию в скважине. Когда насос набирает необходимую скорость циркуляции, на штуцере 5 (см. рис. 4.16) поддерживают постоянное давление. Как только утяжеленный буровой раствор начинает поступать в бурильные трубы с заданной скоростью, штуцер регулируют таким образом, чтобы давление в кольце-

вом пространстве скважины было равно давлению на устье закрытой скважины после обнаружения выброса плюс давление, обеспечивающее коэффициент безопасности. В зависимости от состояния скважины и разницы между фактическим давлением на устье скважины и допустимым давлением обсадной колонны и устьевого оборудования, числовое значение коэффициента безопасности принимают равным 1 МПа. После этого штуцер регулируют таким образом, чтобы давление в бурильных трубах снижалось по запланированному графику. Как только утяжеленный буровой раствор достигнет промывочных отверстий долота, циркуляцию прекращают, штуцер закрывают. В этот момент избыточное давление в бурильных трубах должно быть равно нулю, что говорит о превышении гидростатического давления утяжеленного бурового раствора над пластовым. После такой проверки снова открывают штуцер и включают насос. Штуцер регулируют на запланированное давление, которое поддерживают постоянным до окончания циркуляции. После жидкости выброса из скважины поступает первоначальный раствор, при котором произошел выброс, а затем следует раствор, приготовленный для глушения скважины. Как только этот раствор будет поступать из скважин, насос останавливают, штуцерную линию закрывают. Если в бурильных трубах и кольцевом пространстве избыточного давления нет, то скважина заглушена и можно возобновлять работы. Если же давление в трубах существует, то это говорит о возникновении второго выброса, и операции по глушению скважины надо повторить.

Следует отметить, что если выброс возник в конце испытания пласта перед подъемом испытателя пластов из скважины, то циркуляцию раствора при глушении производят через отверстия циркуляционного клапана испытателя пластов. Кроме этого, на верхнем конце бурильных труб или НКТ монтируют устьевую арматуру.

Указанные выше методы глушения скважины нашли наиболее широкое применение на зарубежных месторождениях. Значительно реже применяется сопутствующий метод контроля скважины, сущность которого заключается в следующем. Пока скважина не перекрыта и буровой раствор циркулирует, производят его утяжеление. После перекрытия скважины и регистрации давления в бурильных трубах при закрытой скважине, давления в обсадной колонне и притока раствора в амбар рассчитывают первоначальное конечное давление циркуляции и определяют необходимую плотность

бурового раствора. После этого восстанавливают циркуляцию и увеличивают скорость циркуляции до скорости глушения при сохранении постоянного давления в обсадной колонне. Давление в бурильных трубах регулируют до первоначального давления циркуляции. Поэтому для сохранения соответствующего давления циркуляции каждый раз, когда увеличивают плотность бурового раствора, производят регулирование штуцера. Все эти операции проводят до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор не достигнет поверхности.

Операции по контролю за скважиной сильно усложняются при бурении в море с плавучих буровых установок (кораблей). Трудности возникают в основном потому, что устье скважины и противовыбросовое оборудование находятся на дне моря, а штуцер размещается на буровом судне. При таком расположении устьевого оборудования вертикальные штуцерные линии имеют большую протяженность и изгибаются из труб малого диаметра.

При небольших глубинах моря (50–400 м), как правило, в газоносных песках пластовые давления невысокие, но из-за того, что градиент разрыва этих песков небольшой, то для предотвращения подземных выбросов газа нельзя перекрывать скважину. В этом случае используется отклонитель (рис. 4.17), установленный на верху водоотделяющей колонны на безопасной глубине от буровой установки. Поток небольшой, поэтому он легко проходит через водоотделяющую колонну и отклонитель.

При больших глубинах моря пластовое давление в газоносной зоне очень высокое, поэтому приток газа может быть велик. На рис. 4.18 представлены зависимости дебита газа Q при различной глубине моря H от глубины залегания газовой зоны h (при бурении и испытании с водоотделяющей колонной, а также без нее). Данные графики позволяют определить вероятность возникновения выброса газа при глубине моря H 90 и 900 м (с водоотделяющей колонной и без нее).

Как видно из приведенных графиков, существует большая разница между притоками газа при использовании водоотделяющей колонны и без нее. Это объясняется тем, что если нет водоотделяющей колонны и поступающий поток газа выходит из скважины на уровне грязевой линии (на дне моря), то полное гидростатическое давление морской воды действует на пласт и замедляет приток газа. Можно также заметить, что использование водоотделяющей колонны при большой глубине моря при вскрытии и испытании мелкоза-

Рис. 4.17. Отклонитель

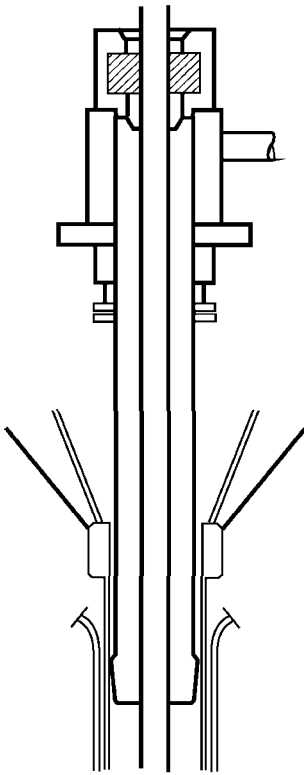
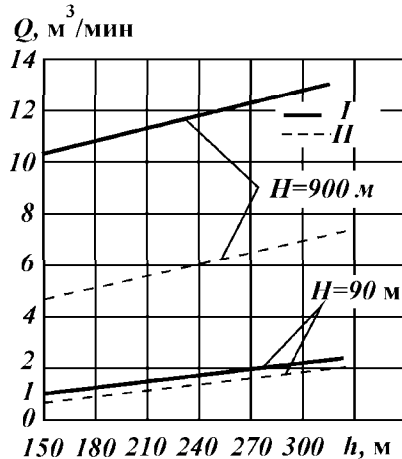


Рис. 4.18. Графики для определения вероятности возникновения выбросов газа при различной глубине моря:

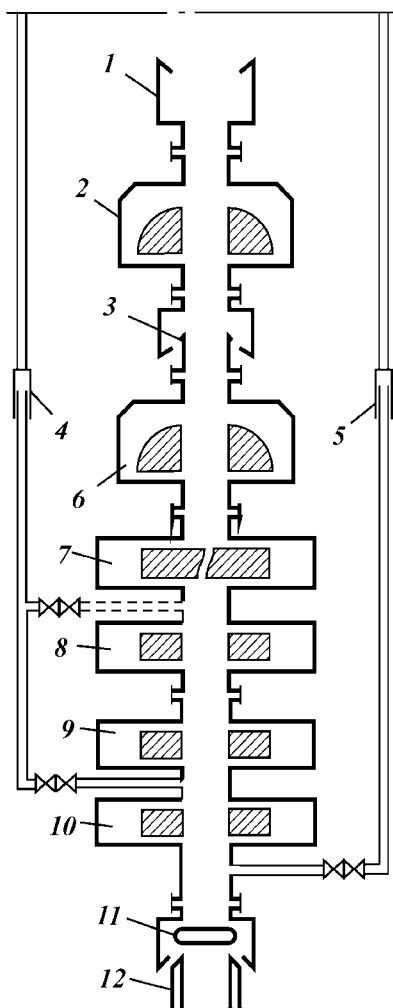
I – с водоотделяющей колонной; *II* – без водоотделяющей колонны



легающих газоносных пластов может представлять опасность из-за очень больших притоков газа, которые необходимо сдерживать в течение неопределенного периода времени. Эти притоки могут превышать емкости оборудования, перерабатывающего газ на борту судна. Данная ситуация может привести к выходу газа на буровой площадке, что создает опасность пожара, к выбросу газа с морского дна, если будет сделана попытка уменьшить приток, и к смятию водоотделяющей колонны в глубоких водах, если она заполняется только газом.

Таким образом, лучше проводить работы без водоотделяющей колонны и с выходом газа из скважины у грязевой линии. Этот метод можно использовать при вскрытии и испытании пластов с ограниченным объемом газа. Однако судно может потерять устойчивость из-за уменьшения плавучести, вызванной наличием под кораблем газированной морской воды. Поэтому при строительстве скважины в море, как правило, применяют водоотделяющую колонну.

Рис. 4.19. Схема компоновки устьевого оборудования, устанавливаемого на дне моря



В этом случае компоновка устьевого оборудования, устанавливаемого на дне моря (рис. 4.19), состоит из присоединительного устройства 1, кольцевого надувного превентора 2, быстро отсоединяющегося соединителя 3, штуцерной линии 4, линии для глушения скважины 5, кольцевого надувного превентора 6, превентора 7 с глухими срезающими плашками, превенторов 8, 9, 10 с трубными плашками и присоединительного устройства 11, соединенного с устьем скважины 12.

Штуцерная линия соединяется с устьевым оборудованием между трубными плашечными превенторами 9 и 10. Поэтому

для перекрытия скважины могут использоваться все превенторы, расположенные выше присоединения штуцерной линии.

Линия для глушения скважины присоединяется к устьевому оборудованию под компоновкой превенторов, что обеспечивает надежную герметичность перекрытия скважины при создании больших избыточных давлений при ее глушении. Расположение ввода линии глушения под превентором 7 со срезающими плашками обеспечивает нагнетание раствора в скважину, если бурильная колонна будет срезана. Линия для глушения скважины может также использоваться как штуцерная линия, что обеспечивает значительное снижение потерь давления на трение в процессе притока жидкости.

Всего для соединения устьевого оборудования с плавучей буровой установкой монтируются шесть линий, имеются две штуцерные линии и одна линия для глушения скважины. Остальные гидравлические и пневматические линии предназначены для дистанционного контроля и управления погружным устьевым оборудованием. Водоотделяющая колонна и эти шесть линий монтируются из секций длиной 22,8 м. Кольцевой надувной превентор 2 (см. рис. 4.19) присоединяется к водоотделяющей колонне. Благодаря этому при шторме производится отсоединение водоотделяющей колонны при помощи быстро отсоединяющегося соединения 3 (при закрытом превенторе 2) и отход корабля в безопасное место. После возвращения на место бурения (или испытания) обеспечивается безопасное попадание в закрытую скважину. Превентор 2 используется всегда для перекрытия водоотделяющей колонны. В случае когда его уплотняющие элементы не обеспечивают герметичность, водоотделяющую колонну вместе с превентором поднимают на поверхность для ремонта или замены. Кольцевой превентор 6 используется в компоновке устьевого оборудования в качестве резервного превентора.

В случае возникновения проявления (или выброса) циркуляцию бурового раствора прекращают, колонну бурильных труб приподнимают на такую высоту, чтобы первое замковое соединение под квадратом находилось на расстоянии 1 м от ствола ротора. Открывают безопасный клапан в штуцерной линии (клапаны на штуцерном манифольде всегда остаются открытыми). После этого закрывают кольцевой превентор 2 с минимальным рекомендуемым давлением, а затем медленно закрывают регулируемый штуцер на штуцерном манифольде и перекрывают ствол скважины. После закрытия скважины

регистрируют давление на устье скважины и бурильную колонну подвешивают в плащечном превенторе. Открывая кольцевой превентор, проверяют герметичность плащечного превентора.

После этого проводят технологические операции по глушению скважины и удалению жидкости проявления из водоотделяющей колонны. Если имеются сведения, что в ней может находиться определенное количество газа, то перед созданием циркуляции закрывают превентор. Когда циркуляция заканчивается, то перед открытием превентора первоначальный буровой раствор замещается раствором для глушения через линию для глушения скважины в водоотделяющей колонне.

Рассмотренные выше методы ликвидации нефтегазопроявлений нашли широкое распространение за рубежом. В отечественной практике за последние годы наметилось перспективное направление по ликвидации нефтегазопроявлений – с использованием забойных превенторов. Перенос превенторов с устья на забой скважины повышает безопасность при выполнении технологических операций по ликвидации нефтегазопроявлений и выбросов.

4.3. ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Для цементирования скважин, фонтанирующих или газонефтепроявляющих, применяются самые различные по составу тампонажные смеси и растворы. Во всех случаях рецептуры подбираются для конкретных скважинных условий: температуры и давления того участка ствола, где необходима установка моста, тампона, перемычки. При этом раствор должен обладать пониженной водоотдачей (седиментацией), достаточными сроками схватывания и расчетной плотностью.

При температурах до 100 °С применяют смеси на базе портландцемента, при более высоких – на базе шлака; если последний отсутствует, в смесь с портландцементом обязательно вводится кварцевый песок. При необходимости иметь тяжелые тампонажные растворы применяют утяжелители (барит, магнетит, гематит и др.); в случае применения облегченных растворов используют материалы-структурообразо-

ватели (или реагенты-структурообразователи), требующие введения дополнительного количества воды (для снижения плотности и обеспечения прокачиваемости).

Процесс цементирования организовывается с учетом аварийной ситуации, хотя элементы технологии процесса те же, что и при цементировании обычной скважины.

Тампонажные цементы для ликвидации газонефтепроявлений могут быть классифицированы на группы по плотности тампонажного раствора (кг/м^3): 1 – легкие (ниже 1400), 2 – облегченные (1400–1650), 3 – нормальные (1650–1950), 4 – утяжеленные (1950–2300), 5 – тяжелые (свыше 2300).

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делятся на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители. Для ликвидации газонефтепроявлений повсеместно применялся портландцемент, что связано с его доступностью и стабильностью свойств.

Практика бурения нефтяных и газовых скважин свидетельствует о многочисленных случаях осыпей, обвалов стенок скважин, выпучивания пород и сужения стволов. Этот вид осложнений встречается повсеместно. Обвалы стенок скважин происходят чаще всего при разбурировании перемятых сланцевых глин, особенно вблизи тектонических нарушений. На значительных глубинах обвалы происходят в породах, не затронутых тектоническими нарушениями. Обвалы не происходят при разбурировании крепких пород, что побудило исследователей искать природу обвалообразований в свойствах самих пород.

Одни исследователи считают, что первопричиной обвалов при бурении скважин являются геотехнологические условия их проводки. Подчеркивается, что обвалы происходят чаще в сланцевых и чешуйчатых глинах, в которых прослеживаются тонкие прослои песка, слюдистых включений с содержанием пирита, марказита и т.д. Другие полагают, что более часты обвалы пород в скважинах при больших углах падения пластов и в зонах нарушений; при всех обстоятельствах, связанных со снижением плотности буровых растворов, замедленным темпом и остановкой бурения. Обвалообразования становятся очень серьезным видом осложнений в случае обрушения пород над образовавшейся каверной.

Различные исследователи выдвигали свои гипотезы на природу обвалообразований. Так, В.С. Федоров механизм обвалов объяснял тем, что при бурении глина из-за снижения бокового давления упруго расширяется (вследствие уменьшения давления со стороны бурового раствора), а прочность ее увеличивается; при этом порода всасывает воду из бурового раствора. Вода, по В.С. Федорову, проникая в поры глины, "включает" капиллярное давление, и начинается выпучивание глины. Глина обрушается и попадает в ствол скважины – идет образование каверн. При достаточной подаче буровых насосов возникновение каверн может быть не замечено. Однако при последующем обрушении вышележащих пород (если они недостаточно прочны и не образуют карнизов)

процесс бурения может быть остановлен. Основным мероприятием по предупреждению обвалообразования В.С. Федоров считал замену бурового раствора безводной жидкостью, а там, где нет газонефтепроявлений, рекомендовал применять беспарафиновый мазут.

Впоследствии В.С. Федоровым и В.С. Барановым для предупреждения обвалообразования рекомендовано использовать "эмульсии глинистого раствора с крекинг-остатками"; для стабилизации эмульсии к ней добавлялся асидол.

Однако применение этого раствора не стабилизировало ситуацию, и обвалообразования наблюдались при проводке скважин. Отрицательные результаты при использовании гидрофобных эмульсий способствовали разработке буровых растворов с минимальной водоотдачей, обладающих свойством откладывать тонкую плотную фильтрационную корку, замедляющую проникновение воды из раствора в породу. В.С. Баранов считал основным недостатком бурового раствора при борьбе с обвалами его высокую водоотдачу. Результативность применения буровых растворов с пониженной водоотдачей оказалась высокой, хотя проблема обвалообразования снята полностью не была.

Увеличение размеров ствола (кавернообразование) обусловлено осыпями или обвалами горных пород, уменьшение – выпучиванием пород. Выпучивание пород может привести как к обвалам (падение пород под действием силы тяжести в направлении к забою скважины), так и к пробкообразованиям.

Значительный вклад в разработку мероприятий по борьбе с обвалами внесли В.С. Баранов и В.П. Букс. Исследования поведения пород в различных средах подтвердили большое значение качества буровых растворов для успешной проводки скважины, поэтому они предложили осуществлять регулирование водоотдачи буровых растворов, их химическую обработку и утяжеление. Авторы приходят к заключению, что одной из основных причин осыпей и обвалов является использование некачественных буровых (глинистых) растворов, и предлагают применять системы, обладающие минимальной водоотдачей и способные глинизировать стенки скважин, создавая на них тонкую и плотную корку, задерживающую проникновение фильтрата в неустойчивую породу.

В.С. Шаров за основную причину обвалов принимал набухание и размокание глинистых пород. При этом скорость распада глин обуславливается значениями степени гидратации глинистых частиц и скорости гидратации массы глины, кото-

рая почти равнозначна скорости диффузии воды. Процесс распада путем воздействия можно ускорить, замедлить или даже совсем предотвратить изменением этих значений.

Немаловажную роль играет напряженное состояние пород.

Ю.А. Песляк указывает, что если к образцу глины приложить постоянную нагрузку, то его деформация будет со временем увеличиваться и становиться заметной при достаточно длительном действии нагрузки. В случае кратковременной нагрузки происходит только упругая деформация образца.

Представления о превалирующей роли горного давления в обвалообразованиях привели к тому, что в ряде районов страны широко применяют утяжеление буровых растворов как метод борьбы с потерей устойчивости стенок скважины и недостаточно учитывают физико-химическую природу этого явления.

На основании большого объема исследований В.С. Баранов пришел к выводу, что утяжеление бурового раствора не препятствует образованию расширений стволов скважины вследствие осыпания пород, но облегчает очистку скважин от шлама. Возможные осложнения в результате осыпей и обвалов, по мнению автора, легко предотвращаются использованием буровых растворов с малой водоотдачей.

Все гипотезы, основанные на превалирующей роли горного давления в каверно- и обвалообразованиях, не дают объяснений высокой устойчивости сухих и слабоувлажненных глин, наблюдаемой при продувке скважин газообразными агентами, хотя вследствие ничтожно малого противодействия на пласты условия течения или разрушения глинистых пород в этом случае наиболее благоприятны. Они не дают ответа и на вопрос, почему обвалам подвержены в основном глинистые породы и породы, цементирующим веществом которых являются глинистые материалы. Деформация горных пород под действием постоянной нагрузки в течение длительного времени была изучена В.Д. Городновым.

Были проведены опыты трех видов (В.Д. Городнов, И.Б. Эдель).

1. Исследовали деформационные свойства глин и известняка без доступа воздуха. При этом деформация глин и известняка носила одинаковый характер. В начале опыта (3–5 мин) деформация составляла 1,5–2,0 %, затухая в течение первого часа. Дальнейший прирост относительной деформации за период свыше 450 ч оказался весьма малым (менее 0,5 %), и образцы не разрушались. Это показывает, что глины в объемно-напряженном состоянии ведут себя так же,

как и известняк, и, следовательно, различие в поведении глинистых пород, подверженных обвалам, и других необваливающихся горных пород в процессе бурения скважин надо искать не в особых механических свойствах глин.

2. В процессе опытов обеспечивался свободный доступ воздуха к образцу. Деформация известняка не отличалась от его деформации в первом опыте. Скорость деформации глин возрастала со временем, и при относительной деформации 7–9 % образцы разрушались.

3. Внутри образца обеспечивалась постоянная циркуляция воды. Деформация известняка увеличивалась незначительно, тогда как разрушение глин произошло быстро (1–3 ч). Глины разрушались, как и во втором опыте, при относительной деформации 7–9 %. Причиной разрушения образцов глин (П.А. Ребиндер) является адсорбционное понижение твердости. Известняк также испытывает действие адсорбционного понижения твердости, но в небольшой области (вокруг внутреннего отверстия), соприкасающейся с парами воды или с водой. Эта область по отношению к объему образца невелика. В образцах глин эта область велика и с течением времени практически распространяется на весь объем образцов. В этом случае силы сцепления между частицами глин экранируются, что может привести при отсутствии нагрузки к самопроизвольному диспергированию, а при наличии нагрузки – к значительным деформациям.

Таким образом, во втором и третьем опытах при деформации и разрушении образцов имеем не одни глины, а системы глина – вода, которые обладают резко пониженной прочностью по сравнению с сухой глиной. Очевидно, что роль горного давления в обвалах глинистых пород будет различной в зависимости от естественной влажности глинистых пород, слагающих стенки скважин.

В процессе проводки скважин глинистые породы, склонные к обвалам, разрушаются обычно не сразу при их вскрытии, а через некоторое время. Процесс осыпания кыновских аргиллитов, например, носит периодический характер. Стадии интенсивного осыпания чередуются с периодами стабилизации размера ствола скважины, т.е. периодами, в течение которых не наблюдается заметного увеличения среднего диаметра каверн. При этом продолжительность стадии осыпания и периодов стабилизации зависит от физико-химических свойств бурового раствора и скорости его движения в колонном пространстве. Из этих данных, а также из данных о набухании кыновских глин очевидно, что период начального

осыпания, как и период стабилизации, после которого идет осыпание второй стадий, по продолжительности близок к периоду набухания этих глин. В большинстве случаев обвалы происходят через длительный период после вскрытия глинистых пород с применением бурового (глинистого) раствора и меньший – с применением воды в качестве бурового раствора.

Практика бурения показывает, что с использованием для продувки скважины газообразного агента ствол скважины в большинстве случаев сохраняет размеры, близкие к номинальным. Применение буровых (глинистых) растворов содержит в себе ряд противоречий. С одной стороны, создавая противодавление на глины, он способствует устойчивости стенок скважины. С другой, перепад давлений в системе скважина – пласт вызывает фильтрацию и тем самым способствует течению физико-химических процессов, которые в различной мере, в зависимости от химического состава фильтрата, вызывают изменение механической прочности глинистых пород. Плотность глинистой корки, если она будет образовываться на стенках скважины, сложенных коллоидальными глинистыми породами, едва ли будет играть важную роль, поскольку сами глинистые породы сильно уплотнены и в пристволенной зоне могут иметь значительно меньшую проницаемость, чем корка.

Использование инертных по отношению к глинистым отложениям буровых растворов, например безводных растворов на нефтяной основе, как правило, способствует сохранению номинального размера скважины, но имеются и исключения. В.Ф. Роджерс приводит кавернограмму глубокой скважины, пробуренной с промывкой раствором на нефтяной основе плотностью $1,80 \text{ г/см}^3$, из которой видно, что в 216-мм стволе имеются многочисленные каверны размером до 370 мм. Те участки кавернограммы, где диаметр ствола номинальный, соответствуют песчаникам, а каверны появились в смежных глинистых породах. На забое вследствие обваливания пород и осаждения частиц во время спускоподъемных операций обычно образовывался осадок. Раствор поддерживался в хорошем состоянии, и осложнений не было. Забойная температура достигала 127°C .

Для оценки водонефтенасыщенности и других свойств коллекторов при бурении скв. 43 Прасковенская (Ставропольский край) был применен совершенно безводный известково-битумный раствор на нефтяной основе плотностью $1,46 \text{ г/см}^3$. Забойная температура достигала 160°C . Хотя в

процессе бурения скважины серьезных осложнений не наблюдалось, данные кавернограммы показали наличие номинального размера диаметра ствола скважины в отложениях коллектора и значительное увеличение диаметра в глинистых отложениях. Очевидно, что сохранение размера ствола скважины, близким к номинальному, при использовании даже неводных буровых растворов зависит от факторов, обуславливающих поведение глинистых пород.

Устойчивость стенок скважин, сложенных глинистыми породами, в значительной мере определяется показателями набухания (степенью, скоростью и периодом набухания), давлением набухания, значениями структурно-адсорбционных деформаций и предельного напряжения сдвига p_m образующихся систем глина – жидкость и другими факторами. Судить об устойчивости различных глинистых пород только по значению их набухания в исследуемой среде, например в воде, недостаточно, так как более набухающая ΔV глинистая порода может оказаться (при благоприятных геологических условиях залегания) более устойчивой, чем слабо набухающая.

Влияние того или иного химического реагента или фильтра обработанного бурового раствора на устойчивость глинистых пород может оцениваться, в первую очередь, по показателям набухания этой породы и величинам ΔV и p_m в исследуемой системе по сравнению с этими показателями в дистиллированной воде, как эталонной жидкости. Чем меньше степень и скорость набухания, а также значение ΔV и больше период набухания и значение p_m глинистой породы в водном растворе реагента по отношению к этим показателям в дистиллированной воде, тем более устойчива будет глинистая порода при контактировании с буровым раствором на водной основе, содержащим тот же реагент или те же реагенты той же концентрации.

Все буровые растворы на водной основе снижают прочность сухих глинистых пород, но ее значение может остаться выше, чем при действии воды.

На устойчивость глинистых пород сильно влияет значение водоотдачи буровых растворов, обуславливающее степень и глубину их увлажнения. Чем выше водоотдача, тем менее устойчивы глинистые породы при прочих равных условиях.

Горные породы, слагающие стенки скважин, испытывают напряженное состояние. В отличие от неглинистых горных пород, мало изменяющих прочность в случае контакта с водными растворами, в слабоувлажненных глинистых породах при их смачивании возникают дополнительные напряжения,

обусловленные набуханием, что способствует их разупрочнению. Следовательно, к одному из основных факторов, влияющих на устойчивость стенок скважин, следует отнести увлажненность глинистых пород. Поскольку в природе, а также в процессе проводки скважин в основном возможны три вида условий залегания глинистых пород (по физическому состоянию): малоувлажненные, среднеувлажненные и сильноувлажненные, то в каждом случае должна быть своя особенность механизма каверно- и обвалообразования. В соответствии с этим рекомендации по борьбе с ними также, очевидно, должны быть различными.

Известно, что количество поглощаемой жидкости 1 г глины в отсутствии внутриапакетного набухания равно произведению толщины сольватного (гидратного) слоя δ на значение удельной поверхности глины S . При одинаковой абсолютной влажности (общепринятый показатель влажности глин) и различной удельной поверхности глин толщина слоя жидкости на поверхности глинистых частиц и, следовательно, прочность их сцепления будут значительно отличаться. Поэтому для характеристики физического состояния глинистых пород целесообразнее принять показатель относительной влажности, равный отношению абсолютной влажности к коэффициенту набухания. Этот показатель может изменяться от 0 до 1. Показатель относительной влажности для слабоувлажненных глинистых пород (по В.Д. Городнову) следует принять равным 0–0,2; для среднеувлажненных 0,2–0,5 и для сильноувлажненных 0,5–1,0.

При вскрытии слабоувлажненных глинистых отложений инертным по отношению к глинистым породам буровым раствором, например совершенно безводным раствором на нефтяной основе или же газообразным агентом, устойчивость стенок скважины будет сохранена в результате больших сил сцепления глинистых пород, что подтверждается отечественной и зарубежной практикой бурения. При использовании буровых растворов на водной основе происходит фильтрация жидкости в пласт. С течением времени в пристволенной зоне скважины поры глинистых пород заполняются водным фильтром, давление которого становится близким к гидростатическому давлению столба бурового раствора, и перепад давления "пристволенная зона – скважина" приближается к нулю, сохраняя свое значение только по мере удаления от этой зоны. С уменьшением перепада давлений создаются более благоприятные условия для набухания глинистых частиц.

Набухание сопровождается развитием давления на окружающие частицы, которые, естественно, могут при потере сцепления или уплотниться (если пористость достаточно велика), или переместиться в сторону наименьших сопротивлений, т.е. в скважину. Значение сцепления для набухших глин может характеризоваться предельным напряжением сдвига p_m . Как движущая сила, вызываемая давлением набухания (расклинивающим давлением), так и значение перемещения глинистых пород зависят от значения перепада давлений, размера зоны с пониженным перепадом давлений, геологических условий (пористости, перематости, трещиноватости, слоистости и др.), степени и скорости набухания, предельного напряжения сдвига p_m и других факторов. Эти факторы обуславливают изменение стабильности стенок скважины (кавернообразование) или сужение ствола с последующим обрушением. В сланцевых глинистых породах набухание происходит по плоскостям спайности и сланцеватости в отличие от однородных глин, набухание которых протекает во всем объеме массы частиц.

В процессе литогенеза сланцевых глинистых пород под действием массы вышележащих пород частицы приобретают параллельную ориентацию с наличием поверхностей скольжения между агрегатами или сильноуплотненными пластинами.

Электронно-микроскопические исследования глинистых частиц, взятых с поверхностей скольжения ориентированной массы, показывают их высокую дисперсность. Образование этого слоя вызвано деформационным смещением пластинок глинистых пород в связи с поступлением воды с взвешенными в ней коллоидными частицами. Оседая на площадках максимальных касательных напряжений с ориентацией их в направлении приложения силы, коллоидные частицы образуют слой, состоящий из плотноупакованных высокодисперсных частиц (иногда такой слой называют "ультраглина"). Эта прослойка между пластинами сланцевых глинистых пород в условиях гидратации, набухая и диспергируясь, выполняет роль "смазки", ослабляя связь и создавая площадки скольжения.

Увеличение плотности бурового раствора – мероприятие, рекомендуемое большинством авторов для борьбы с каверно- и обвалообразованиями, которое может изменить лишь время начала осложнения ствола скважины в результате создания большего перепада давлений.

Для сохранения устойчивости стенок скважины В.С. Баранов предложил производить постепенное многоступенчатое

утяжеление бурового (глинистого) раствора. Выполняя это мероприятие, можно отодвинуть начало осложнений на длительное время, вплоть до спуска и цементирования обсадной колонны. Это мероприятие эффективно в том случае, когда разрез скважины представлен коллоидальными, сильно набухающими глинами, и малоэффективно при наличии глинистых сланцев или аргиллитов, так как в последнем случае возникает реальная возможность проявления микрогидроразрывов.

При бурении скв. СГ-1 Аралсор был поставлен эксперимент, цель которого – установление роли плотности бурового раствора на устойчивость стенок скважины, сложенных на 80–90 % слабоувлажненными аргиллитами. В интервале 4968–5941 м (первый ствол) до глубины 5796 м применяли буровые растворы плотностью 1,22–1,24 г/см³. После начала осложнений, которые (по мнению авторов) были обусловлены высоким набуханием глинистых пород в фильтрате, содержащем гипан (по сравнению с набуханием в воде), начали производить утяжеление до плотности 1,50–1,53 г/см³. Повышение плотности не обеспечило устойчивости стенки скважины, и ствол был потерян при глубине 5941 м в результате внезапного обвала глинистых пород. При бурении второго ствола в этом интервале с глубины 5349 м применяли малосиликатный раствор (плотность бурового раствора поддерживали в пределах 1,22–1,30 г/см³). Осыпей и обвалов аргиллитов не наблюдалось. В процессе бурения в интервале 6001–6806 м плотность малосиликатного раствора поддерживали в пределах 1,22–1,29 г/см³. Осложнений ствола скважины, сложенного на 75–80 % малоувлажненными аргиллитами, не наблюдалось.

Устойчивость сланцевых глинистых пород в значительной мере зависит от наличия микротрещиноватости.

Все твердые тела обладают дефектами структуры (слабыми местами), распределенными таким образом, что участки твердого тела между ними имеют в среднем коллоидные размеры (порядка 10^{-6} см), т.е. один дефект встречается в среднем через 100 правильных межатомных (межмолекулярных) расстояний. Проникающий по этим дефектным местам или микротрещинам фильтрат бурового раствора в зависимости от химического состава вызовет тот или иной эффект понижения твердости со всеми вытекающими последствиями для устойчивости стенки скважины. При этом следует указать на ошибочность распространенного мнения о значительной роли смазывающей способности нефтепродуктов в потере ус-

тойчивости глинистых пород. Эти представления, основанные на аналогии трения металлических тел, нельзя переносить на глинистые породы. Малое значение смазывающего эффекта в этом случае обусловлено следующими факторами:

трудностью проникновения в массу глинистой породы молекул нефтепродуктов в результате их большого размера;

ничтожно малым расклинивающим давлением, оказываемым органическими неполярными жидкостями из-за малого сродства с глинистыми породами.

Снижение сцепления (увеличение смазывающего эффекта) глинистых пород может быть вызвано в большей мере водными растворами, обуславливающими наибольшее давление набухания и рост сольватных слоев на поверхности глинистых частиц. Роль горного давления в пристволенной зоне скважины в этом случае весьма ограничена и проявляется лишь в период вскрытия глинистых отложений. При этом оно играет положительную роль как сила, препятствующая развитию набухания и сопровождающих его явлений.

Устойчивость стенок скважины в основном определяется значениями степени, скорости и давления набухания глинистых пород, структурно-адсорбционных деформаций, предельного напряжения сдвига систем глина – жидкость, а также геологическими и другими факторами.

Для сохранения размеров стволов скважины, сложенных слабоувлажненными глинистыми породами, близкими к номинальным размерам долот, наиболее целесообразно применение в качестве буровых растворов газообразных агентов с низкой влажностью, а также растворов на нефтяной основе или нефтеэмульсионных растворов второго рода.

Для обеспечения устойчивости глинистых пород при использовании буровых растворов на водной основе необходимо, чтобы в случае невысокой водоотдачи фильтрат ее обуславливал минимальные значения давления, степени и скорости набухания, структурно-адсорбционных деформаций и максимальные значения предельного напряжения сдвига и периода набухания. В определенной мере такими свойствами обладают известковые, гипсовые, высококальциевые, малосиликатные буровые растворы.

При вскрытии среднеувлажненных глинистых отложений с применением газообразных агентов устойчивость стенок скважины будет невысокой. В результате развития структурно-адсорбционных деформаций во времени прочность сцепления частиц глинистых пород уменьшится. Механические воздействия бурильного инструмента могут способствовать

осыпанию таких пород. При использовании растворов на нефтяной основе указанные процессы также будут протекать, но в меньшей мере, если отложения представлены коллоидными глинами, так как на них оказывает противодействие столб бурового раствора. Если же такие отложения представлены сланцевыми глинистыми породами, то устойчивость их будет значительно меньшей.

Для сохранения устойчивости стенок скважины, сложенных среднеувлажненными аргиллитами, целесообразнее применять буровые растворы, обладающие крепящим действием и имеющие невысокую водоотдачу. В результате диффузии добавки ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, CaCl_2 , водорастворимые силикаты и т.д.) или их ионы проникают в глинистые породы, увеличивая сцепления частиц и снижая значение структурно-адсорбционных деформаций.

Использование буровых растворов, не содержащих добавки, даже с низкой водоотдачей, как правило, не обеспечивает сохранение устойчивости таких глинистых отложений. Роль горного давления в устойчивости среднеувлажненных глинистых пород невелика.

Сильноувлажненные глинистые породы находятся в состоянии набухания, значение которого зависит от пластовых условий (давление вышележащих горных пород, тектонических сил, температуры и др.). Отсутствие жестокого несущего фундамента обуславливает наличие аномальных давлений в этих отложениях, равных или близких по значению к горному давлению. При вскрытии этих отложений вследствие разности давлений в системе пласт – скважина создаются благоприятные условия для развития структурно-адсорбционных деформаций. Значение их в указанной системе зависит от разности давлений, условий залегания, гидрофильных свойств глин и других факторов. Часть из них будет способствовать вытеканию пастообразной массы в скважину. Развитию осложнений в значительной мере способствует горное давление (выдавливание вязкой массы глины в скважину). Если породы представлены высококоллоидальными глинами, может произойти не обвал, но пробкообразование.

Б. Миллс, описывая это явление, указывает, что сила движения глинистой массы часто бывает настолько велика, что совершенно не поддается контролю, гнет и ломает буровые и обсадные трубы. При этом пробки часто поднимаются на высоту нескольких сотен метров.

Если глинистые породы разреза скважины представлены сильноувлажненными аргиллитами, пробкообразование не

происходит, но после их вскрытия возникают интенсивные осыпи и обвалы.

Для борьбы с осложнениями в сильноувлажненных глинистых отложениях совершенно недопустимо применение газообразных агентов. Использование известково-битумных растворов на нефтяной основе или нефтеэмульсионных растворов едва ли обеспечит нормальный процесс углубления скважины, так как в результате высокой вязкости этих растворов свабирующий эффект при спускоподъемных операциях значительно больше, чем при использовании буровых растворов на водной основе. В процессе подъема инструмента в случае наличия свабирующего эффекта создаются благоприятные условия (развитие структурно-адсорбционных деформаций, выдавливание вследствие внешних сил) для течения пастообразной массы глины в скважину или для кавернообразования, если глинистые породы представлены сланцами или аргиллитами. При спуске инструмента требуется проработка заплывшего участка ствола скважины. Это может повторяться многократно. На практике такие осложнения часто заканчиваются прихватом бурильного инструмента и потерей ствола скважины.

Для борьбы с осложнениями процесса бурения в сильноувлажненных коллоидальных глинах наибольший эффект могут дать утяжеленные буровые растворы с низкой водоотдачей, с содержанием в фильтрате химического вещества, которые способствуют увеличению предельного напряжения сдвига, уменьшению структурно-адсорбционных деформаций и стабилизации объема набухшей породы. К таким системам относятся гипсовые, малосиликатные буровые растворы и др. При этом не следует повышать скорость бурения, а в наиболее сложных случаях необходимо остановить процесс бурения до завершения течения физико-химических процессов в системе буровой раствор – приствольная зона пласта. Обязательным условием является снижение до минимума колебания давления, в частности, при спускоподъемных операциях.

Для борьбы с осложнениями процесса бурения в сильноувлажненных глинистых сланцах и аргиллитах обязательным условием является применение буровых растворов, обладающих крепящим действием, с минимальной водоотдачей. Утяжеление буровых растворов в этих условиях не предотвращает кавернообразования.

Одним из перспективных методов борьбы с каверно-, обвало- и пробкообразованием может явиться установка силикатных ванн с низкой водоотдачей. Силикатные ванны, как

химический метод закрепления потенциально неустойчивых глинистых пород различной степени увлажненности, можно устанавливать при использовании буровых растворов как на водной, так и на неводной основе. Впервые они применены в скв. СГ-1 Аралсор.

5.1. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С НАРУШЕНИЕМ УСТОЙЧИВОСТИ ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

Нарушения устойчивости трещиноватых пород отличаются факторами и механизмом явлений, признаками, а также низким уровнем информационного обеспечения задач прогнозной и диагностической оценки прочностных состояний (табл. 5.1). Поэтому задачи борьбы с осложнениями решаются в два этапа: при проектировании бурения как вероятностные на основе прогнозных характеристик горно-геологических условий – с целью принятия профилактических мер и в процессе бурения по диагностическим признакам нарушений устойчивости – с целью принятия оперативных мер против имеющих место разрушений ствола скважины.

Поскольку материалы геофизических, петрографических и других исследований обеспечивают лишь получение исходной информации, необходимой для общей характеристики горно-геологических условий, но недостаточной для оценки прочностных состояний пород, то выбор мер предупреждения и ликвидации осложнений основывают на учете следующих общих положений. Трещиноватость в нарушениях устойчивости ствола проявляется лишь как пассивный фактор, повышающий восприимчивость к воздействиям. Активным фактором обрушения являются соотношения горного, забойного и пластового давлений. Ствол скважины сохраняет устойчивость в условиях:

если связность между блоками матрицы трещиноватой породы достаточна, чтобы уравновесить горные нагрузки, возникающие в пристволенной зоне при вскрытии трещиноватых пород;

если давление бурового раствора превышает пластовое, но не достигает значения гидроразрыва пласта, а проницаемость трещин заблокирована.

Устойчивость ствола скважины в трещиноватых породах

Перечень характерных признаков возникших осложнений

Характерные признаки	Наблюдаемые и измеряемые факторы	Определяющее значение фактора
Посадки, затяжки и полная потеря подвижности колонны бурильных труб	Вес колонны бурильных труб на крюке	$\pm 20\%$ и более от нормального
Повышение давления на насосах	Показания манометра на стояке	30 % от нормального
Обильный вынос осколчатого шлама	Визуальное наблюдение за количеством шлама на вибростите	100 % от нормального
Рост структурно-механических показателей бурового раствора	Условная вязкость СНС _{1/10}	100 % от нормальной
Увеличение крутящего момента на долоте	Крутящий момент на роторе или потребляемая мощность	30 % от нормального
Увеличение (уменьшение) диаметра скважины	Диаметр скважины – каверно- или профилометрия	30 % от диаметра долота
Сальники на долоте и соединениях бурильных труб	Визуальное, при подъеме долота	–
Температура бурового раствора на выходе из скважины	Температура бурового раствора	25 % от нормальной

снижается до состояния, при котором происходит разрушение, в условиях:

когда давление бурового раствора ниже пластового; стенки скважины осыпаются под воздействием неуравновешенного горного давления, эффект которого усугубляют проявления пластовых флюидов и сопутствующее падение пластового давления в пристволенной зоне;

когда давление бурового раствора достигает значений гидроразрыва пласта (происходят поглощения, расширяются существующие и образуются новые трещины, связность блоков матрицы снижается, проницаемость трещин неограниченно возрастает, а способность их блокироваться твердой фазой утрачивается); обрушение происходит за счет эрозии и гравитационного осыпания трещиноватой породы.

Прогнозная характеристика трещиноватости в разрезе проектируемой скважины составляется геологической службой и основывается на комплексном анализе материалов геолого-геофизических, промысловых и лабораторных исследований по разбуриваемой и смежным площадям. Она носит вероятностный характер и должна быть достаточной для вы-

бора профилактических мер, минимизирующих возможность осложнений при условии наименьшего снижения коммерческой скорости бурения. В нее должна входить следующая информация:

описание предполагаемой трещиноватости: генезис трещин (тектонические, литологические, смешанные), возможные система ориентации, густота, диапазон раскрытости, вероятность вскрытия скважиной крупных трещин, способных вызвать высокоактивные проявления либо поглощения и требующих принятия специальных мер;

интервал глубин предполагаемой локализации трещин в разрезе;

насыщение трещин (нефть, газ, вода, ее солевой состав, минерализация, агрессивность);

восприимчивость трещиноватых пород к воздействиям буровых растворов (гидрофильность или гидрофобность, набухаемость, пептизация, диспергация расклинивающими давлениями гидратных пленок и т.п.);

вид и вероятность возможных осложнений, связанных с разрушением трещиноватых пород.

К профилактическим – назначаемым при проектировании скважины – относятся следующие меры:

введение в буровой раствор наполнителей, способных блокировать проницаемость наиболее широких предполагаемых трещин;

выбор типа и рецептуры бурового раствора с учетом необходимости противодействия наработкам бурового раствора и другим явлениям, сопровождающимся изменением реологических свойств и плотности;

при проходке ствола в нефтегазонасыщенных трещинных коллекторах, когда возможны диффузионное насыщение бурового раствора газом и газопроявления, введение в буровой раствор реагентов-пеногасителей;

применение для очистки бурового раствора устройств, противодействующих его наработке;

ограничение скорости СПО и применение промежуточной промывки скважины с контролем по стабилизации давления на стояке нагнетательной линии.

5.2. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗБУРИВАНИЕМ ХЕМОГЕННЫХ ПОРОД

Осложнения при разбуривании хемогенных пород проявляются в виде каверн, образованных в результате растворения и размыва солей, или сужений ствола, обусловленных их течением. Исходной информацией для составления прогноза зон возможных осложнений, связанных с разбуриванием хемогенных пород, являются глубина залегания соленосной толщи, ее мощность, минералогический состав, пластовая температура, а также геостатическое давление вышележащих пород.

Критерием оценки устойчивости хемогенных пород следует считать ее пластовую температуру. Температуру, при которой соли теряют свою прочность, а устойчивость стенок скважины сохраняется за счет уравнивания геостатического давления гидростатическим, называют критической. Критические температуры для наиболее распространенных солей приведены в табл. 5.2.

Косвенная оценка статической прочности соляных пород в зависимости от пластовой температуры позволяет установить вид и интервалы возможных осложнений на стадии проектирования. Статическая прочность основных соляных пород в зависимости от температуры приведена в табл. 5.3.

При условии, что:

пластовая температура равна или меньше критической, когда напряжения, действующие в массиве соленосной толщи, не превышают статическую прочность соли, то возможно образование каверн (растворение и размыв соли);

пластовая температура выше критической, когда напряжения, действующие в массиве соленосной толщи, превышают статическую прочность соли, то возможно сужение ствола скважины (течение солей).

Таблица 5.2

Критические температуры для некоторых солей

Наименование солей	Плотность, г/см ³	Критическая температура, °С
Галит	2,13–2,15	200
Сильвин	1,98	150
Бишофит	1,56	110
Кизерит	2,57	45

Зависимость статической прочности соляных пород от температуры

Температура, °С	Статическая прочность, МПа					
	Ангидрит	Галит	Гипсолит	Сильвин	Бишофит	Образец из галитовой рапы
20	240,0	35,0	19,0	15,0	7,0	45,0
50	—	22,5	7,5	10,0	3,0	—
100	235,0	10,0	3,5	5,0	0	15,0
150	225,0	5,0	—	0	—	6,5
200	210,0	0	—	—	—	3,0

Примечание. Данные статической прочности бишофита определены путем экстраполяции кривых зависимостей статической прочности ряда соляных пород от температуры с учетом известной критической температуры для этой соли.

В процессе бурения скважины с целью уточнения глубины залегания соленосной толщи, ее мощности, минералогического состава, а также температуры и геостатического давления вышележащих пород используют данные промыслово-геофизических исследований, механического каротажа, профилометрии, термометрии. При вскрытии соляных пород имеет место резкое увеличение механической скорости; в ангидритах до 2–8 м/ч; в галитах до 10–20 м/ч; в калийно-магниевых солях до 20–60 м/ч. Максимальные каверны (более 80 см), отмеченные на профилограммах, при разбуривании хемогенных пород указывают на наличие в исследуемом интервале пропластков калийно-магниевых солей. С целью определения наличия ионов магния в фильтрате бурового раствора (пластов бишофита) регулярно производят контроль за его химическим составом.

Исходные данные, необходимые для принятия решений по разработке мер предупреждения осложнений, связанных с нарушением устойчивости соляных пород, сводятся в таблицу следующей формы (табл. 5.4).

Таблица 5.4

Глубина залегания соленосной толщи, м	Мощность соленосной толщи, м	Минералогический состав толщи	Пластовая температура, °С	Критическая температура, °С	Статическая прочность соли, МПа	Средневзвешенная плотность вышележащих пород, г/см ³

Выбор типа и плотности бурового раствора для предупреждения нарушений устойчивости хемогенных пород осуществляется по схеме.

На основании данных сводной таблицы (см. табл. 5.4) выбирают тип и плотность бурового раствора. Выбор типа бурового раствора основывается на учете минералогического состава соленосной толщи и ее забойной температуры (табл. 5.5 и табл. 5.6).

Соленасыщенные и нефтэмульсионные буровые растворы следует насыщать солями, слагающими разрез рассматриваемого интервала скважины.

Таблица 5.5

Рекомендуемые буровые растворы для разбуривания хемогенных пород в зависимости от забойной температуры

Хемогенная порода	Забойная температура, °С			
	≤ 50	≤ 80	≤ 120	> 120
Галит	1.1, 2.1	1.1, 2.1	1.1, 1.2, 2.2	1.2, 4.1, 4.2
Галит с прослоями сульфатов (гипс, ангидрит)	1.2, 2.2	1.2, 2.2	1.2, 2.2, 4.2	1.2, 2.2, 4.2, 4.3
Галит с прослоями карналлита и (или) бишофита	2.3, 3, 4.4	2.3, 3, 4.4	2.4, 3, 4.1	2.4, 4.1, 4.2, 4.3
Галит с прослоями калийно-магниевого солей и (или) терригенных пород	2.2, 3, 4.2, 4.3, 4.4	2.2, 3, 4.2, 4.3, 4.4	2.2, 2.4, 4.2, 4.3	2.4, 4.2, 4.3
Галит с прослоями терригенных пород	2.2, 4.2, 4.3	2.2, 4.2, 4.3	2.2, 2.4, 4.2, 4.3	2.4, 4.2, 4.3

Примечание. Цифры в таблице — номера растворов (см. табл. 5.6).

Таблица 5.6

Буровые растворы, применяемые при разбуривании хемогенных пород

Тип бурового раствора	Температурный предел устойчивости, °С	Солевой состав разбуриваемой толщины	Примечание
1 — соленасыщенный, стабилизированный	100 — 130	Однородная толща галита	Уменьшает кавернозность ствола
1.2 — соленасыщенный стабилизированный (крахмал, КМЦ, ССБ, полиакрилаты)	130 — 180	То же	Применяют с глубин свыше 2500 м, уменьшает кавернозность ствола

Тип бурового раствора	Температурный предел устойчивости, °С	Солевой состав разбураиваемой толщины	Примечание
2.1 — эмульсионный буровой раствор (НЭГР), не обработанный защитными реагентами	100	—	Породы допускают высокую фильтрацию
2.2 — эмульсионный буровой раствор (НЭГР), обработанный повышенным количеством защитных реагентов	130	Галит с прослоями терригенных пород	—
2.3 — эмульсионный буровой раствор, обработанный защитными реагентами и насыщенный бишофитом	100	Галит с прослоями бишофита	—
2.4 — эмульсионный буровой раствор, обработанный защитными реагентами и природными смолами (СНЭГР)	200	Галит с прослоями бишофита и терригенных пород	—
3 — гидрогель-магниево-кальциевый	130	Галит с прослоями бишофита и карналлита	—
4.1 — гидрофобная эмульсия	150	Галит с прослоями бишофита	—
4.2 — известково-битумный	220	Однородная толща галита; толща галита с прослоями калийно-магниевых солей, терригенных пород, а также линз с рапой	Однородную толщу галита разбураивают на глубинах с забойной температурой свыше 150 °С
4.3 — инвертный эмульсионный	150	Галит с прослоями калийно-магниевых солей терригенных пород	—
4.4 — инвертный эмульсионный, насыщенный бишофитом	70	Галит с прослоями бишофита	—

Наиболее солеустойчивые эмульсионные буровые растворы (НЭГР) получают (при одинаковой оптимальной концентрации нефти) из кальциевых глин.

Плотность бурового раствора для разбуривания хемогенных пород определяют двумя методами. Определение плотности бурового раствора как на стадии проектирования, так и в процессе бурения скважины в целях корректировки производят расчетным путем. При бурении пластов чистых солей, без упрочняющих твердых пропластков — доломитов, известняков, мергелей и т.п., плотность бурового раствора, обеспечивающая устойчивость ствола скважины в процессе углубления, определяется из следующих формул:

для галитов и гипсов

$$\rho_{б.р} = 1 + 0,008(t - 10);$$

для бишофитов, калийных солей, а также при наличии в солях высоковлажных (монтмориллонитовых) глин

$$\rho_{б.р} = 1,23 + 0,008(t - 10);$$

при наличии в пластах солей линз с рапой

$$\rho_{б.р} = \rho_{с.в} \frac{\mu}{1 - \mu},$$

где μ — коэффициент Пуассона, для солей изменяется от 0,42 до 0,45.

Верхний предел плотности бурового раствора, при котором исключается пластическое течение солей, определяют по формуле ГНИ (Методические указания по прогнозированию устойчивости стенок скважин. — Грозный: изд. СевКавНИИ-газ и ГНИ, 1979):

$$\rho_{бр\max} = \rho_{с.в} - \frac{10^2 p_{ст}}{KM},$$

где $p_{ст}$ — статическая прочность соляной породы при максимальной температуре исследуемого интервала; K — коэффициент запаса, учитывающий технологические факторы бурения и реологические свойства соляных пород:

Температура, °С.....	< 100	100—150	150—200	> 200
K	1,37	1,4	1,45	1,5

Второй метод определения плотности бурового раствора используют непосредственно в процессе бурения опорно-технологических скважин с целью корректировки ее проектного значения. Этот метод применяют при условии отсутствия в исследуемом интервале проницаемых пластов.

При этом необходимо:

проработать сужения ствола скважины, возникшие в результате текучести солей;

поднять колонну бурильных труб в башмак последней обсадной колонны;

закрыть превентор;

создать избыточное давление;

установить наблюдение за изменением давления на устье скважины (до 10 ч).

Избыточное давление на устье скважины создают исходя из условия соответствия плотности бурового раствора (1,3; 1,4; 1,5; 1,6 г/см³ и т.д.). Рост избыточного давления в период наблюдения указывает на течение солей и требует дальнейшего увеличения избыточного давления на устье скважины. Плотностью бурового раствора будет та, при которой избыточное давление в период наблюдения остается постоянным.

За первоначальную плотность принимают нижний предел плотности выбранного бурового раствора. Первоначальную плотность бурового раствора проверяют на ограничительное требование — сужение скважины за 2 сут не должно быть более 0,5 % номинального диаметра ствола скважины (диаметр долота). Контроль за скоростью течения солей осуществляют с помощью профилометрии. В случаях, когда при выбранной плотности вышеизложенное требование нарушается, производят утяжеление бурового раствора до значения, при котором это требование соблюдается. Верхний предел плотности выбранного бурового раствора должен быть меньше плотности, приводящей к гидроразрыву вышележащих пород. При разбуривании глубокозалегающих пластов магниевых солей, а также при вскрытии линз с рапой плотность бурового раствора подбирают путем поэтапного утяжеления его до значения, не приводящего к гидроразрыву вышележащих пород. При содержании в фильтрате ионов магния 1 — 2 % рекомендуется переходить к поэтапному утяжелению бурового раствора.

Мероприятия по предупреждению и ликвидации осложнений, связанных с разбуриванием хемогенных пород, сводятся к следующему.

Мероприятия по предупреждению осложнений, связанных с нарушением устойчивости хемогенных пород в процессе бурения, составляют на основе данных проекта на строительство скважины, геологической информации и наличия материалов и химических реагентов для приготовления и поддержания свойств бурового раствора. В плане работ указывают

интервалы бурения с неизменными показателями минерального состава толщи и забойной температуры. По изменению этих показателей определяют границы перехода с одного типа бурового раствора на другой.

К вскрытым соленосным отложениям в большинстве случаев приурочены интервалы интенсивного кавернообразования. Причиной образования каверн являются растворимость (табл. 5.7) и размыв солей.

Растворимость солей можно уменьшить путем:

применения нерастворимых сред — буровых растворов на нефтяной основе и гидрофобных эмульсий;

подавления растворимости одной соли другой в соответствии с закономерностями солевого равновесия;

перенасыщения буровых растворов солью (избыток соли в твердой фазе 5—10 %) для исключения возможности растворения пластовой соли в призабойной зоне при более высокой температуре.

С целью уменьшения сужения ствола при разбуривании бишофита необходимо:

соблюдать равенство скоростей пластического течения и растворения этой соли, которое достигается за счет смены типа и изменения плотности бурового раствора;

использовать способ бурения скважины "опережающим стволом";

увеличить зазор между диаметрами долот и обсадной колонны на 0,05 м по сравнению с общепринятым.

Для снижения скорости пластического течения солей рекомендуется осуществлять многократные промывки скважины охлажденным раствором, который берется из запасных емкостей, с целью снижения забойной температуры.

Прокатка буферной жидкости перед началом подъема колонны бурильных труб в ходе бурения и проработок позволяет предупредить ряд осложнений, связанных с разбурива-

Т а б л и ц а 5.7

**Растворимость (в г/л) некоторых солей
в воде**

Материал	Температура, °С	
	20	100
Гипс	0,2	0,162
Галит	36	39,1
Сильвин	37	56,7
Карналлит	205	334
Бишофит	320	880

нием хемогенных пород. Буферную жидкость выбирают в зависимости от используемого бурового раствора:

для эмульсионного раствора, насыщенного хлористым натрием, — воду с сульфолом до 0,5 %;

для хлормagneйевых, хлоркальциевых, гидрогеля рассолов или РНО — воду, насыщенную хлористым натрием.

Объем буферной жидкости составляет 10—20 м³, прокачивают его в один или несколько приемов (2—3 пачки по 5—7 м³).

Прихваты колонны бурильных труб, возникшие в результате пластического течения солей, можно ликвидировать путем смены бурового раствора на воду. Для ликвидации рапопроявлений необходимо провести следующие работы:

поднять колонну бурильных труб выше линзы с рапой на 200—300 м;

провести разрядку “линзы” путем многократных промывок буровым раствором, используемым для разбуривания хемогенных пород;

восстановить исходную плотность бурового раствора до проектной.

При ликвидации значительных (по продолжительности и мощности) рапопроявлений необходимо:

либо перейти на известково-битумный раствор, при использовании которого можно отделить рапу в процессе бурения скважины;

либо произвести зарезку “второго ствола” с отклонением от вскрытой линзы.

В тех случаях, когда скважина перешла в аварийное состояние, работы по ликвидации последствий осложнений выполняют по специально разработанному руководством бурового предприятия плану.

6.1. 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. Рекомендации по оценке льдистости и показатель теплофизических свойств мерзлых пород приведены в обобщенном виде.

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 эоцено-олигоценового возраста, представляющие собой неравномер-

ное 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), истым песком (до глубины 250 м), истой глиной (до глубины 290 м), переслаивающимися истыми песками с истыми глинами (до глубины 350 м) и песками, перемежающимися с небольшими прослоями глины (до глубины 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. 6.1, *а*), в которой кристаллы льда заполняют поровое пространство, слоистую (рис. 6.1, *б*), когда лед в виде ориентированных в одном направлении линз и прослоек участвует в формировании мерзлой породы, и сетчатую (рис. 6.1, *в*), 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.

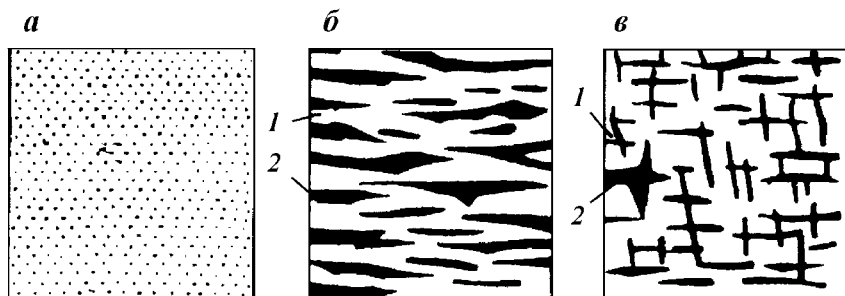


Рис. 6.1. Текстура многолетнемерзлых пород:

а – массивная; *б* – слоистая; *в* – сетчатая; 1 – минеральный материал породы; 2 – лед

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.

6.2. 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 сцементированные 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, незначительно 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 “прослоев” 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 — промывочная 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 и может быть оценено по эмпирической формуле

$$w = aT^{-b},$$

где w — содержание незамерзающей воды, % от массы образца породы; a , b — эмпирические коэффициенты, зависящие от состава породы:

$$\ln a = 0,2618 + 0,5519 \ln S;$$

$$\ln(-b) = 0,3711 + 0,264S;$$

S — удельная поверхность породы, $\text{м}^2/\text{г}$; T — температура породы, $^{\circ}\text{C}$.

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 потери иммобилизованной воды механичес-

кая 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 оказывает влияние 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: через 0,5 ч 0,62 г; через 1,0 ч 0,96 г; через 1,5 ч 1,96 г.

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 внутривертевой 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 внутривертевое 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 высококоллоидного бентонитового глинопорошка и гипана.

Таким образом, для предупреждения кавернообразования, разрушения устьевой зоны, 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.

6.3. ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕПЛОВЫМ 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°C буровых растворов происходит обратное промерзание растепленных скважиной ММП и бурового раствора, находящегося в кавернах. В результате промерзания и связанного с ним увеличения объема промерзающего материала с водой возникает огромное, неравномерное по периметру внешнее давление на обсадные трубы, приводящее в ряде случаев к их слою.

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 $80 - 100^{\circ}\text{C}$ (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 разбуривании 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 $+0,5^{\circ}\text{C}$. Пожалуй, единственная возможность поддерживать на низком уровне температуру циркулирующего раствора — это охлаждать 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 запроектировать 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 окружающих 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.

6.4. ТИП И КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ БУРОВОГО ПРОМЫВОЧНОГО АГЕНТА

Из всего многообразия промывочных агентов, используемых при бурении скважин, наилучшими с позиций предотвращения деградации ММП (в соответствии с общими требованиями, предъявляемыми к ним при проходке ММП) являются осушенный воздух и пена.

Сжатый воздух не замерзает при бурении в мерзлых породах, не отфильтровывает жидкость в поры мерзлоты, обладает низкой удельной теплоемкостью и поэтому считается наиболее предпочтительным промывочным агентом при бурении в ММП.

Необходимые для очистки скважины массовые расходы воздуха обычно в 15–25 раз, а теплоемкость в 4 раза меньше, чем для промывочной жидкости. Энтальпия воздуха при одной и той же начальной температуре в 60–100 раз меньше энтальпии промывочной жидкости. Это существенно уменьшает опасность осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород. Воздух значительно эффективнее солевого раствора, который, хотя и не замерзает в скважине, легко может нарушить естественное агрегатное состояние мерзлых пород.

Сжатый воздух, снижая опасность и остроту осложнений, связанных с протаиванием пород, не устраняет эти осложнения полностью. На выходе из компрессора он имеет повышенную температуру (70–80 °С), в результате чего отмечались случаи протаивания мерзлоты и возникали осложнения.

Имеются специфические осложнения, связанные с выпадением конденсата из воздуха: слипание частиц шлама, образование сальников, намерзание конденсата в соединениях, уменьшение проходных сечений, прихваты и др.

Результаты расчетов показывают, что даже при глубинах до 100–200 м температура в скважине резко изменяется, и

тем больше, чем сильнее начальная температура воздуха отличается от температуры пород в большую или меньшую сторону. Причина в том, что воздух несет малый запас холода или теплоты и быстро приобретает с глубиной температуру, близкую к температуре пород. Этот процесс протекает тем быстрее, чем меньше расход воздуха и интенсивнее теплообмен. При малом расходе воздуха, высоких скоростях его движения температура в скважине уже на глубине 50–70 м становится равной температуре пород независимо от начальной температуры воздуха.

Наиболее неблагоприятны условия бурения по мерзлым породам при высоких начальных температурах воздуха и больших его расходах. При этом по всему стволу может сохраняться положительная температура, что ведет к осложнениям. При малых расходах высокая температура воздуха с глубиной перестает играть отрицательную роль.

Во всех случаях бурения с продувкой температура воздуха резко возрастает у забоя скважины под действием теплоты, отбираемой от породоразрушающего инструмента. При начальной температуре воздуха, близкой к температуре пород, ее распределение по скважине определяется теплотой, генерируемой на забое.

Поступающий в скважину от компрессора теплый сжатый воздух при движении по скважине охлаждается, что вызывает выпадение конденсата в бурильных трубах и кольцевом пространстве. Предварительно охлажденный и осушенный сжатый воздух может лишь поглощать влагу в призабойной зоне и кольцевом канале, где он контактирует с породами, содержащими влагу в жидкой или твердой фазе. При этом полностью устраняются выпадение конденсата и все связанные с ним осложнения. Нагревающийся при движении по скважине охлажденный воздух осушает ее.

Для нормализации температуры в скважине при бурении с продувкой в мерзлых породах необходимо использовать эффективную систему принудительного охлаждения и осушения сжатого воздуха.

Из существующих способов охлаждения сжатого воздуха наиболее простой и дешевый — теплообмен с естественным хладоносителем. На Крайнем Севере и Северо-Востоке в зимний период имеются идеальные условия для охлаждения сжатого воздуха до отрицательных температур за счет теплообмена с атмосферным воздухом в поверхностных теплообменниках. Возможно применение и других естественных хладоносителей — многолетнемерзлых пород и льда.

В практике буровых работ известен способ охлаждения сжатого воздуха с помощью поверхностного теплообменника, погружаемого в шурф, пройденный в мерзлых породах, а также с помощью двухнитового трубопровода, помещенного в скважину, пройденную в мерзлых породах и заполненную незамерзающей жидкостью. Эффективность охлаждения можно повысить, пропустив сжатый воздух по герметичной выработке в мерзлых породах, что дает возможность достичь отрицательных температур как зимой, так и летом. Однако необходимость дорогостоящих горных работ исключает широкое применение этого варианта охлаждения.

Использование льда в зимний период связано с трудностями заготовки и доставки к месту работ, а в летний период возможно лишь за счет искусственно созданных запасов. То и другое в сложных условиях организации буровых работ нецелесообразно.

Наиболее рационально охлаждение сжатого воздуха в результате теплообмена с атмосферным. На практике этот способ применяется в зимнее время. Используются ресиверы, длинные трубопроводы или сваренные из труб батареи. Эти устройства громоздки, неудобны в условиях частых перевозок и малоэффективны.

Хорошие результаты дает применение компактного ребристо-трубчатого холодильника с большей поверхностью теплообмена со стороны холодного атмосферного воздуха в сочетании с принудительной его циркуляцией с помощью вентилятора.

В летний период, когда температура даже в условиях Севера и Северо-Востока может достигать $25 - 30^{\circ}\text{C}$, охладить сжатый воздух до отрицательных температур этим способом невозможно. Однако охлаждение выходящего из компрессора горячего сжатого воздуха за счет теплообмена с атмосферным очень полезно. Снижение температуры сжатого воздуха от 80 (на выходе из ресивера компрессора) до 25°C (на выходе из теплообменника) позволяет более чем втрое снизить внутреннюю энергию воздушного потока. В зимний период может эксплуатироваться лишь первая ступень охлаждения, достаточная для получения сжатого воздуха с отрицательной температурой порядка минус 10°C , а в летний период желательно сочетать ее со второй ступенью охлаждения.

Из существующих способов искусственного охлаждения наиболее приемлемыми следует считать: охлаждение в результате изменения внутреннего баланса энергии при расши-

рении воздуха с отдачей внешней работы; охлаждение за счет теплообмена с искусственным хладоносителем — хлад-агентом с помощью холодильной машины.

Расширение воздуха с отдачей работы может проводиться в поршневых детандерах или турбодетандерах. Турбодетандеры требуют тщательной предварительной очистки и осушения воздуха, нуждаются в высококвалифицированном обслуживании и весьма дороги.

Специальные турбодетандеры для охлаждения воздуха при бурении с продувкой скважин на нефть и газ разрабатывались в б. Куйбышевском авиационном институте, но пока практического применения не нашли.

Газожидкостные системы, используемые при бурении как промывочные агенты, делятся на аэрированные жидкости, туманы и пены. Пены — это, как правило, многофазные дисперсные системы, где дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой — газ, который составляет до 99 % объема системы. Пузырьки газа разделены тонкими пленками воды. В аэрированных жидкостях концентрация газа значительно ниже, его пузырьки, имеющие сферическую форму, не контактируют между собой. Степень аэрации жидкости x определяется отношением расходов газа V_0 и жидкости V при атмосферном давлении, т.е. $x = V_0/V$. При $x < 60$ дисперсная система — аэрированная жидкость, при $x = 60+300$ — пена.

Существенные технологические преимущества систем жидкость — газ обуславливаются следующим. Присутствие газовой фазы способствует снижению в широком диапазоне гидростатического давления столба промывочного агента, обеспечивает лучшие условия удаления из скважины шлама и т.д. Жидкая фаза, содержащая поверхностно-активные вещества (ПАВ), химические реагенты (КМЦ, гипан и др.), глино-порошок, смазывающие, ингибирующие, противоморозные и прочие добавки, позволяющие управлять технологическими свойствами пен, определяет их большую эффективность в осложненных условиях, чем многих других промывочных агентов.

Газожидкостные системы широко применяются при бурении скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые во многих странах мира в самых разнообразных геолого-технических условиях. В настоящее время быстро распространяется применение пен, в результате чего резко сокращается число осложнений, особенно прихватов бурового инструмента при бурении скважин. Отмечается снижение

затрат энергии, расхода дизельного топлива до 30 % по сравнению с продувкой скважин сжатым воздухом, а также почти вдвое меньшие эксплуатационные расходы при бурении многолетнемерзлых пород. Пены обладают высокой несущей и выносной способностью при малой скорости восходящего потока в затрубном пространстве — почти в 10 раз меньшей, чем при бурении скважин с продувкой сжатым воздухом.

Успех проходки зон поглощений с пеной определяется кольматирующим эффектом, в десятки раз меньшим по сравнению с водой давлением столба пены на пласт. При использовании пен для проходки поглощающих пород расход глины сокращается в 5–6 раз, многократно снижается и расход воды, что имеет важное значение для районов Крайнего Севера, особенно в зимних условиях. Гидрофобность сухих пен позволяет использовать их для бурения в глинистых породах, способных к обрушению при взаимодействии с водой. Применение пен обеспечивает минимальное загрязнение окружающей среды.

Фирма "Фарвард ресурс" в 1982–1983 гг. проводила бурение на северо-западе Канады в зонах водопритокков и поглощений с очисткой забоя воздухом, аэрированной жидкостью, туманом и пеной. Скважины глубиной до 1000 м с пеной проходились за 16 сут против 35–65 сут с применением других промывочных агентов, т.е. в 2,2–4,1 раза быстрее. Использование пен обеспечило получение керна в полном объеме, привело к сокращению транспортных расходов вследствие меньшего объема потребления воды, глинопорошка и химических реагентов, способствовало улучшению условий проведения работ с точки зрения экологов.

В последние годы в отечественной и зарубежной практике бурения скважин на нефть и газ для получения пен все чаще используется азот. Газ инертен, не горюч, содержание его в атмосфере 78 %. На буровые азот доставляют в сжиженном виде в специальных контейнерах. При его вводе в промывочную жидкость образуется пена. Содержание азота в промывочных жидкостях изменяют от 50 до 95 % в зависимости от решаемой технологической задачи. Для придания стабильности в состав пен вводят ПАВ. При вводе азота до 65 % промывочная жидкость имеет низкую вязкость, при 85 % и более пена с трудом закачивается в скважину насосом, при увеличении содержания азота выше 96 % образуется туман. Такие системы позволяют успешно проходить зоны поглощений в трещиноватых и пористых породах, предотвращают обру-

шение пород и сокращают время на вызов притока из продуктивных пластов.

Отечественный и зарубежный опыт позволяет определить область эффективного применения газожидкостных (дисперсных) систем. Так, аэрированные промывочные жидкости и пены используются в основном при вскрытии зон с низким пластовым давлением, представленных проницаемыми трещиноватыми и кавернозными устойчивыми породами. Наиболее рационально применять пены в районах распространения многолетнемерзлых пород, безводных и с трудным водоснабжением, в условиях развития карстовых зон.

При бурении по мерзлым породам особенно важно установить максимально допустимую температуру пены. Определить ее можно по формуле Б.Б. Кудряшова:

$$t_{\max} = -\frac{T_{\pi}}{\text{Bi}^4 \sqrt[4]{\text{Fo}}},$$

где T_{π} — температура пород; $\text{Bi} = \alpha R_0 / \lambda_{\pi}$; $\text{Fo} = a_{\pi} \tau / R_0^2$; λ_{π} , a_{π} — тепло- и температуропроводность пород; τ — время; R_0 — радиус скважины.

Поскольку опытные значения коэффициента теплоотдачи пен отсутствуют, определим α , пользуясь правилом аддитивности, т.е.

$$\alpha = \alpha_1 m_1 + \alpha_2 m_2,$$

где α_1 , α_2 — коэффициенты теплоотдачи соответственно жидкости и сжатого воздуха; которые рассчитываются по известным формулам; m_1 , m_2 — относительное содержание в пене составляющих компонентов (жидкости и газа), доля ед.

Зная температуру пены на входе в скважину и изменяя скорость ее движения в затрубном пространстве, можно поддерживать такую температуру пены, при которой не произойдет растепление стенок скважины.

Учитывая, что бурение с пеной в настоящее время осуществляется по системе незамкнутой циркуляции, ее начальную температуру в смесителе $t_{\text{н}}$ можно определить по правилу Рихмана:

$$t_{\text{н}} = \frac{cGt_1 + c_p G_0 t_2}{cG + c_p G_0},$$

где c , c_p — удельная массовая теплоемкость соответственно жидкости и газа, Дж/(кг·°C); G , G_0 — массовый расход соот-

ветственно жидкости и газа, кг/с; t_1 , t_2 — температура соответственно жидкости и газа, °С.

Начальная температура пены в значительной мере зависит от температуры жидкости. Температура воды в районах Крайнего Севера и Северо-Востока в летний период не превышает 6–10 °С. В этих условиях при температуре сжатого воздуха 30 °С, как показали расчеты, температура пены при входе в скважину не превышает 8–15 °С (табл. 6.1).

Из-за малых массовых расходов и особых теплофизических свойств пена несет малый запас энтальпии. Поэтому при бурении по многолетнемерзлым породам ее температура, начиная с небольшой глубины скважины, приобретает температуру окружающих пород. Охлаждение пены будет происходить тем быстрее, чем ниже ее начальная температура. Таким образом, пена не требует специального предварительного охлаждения в отличие от всех других промывочных агентов, что делает ее наиболее экономичной и технологически эффективной для бурения скважин по многолетнемерзлым породам, цементирующим материалом которых служит лед.

С целью получения однородной стабильной пены используют полиакриламид ПАА, КМЦ-500 и сульфол НП-1. В состав пен рекомендуется вводить ПАА как более эффективный и дешевый по сравнению с КМЦ продукт. Это дает возможность одновременно снизить расход дорогостоящего сульфолола до 0,1 %. Состав рекомендуемой композиционной добавки: ПАА — 0,25 % и сульфол — 0,1 % (по объему). В этом случае расход ПАВ (сульфолола) снижается в 2 раза.

Применением однородных стабильных пен повышена устойчивость стенок скважин при проходке ММП. Выход керна в ненарушенном состоянии в зоне мерзлых пород достигает 100 % против 60 % при бурении с промывкой жидкостями.

Таблица 6.1

Начальная температура пены, °С

Температура компонентов пены t_1/t_2 , °С	Степень аэрации				
	10	100	150	200	300
50/20	20,81	21,58	22,33	23,00	24,33
50/10	11,11	12,16	14,21	14,00	15,95
50/5	5,61	6,20	6,80	7,35	8,46
30/20	20,26	20,51	20,75	20,97	21,40
30/10	10,83	11,05	11,54	12,00	12,86
30/5	5,33	5,65	5,96	6,27	6,86

Применение пены часто позволяет упростить конструкцию скважин и тем самым снизить расход обсадных труб.

Опыт показал, что при бурении многолетнемерзлых пород содержание жидкой фазы в пене следует уменьшить. При подаче сжатого воздуха от 0,026 до 0,035 м³/с количество раствора пенообразователя рекомендуется не более $(0,08 \pm 0,25) \cdot 10^{-3}$ м³/с.

При бурении в многолетнемерзлых породах ограниченно можно применять пену даже без ввода в нее противоморозных добавок. В табл. 6.2 приведены данные о времени полного перемерзания пены в стволе скважины в зависимости от состава пенообразующего раствора и температуры окружающих пород.

Пресные пены при прекращении циркуляции замерзают, сохраняя ячеистую структуру; ее разрушение не представляет особых трудностей.

При бурении в мерзлых породах пена, если она сохраняется между трубами и породой, не приводит к смятию колонны обсадных труб, так как содержит всего 2 % воды.

Пена хорошо вытесняется цементным раствором или буферной жидкостью при цементировании обсадных колонн.

По данным Г. Андерсона, для удаленного района (север Юкона) стоимость 1 ч бурения с пеной была в 1,21 раза выше, чем с промывкой глинистым раствором (с учетом расходов на транспортировку оборудования и простоев по климатическим условиям), однако время бурения сократилось в 2,5–3 раза.

По данным Б.Б. Кудряшова, при бурении с пеной механическая скорость возрастает в 1,4–1,6 раза, а проходка на долото увеличивается в 1,2–1,6 раза. Применение пен позволяет в целом повысить производительность и экономичность буровых работ за счет сокращения затрат времени и материалов на борьбу с поглощениями, а также улучшить условия охраны недр.

Т а б л и ц а 6.2

Время полного перемерзания пены в стволе скважины диаметром 112 мм (в ч)

Состав водного раствора, %	$T_{\text{ст}}, ^\circ\text{C}$	
	–5	(–10)÷(–12)
Сульфол 0,5 + КМЦ 0,25	1,5	1,5
Сульфол 1,0 + КМЦ 0,5 + NaCl 7	14,0	2,0
Сульфол 1,5 + КМЦ 0,5 + NaCl 10	24,0	4,0

В настоящее время пена как промывочный агент привлекает многих специалистов по бурению. На стадии внедрения промывки пенами в производство необходимо четко представлять область их рационального использования. Известна рентабельность применения пен в ряде осложненных геологических (мерзлые, трещиноватые, кавернозные, глинистые породы) и организационных (районы трудного водоснабжения) условий. Доказана экономическая эффективность пен по сравнению с глинистыми растворами и аэрированными жидкостями при работе с различным породоразрушающим инструментом.

Однако на практике в конкретных геолого-технических условиях часто возникает необходимость оценки целесообразности применения пен исходя из максимального давления нагнетания, возможности использования в проектируемой конструкции скважин рациональной схемы обвязки устья, благоприятного соотношения диаметров скважин и бурильных труб для выбранной степени аэрации, предельной глубины бурения по принимаемой схеме и т.д. Для решения этих вопросов необходимо иметь достаточно точную, надежную и доступную для практических расчетов методику определения гидравлических потерь давления при циркуляции пены в скважине. Существует несколько таких методик. Однако одни применимы только для скважин большого диаметра при минимальной степени аэрации, другие малопригодны для технических расчетов, ибо требуют дополнительных данных на основе экспериментальных исследований.

Во многих случаях геолого-технические условия бурения не позволяют применять сжатый воздух или пены. Тогда прибегают к использованию промывочных жидкостей при бурении пород с отрицательными и положительными температурами. В этих условиях применение даже пресных растворов имеет свои особенности, определяемые в первую очередь климатическими (низкие температуры окружающего воздуха), организационными (дальность перевозок, длительность хранения материалов, трудность водоснабжения и др.), а также экономическими показателями (повышенная стоимость используемых материалов и др.).

Промывочные жидкости с малым содержанием твердой фазы обязательно содержат флокулирующий реагент. В раствор с малым содержанием твердой фазы не рекомендуется вводить химические реагенты-пептизаторы. В отличие от них малоглинистые растворы содержат, кроме глины и воды, реагенты-стабилизаторы, которые вводятся для контроля за во-

доотдачей. Эти растворы характеризуются быстрым изменением плотности, вязкости и других свойств в результате перехода в раствор частиц выбуренной породы.

К малоглинистым растворам относят растворы с содержанием глины не более 5 %. Использование растворов, содержащих только техническую воду и глину, в настоящее время нерационально. Такая система может быть рекомендована только для получения пресных промывочных жидкостей с применением высококачественного бентонитового порошка и в тех случаях, когда возникает необходимость контролировать вязкость и статическое напряжение сдвига.

В табл. 6.3 приведены параметры глинистого раствора, полученного из глинопорошка ильского завода "Утяжелитель", измельченного в ЭМИ, предварительно гидратированного в течение 24 ч, обработанного Na_2CO_3 и реагентами-стабилизаторами КМЦ-500, М-14 и гидролизованным полиакриламидом (ГПАА). Эффективность применения таких растворов в значительной степени зависит от надежной очистки их на поверхности от частиц выбуренной породы.

В настоящее время для получения низкотемпературостойких полимерглинистых растворов при бурении скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород в качестве противоморозных добавок в основном используют электролиты NaCl , KCl и реже CaCl_2 . Однако получение стабильных глинистых растворов с этими добавками чрезвычайно

Таблица 6.3

Параметры пресных малоглинистых растворов

Содержание в растворе, %		Параметры раствора					
поли- мера	глино- порош- ка	$10^3 \rho$, кг/м^3	T , °C	B , $\text{см}^3/30 \text{ мин}$	K , 10^{-3} М	$\theta_{1/10}$, Па	pH
М14:							
0,5	3	1,02	17	16	1,3	0/0	7
—	4	1,02	18	15	0,3	0,08/0,29	7
—	6	1,04	20	10	0,2	0,12/0,41	7,5
1,0	3	1,02	17	15	0,3	0/0,16	7
ГПАА 1,5	5	1,03	25	4	0,2	0/0	11
КМЦ:							
0,1	3	1,02	17	13	1,0	0/0	9
1,0	3	1,02	27	9	1,0	0/0	9
2,0	3	1,04	84	7	0,8	0,2/0,41	9
0,1	4	1,03	19	11	0,5	0/0	9
1,0	4	1,04	33	6	0,4	0/0	9
2,0	4	1,05	94	3,5	0,3	0,4/0,6	9

Таблица 6.4

Параметры низкотемпературостойких полимерглинистых растворов

Содержание компонентов		Противоморозная добавка		Параметры раствора						Температура замерзания, °С
глинопо- рошка, кг/м ³	реагента- стабили- затора (КМЦ), %	Тип	Содер- жание, кг/м ³	$10^3 \rho$, кг/м ³	T , °С	$\frac{B}{\text{см}^3/30 \text{ мин}}$	$\frac{K}{10^{-3} \text{ м}}$	$\theta_{1/10}$, Па	pH	
40	1,5	Na ₂ Br ₄ O ₇	20	1,103	36	3,5	0,4	0/0	9	-1,2
	1,5	—	64	1,11	37	2,5	0,3	0/0	9	-3,5
60	1,0	—	20	1,10	25	6,5	0,5	0/0	9	-1,2
	1,0	—	64	1,13	32	5,0	0,4	0/0	9	-3,5
60	1,5	—	200	1,07	37	4,0	0,6	0/0	9	-8,0
60	2,0	Na ₂ NO ₃	100	1,13	29	4,5	0,3	0,17/0,62	9	-3,0
	2,0	Na ₂ CO ₃	200	1,16	41	3,5	0,2	0,65/0,75	—	-7,0

затруднено. Такие растворы, как правило, нестабильны, легко разделяются на твердую и жидкую фазы.

С целью улучшения свойств получаемых растворов в качестве противоморозных добавок были испытаны $\text{Na}_2\text{Br}_4\text{O}_7$, Na_2CO_3 и Na_2NO_3 (табл. 6.4). Во всех случаях в качестве полимерного реагента-стабилизатора использовали КМЦ-500; в растворах применялся глинопорошок первого сорта ильского завода "Утяжелитель".

Низкотемпературостойкие растворы ПАА могут быть получены при введении в них солей NaCl или KCl (табл. 6.5).

Видно, что при увеличении в растворе ПАА от 0,3 до 1,5 % при постоянном содержании KCl , равном 4 %, пластическая вязкость растет. Вязкие полимеркалийевые растворы могут быть рекомендованы для бурения мерзлых гравийных отложений. Полимеркалийевые растворы рационально также применять при бурении мерзлых глинистых пород.

Для определения количества неэлектролитов, обеспечивающего понижение температуры до требуемых значений, можно с достаточной для практических целей точностью пользоваться формулой

$$y = 0,53\Delta tMG,$$

где 0,53 — размерный коэффициент, $1/(\text{кг}\cdot\text{с})$; Δt — желаемое понижение температуры замерзания воды; M — молекулярная масса добавки, кг; G — масса воды, кг.

Определенный интерес представляет водогипановый раствор в полимерном и полимерсолевом вариантах для бурения пород с отрицательными температурами (табл. 6.6).

Таблица 6.5

Параметры низкотемпературостойких полимерсолевых жидкостей

Концентрация ПАА, % (сухого вещества)	Добавка KCl , %	η , Па·с	ρ , 10^3 кг/м ³	pH	Температура замерзания, °C
0,3	4	0,0030	1,024	6,93	−2,3
	8	0,0022	1,048	7,06	−3,4
	—	0,0052	1,003	6,95	—
0,5	4	0,0060	1,026	7,03	−2,4
	8	0,0060	1,052	7,05	−3,5
	16	0,0052	1,102	7,18	−7,5
1,0	—	0,0125	1,004	6,84	—
	—	0,0240	1,011	7,05	−7,7
	8	0,0177	1,055	7,15	—
	16	0,0177	1,100	7,31	—
	4	0,0360	1,041	6,91	—

Температура замерзания раствора, °С
(по данным А.М. Коломийца, Е.В. Шанкова, Е.В. Шенникова)

Содержание гип-на, %	Содержание NaCl, %					
	0	4,5	6	8,5	10	14
0	0	–2,4	–5,5	–6,7	–6,7	–10,2
1	–1,5	–7,0	–8,4	–10,5	–10,5	–16,0
3	–3,5	–8,0	–8,5	–9,5	–13,0	–16,0
5	–4,5	–8,5	–9,0	–9,6	–12,5	–14,6
10	–6,5	–8,5	–8,5	–9,0	–12,0	–13,5

Дальнейшее повышение эффективности использования промывочных жидкостей и снижения их стоимости может быть достигнуто за счет регенерации и повторного применения дорогостоящих компонентов растворов, например с помощью распылительных сушилок, предложенных М.Р. Мавлютовым, Р.Г. Ягафаровым, В.Р. Абдуллиними.

6.5. ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ

Под температурным режимом бурящейся скважины понимают распределение температуры циркулирующей промывочной жидкости в канале бурильной колонны и кольцевом пространстве, зависящее от скорости потоков, теплофизических свойств веществ в системе и времени.

Нисходящий поток промывочной среды в бурильных трубах обменивается теплотой с восходящим по кольцевому каналу потоком, который, в свою очередь, контактируя с окружающими породами (непосредственно или через обсадные трубы), обменивается теплотой с горными породами.

Естественная температура горных пород, как правило, с увеличением глубины закономерно возрастает. В результате теплообмена с циркулирующей в скважине промывочной жидкостью тепловой баланс в массиве горных пород нарушается, отток теплоты из ствола скважины в окружающий массив (или наоборот) зависит от продолжительности циркуляции и непрерывно изменяется во времени. При этом изменяется и температура самих пород на стенке скважины.

В призабойной зоне скважины промывочная среда воспринимает теплоту, выделяющуюся в результате механической работы породоразрушающего инструмента. Местный источник энергии в зоне забоя (долото) осложняет картину

теплообмена в скважине, влияя не только на температуру восходящего потока, но и вследствие теплообмена через стенки бурильных труб на температуру нисходящего потока.

Энергия, затрачиваемая потоком на преодоление сопротивлений трения в бурильных трубах и кольцевом пространстве, также рассеивается в виде теплоты и оказывает влияние на температуру циркуляционных потоков.

Дополнительно теплота выделяется за счет трения бурильных труб о стенки скважины.

При бурении с продувкой воздухом или газом наряду с процессами теплообмена происходят процессы массообмена, сопровождающиеся изменением влажности воздуха или газа, что существенно влияет на температуру их потоков.

При бурении по многолетнемерзлым породам теплообменные процессы осложняются изменениями фазового состояния воды в породах, очень сильно влияющими на интенсивность и направление тепловых потоков.

Температура промывочного агента в любой точке циркуляционной системы скважины в любой момент времени является результатом совместного проявления таких факторов, как расход и начальная температура промывочной среды, скорость движения и турбулентность потока, физические и теплофизические свойства промывочной среды и проходимых скважиной горных пород, естественная температура последних и характер ее изменения по глубине, конструктивные особенности, свойства материала бурильной колонны и обсадных труб, скорость бурения и продолжительность рейса, мощность, развиваемая на забое породоразрушающим инструментом, и др.

Действие большинства этих факторов различно на разных участках скважины.

Задача определения температурного режима бурящейся скважины сложная, и точное ее решение вызывает значительные трудности.

К настоящему времени многими исследователями предложен ряд решений задачи о температурном режиме в целях его прогнозирования. Одни из них — прикладные, построенные в целях облегчения технологических расчетов на эмпирических и полуэмпирических зависимостях или крайне упрощенных аналитических положениях, другие в связи с общей формулировкой условия нестационарности теплообмена циркулирующей среды с окружающим горным массивом и детальным учетом некоторых второстепенных факторов весьма сложны и неудобны для практических расчетов.

Одним из наиболее простых и достаточно полных по учету определяющих факторов является решение применительно к случаю бурения скважин в мерзлых породах, полученное Б.Б. Кудряшовым. Простота решения достигнута в результате использования известного в горной теплофизике понятия "Коэффициент нестационарного теплообмена K ", а также введенного Ю.Д. Дядькиным "Коэффициента интенсификации теплообмена $K_{\text{агр}}$ " при агрегатном переходе содержащейся в породах влаги. В этом случае задача сводится к решению неоднородного линейного дифференциального уравнения второго порядка с постоянными коэффициентами для температуры в нисходящем по бурильным трубам потоке, функционально связанной с температурой в кольцевом канале.

Процесс бурения скважин сопровождается самыми разнообразными технологическими операциями и приемами, приводящими к нарушению естественного температурного поля как в стволе, так и в пристволенной зоне массива горных пород.

Спускоподъемные операции, связанные с необходимостью смены долота или крепления ствола, различного рода вспомогательные работы, обусловленные подготовкой оборудования к бурению, приготовлением бурового раствора в поверхностной системе, ожидание затвердевания тампонажного раствора после нагнетания его в интервал разобщения или изоляции пластов, геофизические исследования скважин — все это относится к категории технологических операций, не связанных с циркуляцией бурового раствора.

Промывка ствола с целью гидротранспорта шлама на дневную поверхность, промежуточные циркуляции для разрушения структуры бурового раствора и его обработки для нормализации технологических свойств, цементирование скважин с целью разобщения пластов, предупреждения и ликвидации различного рода осложнений — все это относится к категории технологических операций, связанных с циркуляцией бурового раствора в стволе скважины.

В зависимости от вида проводимой технологической операции, характер теплообмена между скважиной и окружающим массивом горных пород будет различным, а следовательно, каждой технологической операции соответствует свой температурный режим.

С целью наиболее правильной постановки задач в этой области и разработки методов их решения целесообразно рассмотреть более подробно общую физическую картину

теплообмена в стволе скважины и состояние изученности этого процесса на данном этапе применительно к разнообразным технологическим операциям, которыми сопровождается процесс бурения (принято считать, что бурение включает в себя процессы проводки, промывки, спускоподъемные операции, цементирование, ожидание затвердения тампонирующего материала и оборудование устья скважины для опробования и эксплуатации продуктивных горизонтов).

Бурящаяся скважина представляет собой сложную теплообменную систему, для которой основным источником и стоком теплоты является не ограниченный в радиальном направлении массив горных пород. Естественное тепловое состояние горных пород, слагающих проходимый скважиной разрез, определяет температурный режим скважины.

В целом теплообменная система скважина — массив пород характеризуется следующими узлами и показателями (рис. 6.2):

наземной циркуляционной системой А, включающей в себя желоба, устройства для очистки бурового раствора от выбуренной породы, приемные емкости, буровые насосы и нагнетательные манифолды. Теплообмен в поверхностной циркуляционной системе происходит в результате соприкосновения с воздухом;

подземной циркуляционной системой, состоящей из ствола скважины (обсаженного или не обсаженного колонной труб) и колонны бурильных труб. Теплообмен в подземной циркуляционной системе осуществляется путем соприкосновения бурового раствора со стенкой ствола скважины, а также с внутренней и внешней поверхностью колонны бурильных труб;

породоразрушающим инструментом, состоящим из долота и забойного двигателя (последний может отсутствовать).

В наиболее общем случае, когда имеет место процесс долбления, буровой раствор с некоторой устьевой температурой t_{1y} нагнетается в колонну бурильных труб и движется по ней вниз к долоту. Достигнув забоя и нагревшись до температуры t_3 , поток изменяет направление движения и по кольцевому зазору между бурильной колонной и стенками скважины устремляется к устью. С некоторой температурой t_{2y} буровой раствор попадает в поверхностную циркуляционную систему и вновь нагнетается в колонну бурильных труб. Цикл замыкается, и дальнейший процесс представляет собой замкнутую циркуляцию.

Для упрощения физической сущности процесса предста-

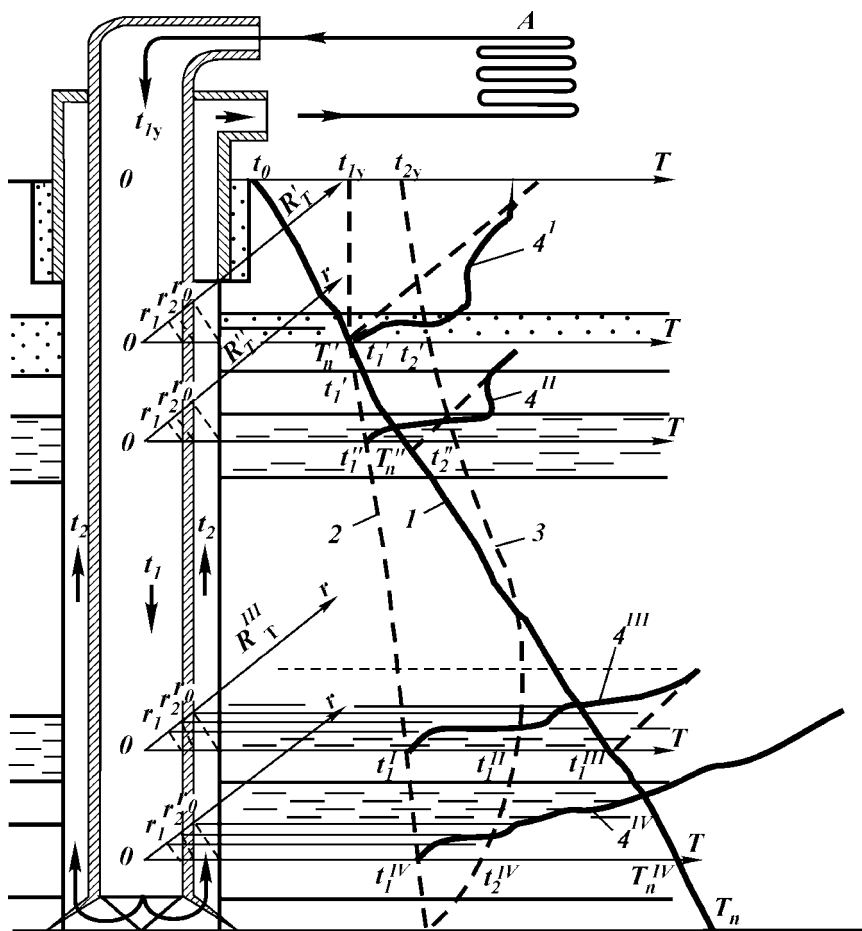


Рис. 6.2. Схема бурящей скважины как теплообменной системы

вим себе, что перед восстановлением циркуляции температура в скважине и в массиве горных пород характеризовалась геотермограммой 1, причем теплопроводность отдельных слоев и пластов характеризуется значением геотермического градиента dt/dz . Нисходящий поток бурового раствора вступает в теплообмен с восходящим потоком и приобретает температуру в соответствии с термограммой 2. Восходящий поток бурового раствора, отдавая часть теплоты нисходящему потоку, обменивается теплотой с горными породами, причем в нижней части ствола скважины массив горных пород выполняет роль бесконечно мощного источника теплоты,

а в верхней части ствола — бесконечно мощного стока теплоты. Температурный режим восходящего потока бурового раствора характеризуется термограммой 3.

Породоразрушающий инструмент в период долбления выполняет роль дополнительного локального источника теплоты, которая оценивается "скачком" температуры у забоя.

В результате сравнительно длительного взаимодействия бурящейся скважины и окружающего массива горных пород, температура горных пород в радиальном направлении от скважины будет изменяться. Причем интенсивность перераспределения температуры в массиве будет зависеть от теплофизических свойств пород, от начального перепада температуры между скважиной и массивом пород, а геометрические размеры ореола теплового влияния скважин R_t определяются длительностью процесса "возмущения" температурного поля. При прочих равных условиях зона теплового влияния скважины (кривая 4' и радиус теплового влияния R'_t) будет больше в породах, сравнительно хорошо проводящих теплоту (кривые 4" и 4^{III} по сравнению с кривыми 4' и 4^{IV}).

После прекращения процесса долбления и остановки циркуляции бурового раствора температура во всей системе стремится к начальному уровню, который характеризуется геотермограммой 1. Длительность и интенсивность процесса восстановления начальной температуры в скважине зависят от длительности и интенсивности предшествующего "возмущения" температурного поля, а также от теплофизических свойств веществ рассматриваемой системы.

Как правило, очередное долбление и циркуляция бурового раствора начинаются задолго до того, как восстановится естественная температура в скважине. "Возмущения" температурного поля накладываются друг на друга и значительно усложняют общую картину каждого последующего долбления.

Другие технологические операции в бурении, такие как подъем-спуск колонны бурильных труб, наращивание бурильной колонны, промежуточные промывки и проработки ствола, цементирование обсадных колонн, ожидание затвердевания цемента, натяжение колонны и оборудование устья, с точки зрения формирования температурного режима в скважине представляют собой чередование периодов тепловых "возмущений" системы циркуляциями и периодов восстановления естественного поля температуры.

Часто картина теплообмена в этих технологических операциях усложняется наличием дополнительного рассеянного

источника теплоты переменной мощности в кольцевом пространстве скважины, участием в процессах веществ с различными теплофизическими свойствами, постоянным обновлением циркулирующего агента и т.д.

Следовательно, при бурении скважины в ее стволе и прилегающем массиве горных пород наблюдается нестационарный процесс теплообмена, осложненный спецификой теплообменной системы и наличием внутренних дополнительных источников теплоты.

Исследование процесса теплопередачи при бурении скважины сводится к изучению пространственно-временного изменения температуры по стволу и в прилегающих к нему горных породах, т.е. к нахождению температурного поля системы скважина — массив горных пород.

При этом необходимо учитывать главную особенность процесса бурения — периодическую смену и повторяемость технологических операций: после подъема-спуска бурильной колонны с долотом, как правило, проводят промывку скважины; промывка сменяется подъемом и т.д. В эти сменяющие друг друга массовые операции (количество долблений и спусков-подъемов при бурении глубокой скважины достигает 200 и более) периодически вторгаются операции по креплению ствола, по исследованию разреза и глубинным измерениям, по испытанию перспективных горизонтов, а также различного рода вспомогательные операции.

Особенности формирования температурного режима в бурящихся скважинах Заполярья

Особенностью геологического строения некоторых нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири является наличие в верхней части разреза осадочного чехла мощной толщи многолетнемерзлых пород. К настоящему времени составлены общие представления о строении, распространении и особенностях этого комплекса пород, хотя такие важные вопросы, как методы выделения их в разрезе скважин, определения естественной температуры и другие, еще далеки от однозначного решения.

Отмечают несколько типов мерзлоты. Однако основным и наиболее четко выраженным в центральной части Западной Сибири является уренгойский тип. Он характеризуется единой мощной толщей монолитного промерзания с дневной поверхности до глубины 400—550 м. Значение отрицательной температурной аномалии ("температурный карман") в наибо-

лее промерзшей части разреза составляет 3–5 °С. Ниже мерзлой зоны зачастую на глубину 150–200 м распространяется участок с нулевым градиентом температуры.

В пределах Тазовского, Медвежьего и Комсомольского месторождений выделен так называемый тазовский тип вечной мерзлоты. Так же как и уренгойский тип, он характеризуется монолитностью, но в верхней части разреза присутствует талик мощностью до 150 м. "Температурный карман" для этого типа мерзлоты, как правило, не превышает 1,5–2,5 °С, достигая в редких случаях 4–5 °С.

В литолого-стратиграфическом отношении на территории Медвежьего и Уренгойского поднятий промерзанием охвачены супесчано-глинистые и песчано-глинистые четвертичные отложения, глинисто-песчанистый разрез олигоцена, глинистые и песчано-глинистые отложения эоцена — нижнего олигоцена. На севере месторождений нижняя граница опускается в песчано-глинистые отложения палеоцена.

Исследованиями различных авторов установлено, что мощность вечной мерзлоты и поведение ее нижней границы во многом определяется тектоническим планом.

На Медвежьем месторождении, которое использовалось авторами в качестве полигона исследований, нижняя граница вечной мерзлоты фиксируется на глубинах от 250–260 до 397–400 м. Минимальные отметки ее установлены в сводовой части Медвежьего поднятия, а максимальное погружение — на Ныдинском поднятии.

Осредненная геотермограмма, построенная по результатам измерений температуры в четырех длительно простаивающих скважинах, характеризуется наличием безградиентного участка и отрицательными значениями температур до глубины 360 м (рис. 6.3). В наиболее охлажденной верхней части разреза (ниже зоны сезонных колебаний температуры) значение температуры не опускается ниже минус 4 °С, а с глубиной температура несколько увеличивается, приближаясь к нулевой изотерме, которая приблизительно совпадает с подошвой мерзлых пород.

С целью оценки колебаний температуры при бурении и креплении, возможности и перспектив регулирования температурного режима были проведены специальные исследования в нескольких бурящихся скважинах месторождения Медвежье.

Конструкция скважин и технология бурения в этом районе следующая: 325-мм кондуктором скважина закреплена до глубины 430 м, 219-мм промежуточной колонной — до глуби-

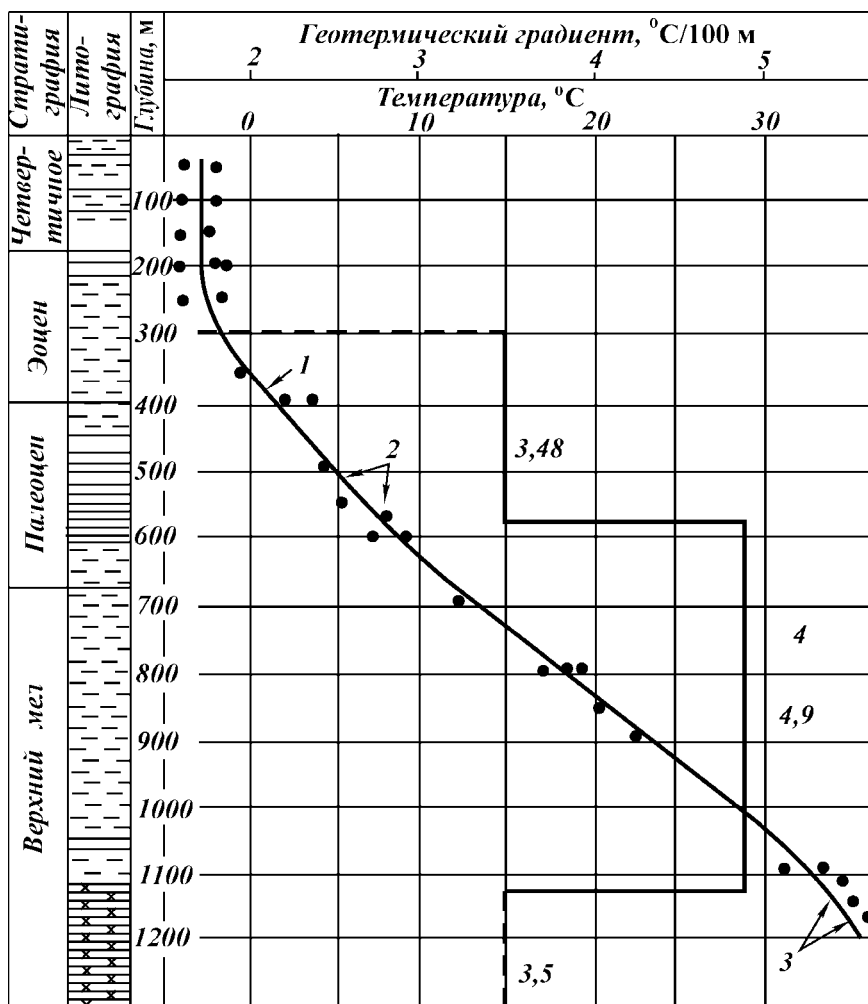


Рис. 6.3. Геотермический разрез Ныдинско-Медвежьего месторождения Западной Сибири:

1 – геотермограмма; 2 – результаты измерений в наблюдательных скважинах; 3 – температура продуктивных пластов; 4 – значение геотермического градиента

ны 960 м. 168-мм эксплуатационная колонна опускается до глубины 1200 м. Все колонны цементируются до устья.

Бурение осуществляется роторным и турбинным способами при замкнутой циркуляции глинистого раствора, нагнетаемого в скважину насосом БРН-1 с подачей до 30 л/с. В системе циркуляции имеются вырытый в земле амбар вместимо-

стью 200 м³, желоба, две приемные емкости и гидроциклонная установка для очистки раствора от выбуренной породы.

Измерение температуры циркулирующей жидкости осуществляли в трех точках циркуляционной системы: 1 — на приеме буровых насосов; 2 — в бурильных трубах над долотом; 3 — в желобной системе непосредственно у устья скважины.

При анализе результатов исследований (рис. 6.4) обращает на себя внимание тот факт, что на разных глубинах характер колебаний температуры циркулирующей жидкости различен. В связи с этим условно можно выделить три характерных интервала:

интервал вечномерзлых пород (0 — 350 м);

интервал подмерзлотной зоны (350 — 450 м);

удаленный от вечной мерзлоты интервал (900 — 1200 м).

Первый интервал начинается с нулевой отметки и проходит бурением за одно или два долбления. Бурение осуществляется либо секционным турбобуром, либо ротором.

Характерной особенностью бурения в этом интервале является то, что длительность непосредственного долбления невелика и процесс разрушения пород часто чередуется с остановками циркуляции при наращивании инструмента. Кроме того, объем скважины невелик и цикл циркуляции длится недолго.

График изменения температуры показывает (см. рис. 6.4, Л), что в начальный период бурения температура промывочной жидкости значительно превышает температуру мерзлых горных пород и составляет 10 — 14 °С. До глубины 60 м температура сохраняется на уровне 11 °С, незначительно повышаясь лишь во время непродолжительных периодов непосредственного долбления. В интервале от 60 до 120 м наблюдается некоторый рост температуры до 14 °С, особенно в тот период, когда вследствие остановки турбобура бурение продолжалось ротором. Температура глинистого раствора на приеме насоса составляла 7 — 9 °С и отличалась от забойной на 3 — 7 °С. В то же время температура выходящего из скважины раствора незначительно отличалась от забойной и составляла 9 — 12 °С.

Диаграмма колебания температуры во время второго долбления в интервале 120 — 175 м отличается лишь тем, что во время бурения наблюдалось монотонное снижение температуры на 2 °С. Такая же тенденция отмечена в характере изменения температуры у устья.

Как во время первого, так и во время второго долбления наблюдалось резкое повышение температуры в период рабо-

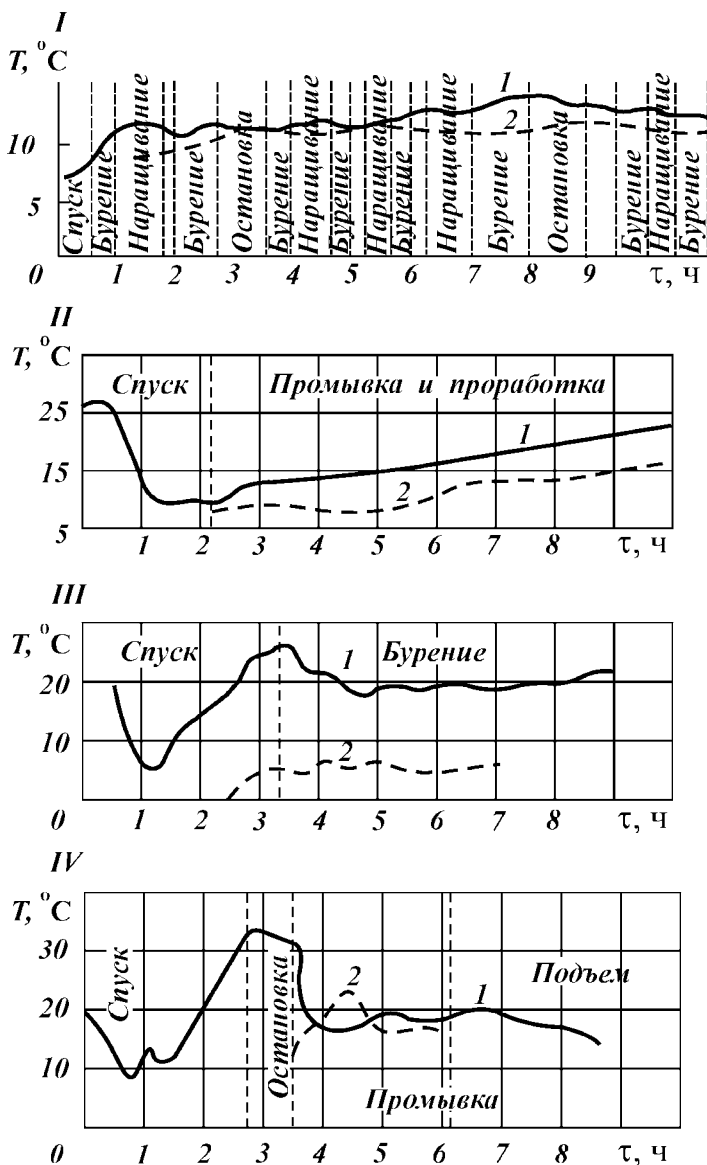


Рис. 6.4. Результаты измерения температуры в бурящихся скважинах месторождения Медвежье (Тюменская область):

I – бурение в интервале 0–175 м; *II* – промывка и проработка на глубине 430 м (скв. 211); *III* – бурение в интервале 943–960 м (скв. 212); *IV* – промывка на глубине 1213 м (скв. 207)

1 – температура на забое; 2 – температура на устье

ты породоразрушающего инструмента. Но ввиду непродолжительности этих периодов и сравнительно большой инерционности глубинного термометра (до 10 мин) истинное значение температурного скачка зарегистрировать не удалось. Можно лишь предположить, что она достигает нескольких градусов.

Очевидно, что разогрев циркулирующего бурового раствора при бурении мерзлых пород обусловлен главным образом энергией трения в потоке и колонны труб о стенки скважины, трением в элементах турбобура, энергией разрушения забоя. Эти источники теплоты преобладают над эффектом охлаждения потока стенками скважины и выбуренной мерзлой породой.

Исследования показали, что температура в скважине при бурении мерзлых пород определяется в основном температурой нагнетаемого раствора.

Измерения температуры в подмерзлотной зоне на значительном расстоянии от толщи мерзлых пород (на глубине 350—430 м) проводились на скв. 211 во время бурения под кондуктор роторным способом (см. рис. 6.4, *II*). Разбуриваемые породы в отличие от первого интервала имели положительную естественную температуру.

На приведенном графике отчетливо видно снижение температуры во время спуска бурильного инструмента в интервале мерзлых пород. Затем температура увеличивается и достигает на глубине забоя 20°C . При циркуляции температура глинистого раствора у забоя незначительно увеличивается (примерно на 2°C).

Температура выходящего из скважины раствора в момент восстановления циркуляции составляла 10°C , через 2 ч она увеличилась до 15°C , в дальнейшем стабилизировалась. Разность между забойной и устьевой температурами составляла 2°C .

Таким образом, в подмерзлотной зоне температура циркулирующей жидкости у забоя, как и в зоне вечной мерзлоты, монотонно увеличивается от некоторого начального уровня. При этом разность между забойной и устьевой температурами незначительна.

В третьем интервале температуру измеряли при разбуривании цементной пробки турбобуром на глубине 960 м после цементирования промежуточной колонны в скв. 212 (см. рис. 6.4, *III*). В качестве промывочной жидкости использовали техническую воду.

Измерения проводили по истечении 48 ч ОЗЦ при температуре окружающего воздуха $(-38) - (-40)^{\circ}\text{C}$.

На полученной термограмме четко прослеживается участок пониженной температуры при спуске бурильного инструмента в интервале мерзлых пород. Затем температура возрастает и составляет на забое 25°C . В момент восстановления циркуляции она резко падает и по истечении некоторого времени (около 2 ч) стабилизируется. Во время остановок температура повышается.

Температура на приеме насосов оставалась примерно на одном уровне в течение всего периода циркуляции и составляла плюс 5°C . Температура выходящей из скважины жидкости в начальный момент была минус 2°C , затем быстро возросла до плюс $2,5^{\circ}\text{C}$ и оставалась на этом уровне в течение всего периода циркуляции.

Обращает на себя внимание большая разность между забойной и устьевой температурами циркулирующей жидкости (14°C). Это говорит о том, что при промывке водой сравнительно глубоких скважин в условиях низкой температуры окружающей среды имеют место огромные потери теплоты в циркуляционной системе.

Термограмма (см. рис. 6.4, IV) характеризует промывку скв. 207 глинистым раствором на глубине 1213 м. Нетрудно заметить, что разность устьевой и забойной стабилизированной температур составляет всего лишь $1,5^{\circ}\text{C}$ при абсолютном их значении около 17°C .

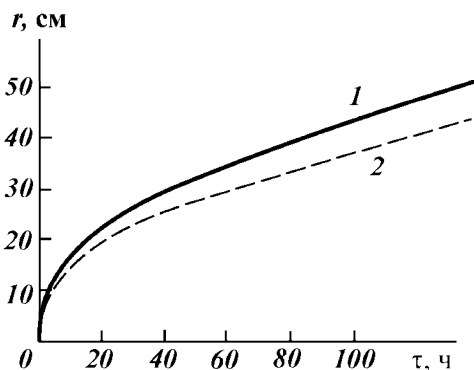
Таким образом, температурные режимы бурящихся скважин Заполярья отражают геотермические особенности этого района, главной из которых является наличие в разрезе мощной толщи многолетнемерзлых пород. Определенную роль при этом играют условия теплообмена в поверхностной циркуляционной системе и физические свойства промывочной жидкости.

Динамика растепления прискважинной зоны мерзлых пород

Наблюдения за процессом растепления мерзлых пород выполнены при различной температуре массива и циркулирующей жидкости. В качестве массива использовали замороженные до температуры (-10) и $(-5)^{\circ}\text{C}$ пласты песка льдистостью 7,8 и 23 % и глины льдистостью 3,6 и 61 %.

На рис. 6.5 приведены кривые, характеризующие изменение положения нулевой изотермии при растеплении пластов песка 1 и глины 2 в период теплового "возмущения" массива циркулирующим буровым раствором, а на рис. 6.6 — в пе-

Рис. 6.5. График изменения радиуса ореола протаивания мерзлых пород во времени τ (низкая льдистость)



риод восстановления естественного поля температур. В зависимости от соотношения абсолютных значений температуры циркулирующего флюида и массива пород, теплофизических свойств пластов в мерзлом и талом состояниях, их льдистости и влажности радиус ореола протаивания будет распространяться в глубь массива глин и песка либо с одинаковой, либо с разной скоростью. Причем опережающее растепление может происходить как в глинах 2, так и в песках 1.

Скорость продвижения границы протаивания пород зависит не только от рода и свойств пластов, но и от времени. После 25–30 ч теплового воздействия на пласты с низким коэффициентом льдистости наблюдалась сравнительная стабилизация скорости растепления околоствольной зоны пород, и спустя 165–170 ч непрерывного теплового воздействия радиус ореола растепления составил 48 см в глине и 55 см в песке. При дальнейшем тепловом "возмущении" размеры растепленной зоны в глине и песке сблизилась и по истечении 250–300 ч оказались практически одинаковыми (около 60 см).

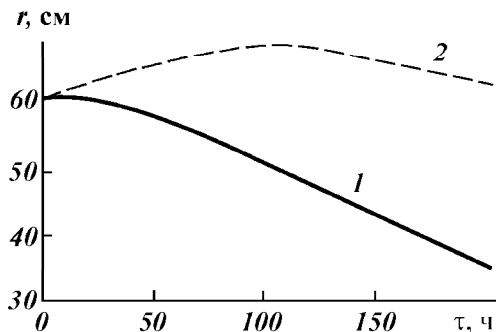


Рис. 6.6. График изменения радиуса ореола протаивания в породах после прекращения теплового "возмущения"

Промораживание при восстановлении начальной температуры глинистых и песчаных пластов с малой льдистостью также происходит по-разному. После прекращения процесса растепления в талом песке отмечается некоторая стабилизация положения нулевой изотермы, а затем относительно быстрое уменьшение радиуса ореола растепленных пород. В глинах отмечается значительный начальный участок дальнейшего увеличения размера талой зоны, несмотря на то что процесс теплового "возмущения" скважиной прекращен. И только спустя 100 ч наблюдалась тенденция к уменьшению радиуса протаивания, хотя он достиг значения, зафиксированного в момент прекращения "возмущения" лишь через 200 ч.

Весьма примечателен тот факт, что процесс восстановления естественной температуры и промерзание прискважинного массива происходит в несколько раз медленнее, чем процесс растепления. Спустя 400 ч нулевая изотерма в песке влажностью 7,8 % оказалась на расстоянии 20 см от скважины, а в глине влажностью 3,6 % на более значительном расстоянии. Вероятно, для полного промораживания возмущенной зоны пород потребуется в 3–5 раз больше времени, чем длительность предшествующего теплового "возмущения".

Полученные экспериментальные данные были обработаны в критериальной форме и построены графики зависимости безразмерного радиуса протаивания $\bar{r}$ от критерия Фурье Fo для различных значений критерия Коссовича Ko и температурного критерия K_T (рис. 6.7). Значения безразмерного радиуса $\bar{r} = r/r_0$ и критериев Fo , Ko и K_T определили по формулам:

$$Fo = \frac{a_T \tau}{r_0^2}; \quad Ko = \frac{q_0 W \gamma_M i}{c_T \gamma_T (t_{СКВ} - t_{\Phi})}; \quad K_T = \frac{t_{СКВ} - t_{\Phi}}{t_{\Phi} - T_{\Pi}}.$$

Значения критериев Fo , Ko и K_T в экспериментах изменялись в следующих пределах:

$$0 \leq Fo \leq 200;$$

$$0,17 \leq Ko \leq 3;$$

$$2 \leq K_T \leq 7.$$

Анализируя графики зависимости безразмерного радиуса протаивания (см. рис. 6.7), можно сделать вывод о том, что безразмерный радиус зависит как от рода грунта и его свойств, так и от времени. С увеличением критерия Fo без-

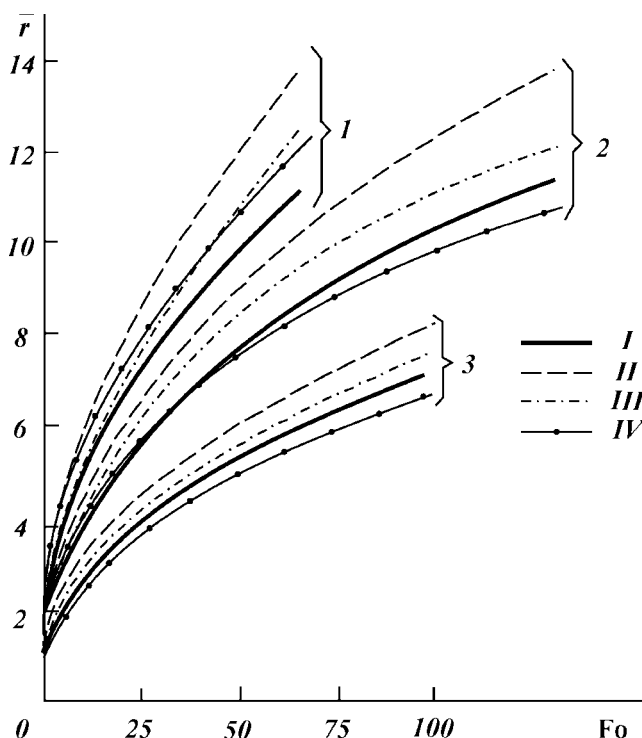


Рис. 6.7. Зависимость безразмерного радиуса $\bar{r}$ ореола протаивания мерзлых пород от определяющих критериев:

I – экспериментальные данные; *II* – расчеты по И.А. Чарному; *III* – то же, по Ф.Я. Новикову; *IV* – то же, по уточненной формуле Ф.Я. Новикова; *1* – $K_o = 0,174$; $K_T = 5,5$; *2* – $K_o = 0,436$; $K_T = 5,5$; *3* – $K_o = 0,530$; $K_T = 6,4$

размерный радиус $\bar{r}$ растет, а скорость протаивания уменьшается.

Увеличение критерия K_o приводит к уменьшению безразмерного радиуса протаивания. Так, для близких критериев K_T и различных K_o (кривые *1* и *3*) при $Fo = 50$, $\bar{r}_1 = 10,2$, а $\bar{r}_2 = 5,3$. Это легко объясняется тем, что изменение критерия K_o вызвано повышением льдистости, а это, безусловно, замедляет процесс растепления.

Влияние температурного критерия K_T на значение безразмерного радиуса протаивания по графикам не прослеживается.

Среди известных методов расчета радиуса ореола протаивания пород вокруг цилиндрических выработок следует отметить метод И.А. Чарного, формулу И.К. Кравченко, формулу

Ф.Я. Новикова, формулу Б.Б. Кудряшова и формулу Ю.П. Коротаева и др.

Метод И.А. Чарного основан на составлении и решении дифференциального уравнения движения границы протаивания. При этом основным допущением является стационарное распределение температуры в талой зоне в любой момент времени. Учитывается расход теплоты на нагревание мерзлой и протаявшей породы и весьма приближенно — утечки ее в мерзлую зону.

Более простая формула Ф.Я. Новикова, которая была получена путем обработки экспериментальных данных. Эта формула имеет следующий вид:

$$\bar{r} = 1 + K_T^{0,05} (Fo/Ko)^{0,43}.$$

Сравнение экспериментальных данных производилось с расчетами по методу И.А. Чарного, как наиболее полно учитывающему сложный процесс теплопередачи от скважины к мерзлым породам, и с расчетами по формуле Ф.Я. Новикова.

По методу И.А. Чарного были получены расчетные кривые для условий эксперимента. Как и следовало ожидать, расчетные значения превышают фактические во всем диапазоне изменения параметров на 10–15 %. Причиной завышенных значений, полученных расчетом по методу И.А. Чарного, являются те исходные предпосылки, на которых основан метод. Предположение стационарности распределения температуры в талой зоне равносильно завышению коэффициента температуропроводности, что должно приводить к систематическому завышению расчетного радиуса. Кроме того, приближенный учет теплового потока от границы протаивания в мерзлую зону также будет способствовать увеличению расчетного радиуса протаивания.

Отличие расчетных кривых, полученных по методу И.А. Чарного, от экспериментальных незначительно, но существенный недостаток метода — необходимость неоднократно решать неявные уравнения — не позволяет рекомендовать его для инженерных расчетов.

Экспериментальные кривые также сравнивались с расчетными, полученными по явной формуле Ф.Я. Новикова. При расчетах по этой формуле расхождение с экспериментом оказалось несколько большим и составило в среднем 20–30 % (см. рис. 6.7). Причиной завышения расчетных значений безразмерного радиуса протаивания, полученных из формулы Ф.Я. Новикова, является то, что она выведена для другого ди-

диапазона критерия Коссовича $4 \leq K_o \leq 25$, когда температура на стенке скважины невысокая ($t_{\text{крв}} = 2,0 \pm 6,0$ °C). В этом случае процесс растепления пород вокруг скважины будет малоинтенсивным.

Формула Новикова имеет простой вид, учитывает все факторы, от которых зависит процесс, и дает возможность непосредственно определять значения радиуса протаивания за любой промежуток времени, поэтому критериальная обработка экспериментальных данных была проведена в виде

$$\bar{r} = 1 + AK_T^{0,05} (Fo/K_o)^{0,43}.$$

Методом наименьших квадратов получено критериальное уравнение для безразмерного радиуса ореола протаивания

$$\bar{r} = 1 + 0,8K_T^{0,05} (Fo/K_o)^{0,43}.$$

Было проведено сравнение экспериментальных данных (см. рис. 6.7) с расчетами по полученному уравнению. Расхождение значений $\bar{r}$, полученных по улучшенной формуле Ф.Я. Новикова, с экспериментальными составляет не более 10 %, что вполне допустимо.

Динамика изменения размера ореола растепленной породы вокруг скважины в период восстановления естественной температуры (рис. 6.8) весьма сложная и определяется не только длительностью процесса восстановления (Fo), критериями K_o и K_T , но и длительностью предшествующего возмущения Fo_0 : при прочих равных условиях, чем больше Fo_0 , тем более продолжительное время отмечается дальнейшее увеличение ореола протаивания в период восстановления естественной температуры, так как в этих случаях в массиве пород аккумулируются большие количества энергии.

Процесс многоциклического теплового взаимодействия скважины с массивом мерзлых пород ни теоретически, ни экспериментально не исследован для диапазона определяющих критериев, соответствующего условиям бурения в заполярных районах.

Ю.М. Проселковым и др. исследована динамика изменения радиуса ореола протаивания мерзлых пород при многоциклическом тепловом воздействии теплоносителя, циркулирующего внутри обсадной колонны.

Были проведены два эксперимента: первый эксперимент длился непрерывно в течение 140 ч, а общее число циклов равнялось 4; длительность второго эксперимента составила 150 ч, а общее число циклов равнялось 3.

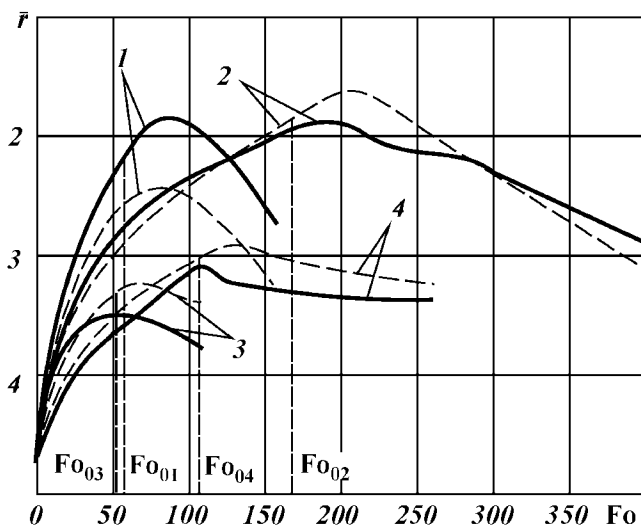


Рис. 6.8. Динамика изменения радиуса $\bar{r}$ ореола протаивания мерзлых пород вокруг скважины в период восстановления "естественной" температуры: 1 - $K_o = 0,172$; $Fo_{01} = 58$; $Fo = 100$; $K_r = 5,5$; 2 - $K_o = 0,236$; $Fo_{02} = 168$; $Fo = 284$; $K_r = 5,5$; 3 - $K_o = 1,09$; $Fo_{03} = 58$; $Fo = 58$; $K_r = 6,2$; 4 - $K_o = 1,53$; $Fo_{04} = 108$; $Fo = 144$; $K_r = 6,2$

Табл. 6.7 дает представление о длительности каждого цикла, возмущения и восстановления температурного поля, а также о предельной температуре циркулирующей в скважине воды.

Обработка полученных результатов выполнена в критериальной форме и построены графические зависимости безразмерного радиуса ореола протаивания $\bar{r}$ от длительности теплового возмущения в каждом цикле Fo_{0i}^j , длительности периода восстановления в каждом цикле Fo_{0i}^j , критериев K_o и K_r (рис. 6.9).

Таблица 6.7

Показатель	Эксперимент 1				Эксперимент 2		
	Номер цикла						
	1	2	3	4	1	2	3
Длительность, ч:							
возмущения	10	10	10	10	15	15	15
восстановления	15	15	15	55	10	10	85
цикла	25	25	25	65	25	25	100
Температура циркулирующей воды, °С	32	33	34	33	32	34	46

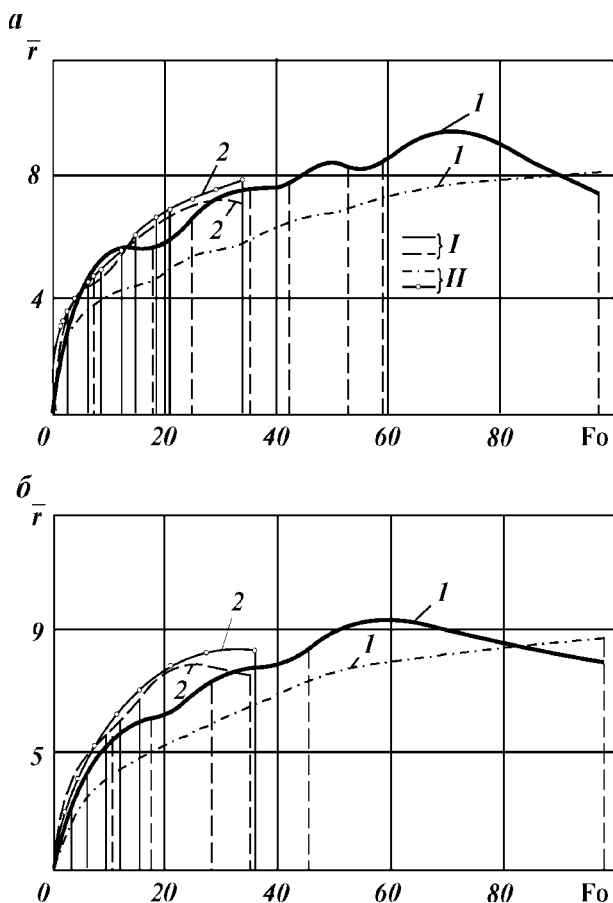


Рис. 6.9. Зависимость безразмерного радиуса $\bar{r}$ ореола протаивания от параметра Fo :

a – первый опыт; b – второй опыт; I – эксперимент; II – расчет

Анализируя график изменения безразмерного радиуса протаивания при многоциклическом тепловом воздействии на мерзлые породы, убеждаемся, что он зависит как от рода грунта и его свойств, так и от соотношения Fo/Fo_0 . Если в песчаном пласте во втором эксперименте в конце процесса теплового возмущения во втором цикле безразмерный радиус равен 7,3, то в первом эксперименте для этих же условий $\bar{r} = 6,6$; общая длительность теплового возмущения в первых двух циклах составила 20 ч ($Fo_0 = 14$), в то время как во втором эксперименте она была равной 30 ч ($Fo_0 = 21$).

При более детальном анализе результатов исследования можно заметить, что процесс растепления околоствольной зоны мерзлых пород происходит так, как если бы осуществлялось их постоянное возмущение скважиной, на стенке которой поддерживается некоторая средняя температура, свойственная как периодам возмущения, так и периодам восстановления.

При многоциклическом тепловом взаимодействии мерзлых пород со скважиной оценить радиус ореола протаивания можно по формуле

$$\bar{r} = \frac{r}{r_0} = 1 + 0,8 \left(\frac{t_{\text{СКВ}}^{\text{CP}} - t_{\Phi}}{t_{\Phi} - T_{\Pi}} \right)^{0,05} \left[\frac{\sum_1^n \text{Fo}_0^i + \sum_1^k \text{Fo}_0^j}{\frac{q_0 w \gamma_M^i}{c_T \gamma_T t_{\text{СКВ}}^{\text{CP}}}} \right]^{0,43}.$$

Здесь $t_{\text{СКВ}}^{\text{CP}}$ — средневзвешенное по времени значение среднеинтегральной температуры на стенке скважины:

$$t_{\text{СКВ}}^{\text{CP}} = \frac{\sum_i^n t_{\text{СКВ}}^i \tau_i + \sum_j^k t_{\text{СКВ}}^j \tau_j}{\sum_i^n \tau_i + \sum_j^k \tau_j};$$

$$t_{\text{СКВ}}^i = \int_0^{\tau_i} \frac{T_i(\tau) d\tau}{\tau_i};$$

$$t_{\text{СКВ}}^j = \int_0^{\tau_j} \frac{T_j(\tau) d\tau}{\tau_j};$$

τ_i — длительность периода возмущения в каждом цикле; τ_j — длительность периода восстановления в каждом цикле; T_i — функция температуры на стенке скважины от τ_i ; T_j — то же, от τ_j ; n — общее число периодов возмущения; k — общее число периодов восстановления;

$$\text{Fo}_0^i = a_T \tau_i / r_0^2; \quad \text{Fo}_0^j = a_T \tau_j / r_0^2.$$

При сравнении расчетных значений радиуса ореола протаивания с опытными при многоциклическом тепловом взаимодействии мерзлых пород со скважиной (см. рис. 6.9) видно, что расчетные значения отличаются от опытных на 10–15 % для глины и на 10–30 % для песка. С увеличением числа циклов ошибка уменьшается.

Одним из самых распространенных серьезных и дорогостоящих видов осложнений при проводке скважин, иногда оканчивающихся ликвидацией скважины или бурением нового ствола, являются прихваты колонн бурильных и (или) обсадных труб. Как правило, прихватам предшествуют затяжки бурового инструмента, связанные с обвалами пород или попаданием бурильного инструмента в желоба, им же образованные и ликвидируемые без остановки технологического процесса.

В современных условиях бурения, характеризующихся разнообразием геологического строения районов, ростом глубин скважин, высокими давлениями и температурами, а также солевой агрессией, приводящими к деструкции бурового раствора, наличием толщ проницаемых отложений и неустойчивых пород, сложными конструкциями скважин и компоновок низа бурильных колонн, разнообразием систем химических обработок буровых растворов, сложной пространственной конфигурацией скважин, вопросам предупреждения прихватов бурильных и обсадных колонн, а также способам ликвидации последствий осложнений отводится первостепенная роль.

Природа их различна, поэтому и методы ликвидации их отличаются друг от друга и имеют свою специфику.

На возникновение прихватов колонн труб оказывает влияние множество факторов, дифференцировать которые с целью оценки их влияния трудно.

Можно схематично разделить действующие при прихвате колонн труб силы на силы механического прижатия труб к стенке скважины, связанные с действием перепада давления и горизонтальной составляющей веса колонны труб, и адгезионные силы взаимодействия, зависящие от свойств фильтрационной корки, состояния контактной зоны и условий среды. Эти силы действуют совместно. В зависимости от условий в скважине их соотношение меняется. Сопоставление данных о прихватах в России и за рубежом показывает на-

личие однотипных по причинам и тяжести прихватов. Однако более детальное изучение физико-механических свойств пород нефтегазовых месторождений, условий их формирования и залегания, более строгое нормирование показателей буровых растворов, исходных материалов для них, химических реагентов — все это позволило буровикам значительно сократить количество прихватов.

7.1. ПРИРОДА ПРИХВАТОВ КОЛОНН ТРУБ

Прихватом следует считать процесс, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов, которая не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности материала (стали).

Наибольшее распространение прихваты имеют в юго-западных и южных районах СНГ, что вызвано наличием сложных горно-геологических условий, значительными глубинами скважин и необходимостью преодоления встречающихся при этом различных осложнений процесса их сооружения. Для юго-западных районов характерны прихваты, вызываемые действием повышенного перепада давления, а для северо-восточных районов — в результате заклинивания труб в суженной части ствола из-за нарушения режима промывки (сальникообразования, оседания частиц шлама и др.).

Большинство отечественных и зарубежных исследователей считает, что основная причина прихватов заключается в действии перепада давления и гидростатического давления, адгезионных сил и заклинивания долота в нерасширенных и суженных участках ствола скважин, а также заклинивание колонны труб вследствие скопления в стволе шлама в результате недостаточной промывки.

На возникновение прихватов существенно влияют физические свойства фильтрационных корок (липкость, прочность структуры, связанность частиц, пористость, проницаемость), контактирующих с бурильным инструментом.

Некоторые исследователи устанавливают прямую зависимость прихвата колонн труб от водоотдачи раствора. Установлено, что водоотдача растворов, обработанных УЩР, увеличивается с ростом давления, причем особенно интенсивно в пределах от 0 до 1,0 МПа. Для растворов, обработанных лиг-

носульфонатами, характерно, что, начиная с некоторого значения, дальнейшее повышение давления приводит к снижению водоотдачи; объясняется это способностью глинистых корок, образованных из таких растворов, сжиматься в большей степени по сравнению с фильтрационными корками из других растворов. Рост степени сжимаемости связан с коагулирующим воздействием лигносульфонатов. В соответствии с отмеченным явлением очевидна зависимость степени сжимаемости корок от вида реагента, которым обрабатывается раствор.

Поскольку прихват бурильного инструмента обычно происходит в процессе циркуляции бурового раствора, важным показателем является динамическая водоотдача, которая больше статической. В случае нормальной циркуляции бурового раствора через определенное время между процессами образования глинистой корки и ее размыва устанавливается динамическое равновесие. При этом толщина корки и водоотдача раствора в проницаемые пласты стабилизируются. Определено, что динамическое равновесие устанавливается тем быстрее, чем выше скорости потока бурового раствора.

Значение силы трения покоя между глинистой коркой и металлической трубой зависит от количества прокачиваемой жидкости. При структурном режиме течения жидкости увеличение подачи насоса приводит к уменьшению силы трения вследствие интенсивного размыва рыхлого слоя корки, прилегающего к трубе, и в результате к уменьшению площади контакта между трубой и коркой. При турбулентном режиме течения увеличение расхода прокачиваемой жидкости вызывает повышение гидродинамического давления, следовательно, и перепада давления, а также силы трения.

Увеличение содержания утяжелителя приводит к возрастанию коэффициента трения, а профилактические добавки нефти к буровому раствору в несколько раз снижают коэффициент трения и уменьшают связанность частиц в глинистой корке.

Однако нефть при высоких температурах и давлениях теряет свои смазочные свойства. В этих условиях предпочтительнее использовать смазки на основе окисленного петролата, жирных кислот, смеси гудронов, а также натуральных жиров. Более эффективно (для снижения коэффициента трения) совместное использование смазочных и поверхностно-активных веществ.

Улучшить смазочные свойства буровых растворов можно добавками, содержащими сульфированные соли щелочных

металлов, а также тризамещенный оксиамин и ненасыщенные карбоновые кислоты с 12 атомами углерода в молекуле и более, получаемые из хлопкового, льняного, касторового, пальмового, соевого масел.

На возникновение прихватов под действием перепада давления существенно влияют структурно-механические свойства буровых растворов. Однако регулирование этих свойств не всегда помогает предотвратить прихваты инструмента, находящегося без движения в интервале залегания хорошо проницаемых пород. Поскольку прихваты такого вида широко распространены, а ликвидация их, особенно на больших глубинах, связана со значительными трудностями, рассмотрение факторов, приводящих к их возникновению, представляет несомненный интерес.

Впервые теория возникновения прихвата под действием перепада давления выдвинута в 1944 г. А.И. Малышевым, а за рубежом (в США) разработана и подтверждена К.С. Пенфилдом, В.Е. Хелмиком и А.Д. Лонгли. Результаты экспериментальных работ показали, что сила прихвата бурильного инструмента складывается из двух составляющих, зависящих от свойств бурового раствора: первая сила пропорциональна перепаду давления, коэффициенту трения металла о скелет корки и площади поверхности прихвата инструмента, а вторая — сила сцепления (в несколько раз меньшая, чем первая) — косвенно зависит от перепада давления в зоне прихвата.

Для выявления роли перепада давления в возникновении прихвата В.Е. Хелмик и А.Д. Лонгли провели опыты и установили: 1) сила прихвата возрастает с увеличением перепада давления в месте прихвата и времени пребывания бурильного инструмента в неподвижном состоянии; 2) сила прихвата складывается из двух составляющих — силы, возникающей под действием перепада давления (сила взаимодействия), и силы прилипания (адгезии) трубы к глинистой корке. Опыты показали, что для преодоления первой силы необходимо 55 % от общей, а для преодоления второй — 45 %. При исследовании факторов, влияющих на значение силы прихвата инструмента, установлено, что в присутствии нефти существенно уменьшались как сила взаимодействия, так и сила адгезии глинистой корки со стальной поверхностью. Это явление исследователи объяснили смачиванием трубы нефтью. Процесс смачивания ускоряют путем покрытия труб веществами, близкими по составу к нефти, а также добавками ПАВ.

С резким увеличением глубины бурения скважин (с соответствующим повышением температур и давления) значительно возрастает опасность прихватов, вызванных действием перепада давления, особенно в тех районах бурения, где применяют утяжеленные буровые растворы.

Установлено, что при перепаде 10 МПа сила прихвата зависит не только от перепада, но и от значения депрессии в зоне контакта инструмента и корки. Значение депрессии тем выше, чем больше уменьшается проницаемость глинистой корки. Когда сжатая часть корки непроницаема, инструмент прижимается к ней с силой, равной произведению перепада давления в зоне контакта на его площадь. Изменение проницаемости корки зависит от качества бурового раствора, степени его утяжеления, химической обработки и прочности структуры корки; при перепаде давления 16 МПа корка интенсивно формируется в течение первых 20–30 мин, когда скорость фильтрации максимальна. Сила прихвата при больших перепадах давления пропорциональна значению перепада давления. Коэффициент трения в паре диск — корка не зависит от перепада давления (нагрузки на диск) и изменяется в пределах 0,009–0,023 в соответствии с типом раствора. Кроме сил трения, как указывалось, на прихваты влияют и адгезионные силы. Увеличение диаметра применяемого бурового инструмента приводит к повышению силы прихвата вследствие роста площади контакта труб с коркой, а также интенсивного нарастания корки вне зоны контакта.

Измерения показателей адгезионных и фрикционных свойств корок (по отношению к стали труб) при заданном перепаде давления (во ВНИИБТ) показали, что сдвиг стали по корке происходит не по поверхности контакта, а в слое корки — вблизи этой поверхности. При перепаде давления до 2 МПа силы сдвига возрастают пропорционально перепаду давления, а при 3–4 МПа — эта зависимость нарушается в результате упрочнения корки. Дальнейший рост перепада давления не увеличивает сил сдвига. При исследовании сил прилипания установлено, что они интенсивно возрастают в первые 30–40 мин контакта, а затем стабилизируются.

Таким образом, согласно существующим в настоящее время мнениям, причина явлений, приводящих к прихвату труб при бурении скважин, — действие перепада давления. Однако при прочих равных условиях в возникновении прихвата существенную роль играют и физико-механические свойства фильтрационных корок, с которыми соприкасается буровый инструмент при прихвате.

Действие других факторов (температура, противодействие, качество смазочной добавки к буровому раствору, искривление ствола скважины, тип бурового раствора, проницаемость породы и фильтрационной корки, характер циркуляции) или не исследовали, или исследовали недостаточно, хотя в возникновении прихватов они (в ряде случаев) играют решающую роль. Значительный объем исследований проведен А.К. Самогоем. К наиболее распространенным прихватам он относит:

- у стенки скважины под действием перепада давления; вследствие заклинивания низа колонн при их движении в скважине;
- в результате желобообразования;
- вследствие сальникообразования;
- из-за нарушения устойчивого состояния пород;
- вследствие заклинивания колонн посторонними предметами;
- вследствие нарушения режима промывки;
- по причине заклинивания породоразрушающего инструмента;
- испытателей пластов при опробовании скважин в процессе бурения.

1. Прихваты у стенки скважины под действием перепада давления (между гидростатическим и пластовым) возможны при наличии в стволе скважины проницаемых отложений (песчаников, известняков и т.п.), при использовании бурового (глинистого) раствора и при наличии прижимающей силы, обусловленной нормальной составляющей веса труб, расположенных в зоне проницаемых отложений.

Этот вид прихватов возникает вследствие оставления колонны труб в неподвижном состоянии на определенное время, в течение которого поверхность труб соприкасается с фильтрационной коркой, постепенно уплотняющейся и принимающей на себя действие перепада давления. Обычно при возникновении этого вида прихватов циркуляция бурового раствора сохраняется.

2. Прихваты вследствие заклинивания низа колонн труб характерны для зон сужения стволов скважин, вызванных сработкой долот по диаметру в твердых породах, для интервалов резкого искривления оси ствола скважины, а также для интервалов интенсивного нарастания фильтрационных корок, обвалообразования и др. Как правило, такие прихваты происходят при спуске инструмента и характеризуются его полной разгрузкой.

3. Прихват вследствие желобообразования характеризуется появлением мгновенных больших затяжек при подъеме инструмента. Попытки освободить инструмент дополнительными натяжками приводят к еще большему затягиванию его в желобную выработку. Обычно циркуляция после возникновения прихвата восстанавливается легко, но не способствует освобождению инструмента.

4. Прихваты вследствие сальникообразования возникают в основном при разбуривании глинистых отложений или хорошо проницаемых пород, на которых формируется толстая фильтрационная корка. В этих условиях образованию сальников способствуют загрязненность ствола скважины выбуренной породой при его неудовлетворительной промывке, плохая очистка бурового раствора от выбуренной породы и шлама, слипание частиц породы и фильтрационных корок, спуск инструмента до забоя без промежуточных промывок и проработок ствола или недостаточное и некачественное их проведение, длительное бурение в глинистых отложениях без периодического отрыва долота от забоя, ступенчатость ствола, уширения, каверны, желоба и т.п., негерметичность буровой колонны, загрязнение приемных емкостей насосов. Обычно в случае прихватов вследствие сальникообразований циркуляция теряется частично или полностью.

5. Прихваты вследствие нарушения устойчивого состояния пород приурочены к интервалам обвалообразования и осыпей, а также пластического течения пород, слагающих стенки скважин.

Обвалы пород характерны для отложений глинистого комплекса и отличаются внезапностью, особенно при бурении перемятых, тектонически нарушенных, сильнотрещиноватых и склонных к набуханию пород. В процессе бурения при промывке обвалы сопровождаются резким повышением давления, приводящим в ряде случаев к гидроразрывам пластов и поглощениям, интенсивным затяжкам и обильным выносам кусков обвалившейся породы, недохождением долота до забоя. В некоторых случаях обвалообразование возникает в результате поглощения бурового раствора со снижением уровня и, как следствие, противодействия в пространстве. Признаками осыпей пород являются: вынос оскольчатого шлама во время промывки скважины, посадки, затяжки инструмента, затруднения при спуске долота без проработок и интенсивных промывок, повышение давления в нагнетательной линии при бурении и проработках, сопровождающееся иногда поглощением бурового раствора.

Обвалообразование и осыпи связаны с циклическими колебаниями гидродинамического давления в процессе бурения скважин, большими значениями составляющих горного давления, несоответствием свойств бурового раствора горно-геологическим условиям бурения скважин, длительным оставлением пробуренных интервалов без крепления обсадными колоннами. Проявления пластических течений пород (в основном соленосных отложений) обусловлены недостаточными противодавлениями, несоответствием типа бурового раствора составу пород, а также влиянием термодинамических процессов.

6. Прихваты, связанные с заклиниванием колонн посторонними предметами (упавшими с устья скважины или находившимися в стволе и не проявлявшими себя ранее), возникают мгновенно, ликвидировать их расхаживанием и установкой ванн обычно не удается. Этот вид осложнений характерен и для скважин, находящихся в эксплуатации.

7. Прихваты, происшедшие вследствие нарушения режима промывки, характеризуются постепенным повышением давления при промывке, появлением затяжек, постепенным прекращением циркуляции. Указанное приводит к накоплению осадка из частиц шлама или утяжелителя в затрубном пространстве и трубах, а иногда и к поглощениям бурового раствора. Одной из причин подобных аварий являются промоины в колонне бурильных труб, хорошо прослеживаемые по снижению давления при циркуляции раствора. В ряде случаев, например при использовании в качестве утяжелителя барита, наблюдаются его флокуляция и выпадение в осадок, что становится заметным при восстановлении циркуляции и промывке.

8. Породоразрушающий инструмент заклинивается чаще всего при спуске, а также вращении на забое. Циркуляция бурового раствора при этом не теряется. Ремонт скважин, вызванный осложнением, связанным с заклиниванием колонковых долот и снарядов малого диаметра, очень сложен. Нередко приходится бурить второй ствол, а иногда ликвидировать скважину.

9. Прихваты испытателей пластов при опробовании скважин в процессе бурения следует отнести в особую категорию. В большинстве случаев прихват происходит вследствие "заиливания" фильтра при интенсивном притоке жидкости вместе с частицами слабосцементированных пород.

Приведенное распределение прихватов по видам осуществлено по наиболее вероятным признакам или совокупностям

признаков их возникновения. В природе взаимодействие различных факторов и процессов не приводит к возникновению прихвата только определенного вида. Так, при остановке колонны труб (например, при заклиниваниях в суженных частях ствола или желобных выработках) начинается процесс прихвата вследствие действия перепада давления, а при прекращении циркуляции — осаждения частиц шлама, утяжелителя и т.п. Процессы, происходящие в скважине при прихвате инструмента, взаимосвязаны и усложняют явления, дополняя друг друга. По сочетаниям конкретных ситуаций и признаков обычно удается определить причину происшедшего прихвата, а также способы его ликвидации.

Способы ликвидации прихватов очень разнообразны (рис. 7.1). Из диаграммы видно, что в южных районах страны с

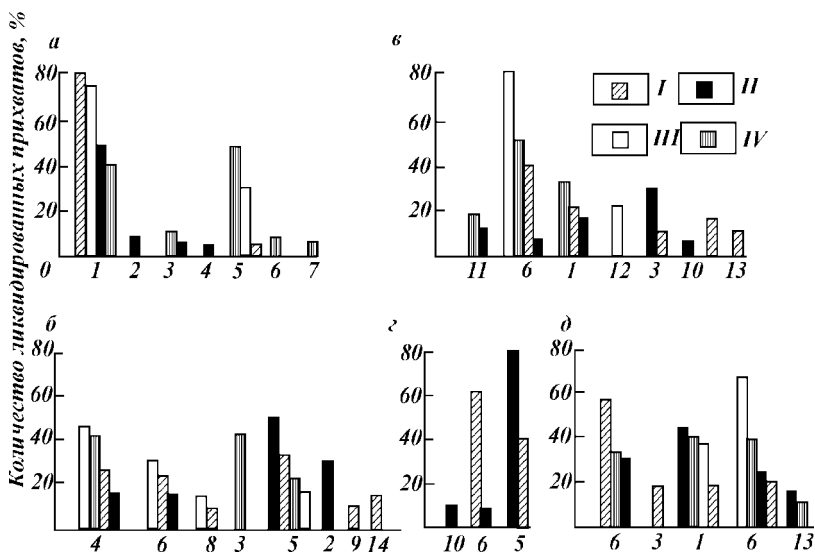


Рис. 7.1. Диаграммы способов ликвидации прихватов.

Причины прихватов: а – перепад давления; б – заклинивание инструмента; в – заклинивание в желобных выработках; г – обвалообразования; д – нарушение режима промывки

Объединения: I – Краснодарнефтегаз; II – Грознефть; III – Дагнефть; IV – Ставропольнефтегаз

Способы ликвидации прихватов: 1 – установка нефтяных ванн; 2 – установка кислотных и водяных ванн; 3 – работа шнуровыми торпедами; 4 – промывка нефтью; 5 – забуривание нового ствола; 6 – обуривание прихваченных труб; 7 – работа яссами; 8 – работа кумулятивными торпедами; 9 – отбивка инструмента ротором; 10 – промывка водой; 11 – применение лафетных колец; 12 – расхаживание инструмента; 13 – работа райбером вдоль УБТ; 14 – авария не ликвидирована

помощью установки нефтяных ванн ликвидируют 40–80 % прихватов, возникших вследствие действия перепада давления, и 20–40 % прихватов, возникших в результате заклинивания колонн в суженной части ствола скважины. Ликвидировать прихваты, возникшие вследствие обвала пород, чрезвычайно трудно, и они часто переходят в категорию аварий, так как приходится или фрезеровать прихваченную часть колонны, или устанавливать цементный мост и забуривать новый ствол.

В настоящее время в мировой практике широко используют следующие средства и способы предупреждения и ликвидации прихватов: растворы на углеводородной основе; растворы, обработанные лигносульфонатными реагентами, эффективные смазочные добавки (СМАД, СГ, ОЖК) и ПАВ; центрирующие элементы оснастки бурильной колонны, уменьшающие площадь контакта ее со стенками скважины; механические и гидромеханические устройства; нормирование плотности бурового раствора и расхода смазочных добавок; УБТ профильных сечений; профилометрию и своевременное разрушение желобов специальными компоновками и взрывами гибких торпед; предупреждение естественного всплывания рабочих агентов ванн; предупреждение произвольного искривления стволов путем использования специальных компоновок низа бурильной колонны; выбор конструкции скважин с учетом недопущения совместного вскрытия горизонтов с различными градиентами пластовых давлений и резкого повышения скорости бурения.

7.2. СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О СПОСОБАХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

Профилактика предусматривает: использование рациональных конструкций скважин; применение буровых растворов, свойства которых способствуют предупреждению прихвата колонны и обеспечению устойчивого состояния пород, слагающих стенку скважин; нормирование превышения гидростатического давления над пластовым; недопущение непланируемого искривления ствола скважины; предупреждение образования желобов и ликвидацию желобных выработок; применение противоприхватных компоновок ни-

за бурильных колонн; использование специальных приспособлений и устройств, предупреждающих заклинивание колонн труб в скважине в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Наименьшая вероятность прихвата у инструментов, имеющих меньший диаметр и длину (центратор, наддолотный калибратор, пакеры и др.).

При выборе рациональной конструкции скважины необходимо строго придерживаться следующих основных требований: не допускать совместное вскрытие горизонтов с различными градиентами пластовых давлений; своевременно перекрывать опасный участок ствола промежуточной колонной или хвостовиком. Нарушение этих требований приводит к возникновению прихватов под действием перепада давления, ликвидация которых на большой глубине не всегда возможна.

Способствуют устранению осложнений, приводящих к прихватам, и многокомпонентные буровые растворы, сохраняющие устойчивость пород, слагающих стенку скважин. Рекомендовано: предупреждать термическую и термосолевую деструкции бурового раствора, кольматировать высокопроницаемые породы, уменьшать колебания гидродинамического давления, формировать тонкую эластичную фильтрационную корку с низкими показателями фрикционных свойств и улучшать буримость пород.

Проблема сохранения устойчивости пород, слагающих стенки скважин, пока еще не полностью решена.

Применение известковых, гипсовых, малосиликатных с полимерными добавками при минимальной водоотдаче, с добавками поваренной соли и хлористого кальция, эмульсионных высокополимерных на неводной основе буровых растворов дает удовлетворительные результаты только в некоторых условиях, так как причины разупрочнения пород неодинаковы.

Противоприхватными свойствами обладают буровые растворы на углеводородной основе и обращенные эмульсии. Применение таких растворов благоприятствует улучшению буримости пород. Однако высокая стоимость, сложность регулирования их свойств в условиях высоких температур и давлений при агрессивной среде, дефицитность некоторых компонентов, повышенная пожароопасность сдерживают широкое использование этих буровых растворов.

Одна из наиболее сложных проблем при бурении — предотвращение коагуляции буровых растворов под действием

высоких температур, сопровождающаяся ростом водоотдачи и интенсивным структурообразованием, что повышает прихватоопасность.

Осложнения в скважинах, вызываемые термоокислительной деструкцией бурового раствора и являющиеся потенциально возможными причинами прихватов, удается предотвратить обработкой бурового раствора специальными термостойкими защитными реагентами. Считается, что УЩР и КССБ термостойки при отсутствии солевой агрессии. Крахмал и КМЦ термостойки до температуры соответственно 100 и 120—150 °С (КМЦ — в зависимости от степени полимеризации). Акриловые сополимеры термостойки при более высоких температурах, что позволяет иметь низкую водоотдачу солевых растворов при температуре 180—200 °С, пресных — до 250 °С (гипан, метас). Однако до сих пор для условий полиминеральной агрессии и высокой температуры (200—300 °С) проблема регулирования свойств бурового раствора остается нерешенной.

Предотвратить прихваты в интервалах залеганий проницаемых пород можно их кольматацией, так как существующие механические и физико-химические способы кольматации просты и с успехом применяются в различных условиях (М.Р. Мавлютов).

Время выравнивания давления в пристволенной зоне и фильтрационной корке до значения гидростатического, при прочих равных условиях, зависит от проницаемости пласта и заполняющего его флюида. По мере увеличения степени кольматации проницаемых пород процесс выравнивания давления интенсифицируется, и вероятность возникновения прихвата в кольматированном участке ствола при действии гидростатического давления резко уменьшается. При создании больших гидростатических давлений значительно возрастает опасность возникновения прихвата. Так, ранее пробуренный участок ствола скважины, представленный проницаемыми породами, становится прихватоопасным с увеличением перепада давления, вызванного необходимостью повышения гидростатического давления для предупреждения возникновения нефте-, газо-, водопроявлений или обвалообразования.

Свойства бурового раствора не должны способствовать возникновению больших колебаний гидродинамического давления в стволе скважины в процессе циркуляции, при ее восстановлении и спускоподъемных операциях. Для этого реологические свойства буровых растворов должны быть по воз-

возможности минимальными и регулируемые с помощью реагентов — понизителей вязкости и структурообразователей.

На возникновение прихватов в значительной степени влияют структурно-механические свойства фильтрационных пород (адгезионная способность, сопротивление сдвигу, прочность), зависящие от содержания твердой фазы в буровом растворе и ее состава, вида химической обработки и смазочной способности раствора.

Фрикционные свойства фильтрационных корок снижают применением высококачественных глинопорошков и утяжелителей, улучшением очистки раствора. Фильтрационные корки должны быть тонкими, эластичными, мало- или непроницаемыми, с минимальными силами адгезии и коэффициентом трения.

Наименьшими показателями фрикционных свойств обладают (А.К. Самотей) фильтрационные корки, образовавшиеся из растворов, содержащих нефтепродукты с длинными углеводородными цепями (окисленный петролатум, синтетические жирные кислоты и т.п.).

Самая распространенная смазочная добавка на промыслах в настоящее время — сырая нефть, рациональное содержание которой в буровом растворе в зависимости от его плотности и температуры окружающей среды колеблется в пределах 10—18 %. Расчеты показывают, что в зависимости от геолого-технических условий бурения расход нефти для предупреждения прихватов составляет 0,05—0,10 т на 1 м проходки.

Эффективность применения нефти как смазочной добавки при высокой температуре резко снижается, поэтому целесообразнее использовать другие, менее дорогие и более эффективные продукты, например смеси гудронов (СГ), омыленные жирные кислоты (ОЖК), поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Строгие требования должны предъявляться к выполнению условия нормирования превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. Существующие способы оценки пластовых давлений не совершенны и применяются главным образом при исследовании продуктивных пластов. В остальных случаях сведения о предполагаемых пластовых давлениях получают в результате анализа данных о различных осложнениях, возникающих при проводке скважин.

Как правило, вероятность возникновения прихватов возрастает с увеличением произвольного искривления скважины. Характер искривления скважин, бурящихся в различных гео-

лого-технических условиях, различен и зависит от совместного действия многих факторов. Используются жесткие компоновки низа бурильных колонн и регулирование осевых нагрузок на долото в зависимости от угла падения пластов и перемежаемости пород по твердости; внедряется контроль за искривлением скважин; применяется для бурения скважин большого диаметра реактивно-турбинный способ бурения (РТБ) и долотный бур (БД). Следует обратить особое внимание на возможность увеличения прихватов в горизонтальном бурении.

Наиболее серьезные осложнения, наблюдаемые при проводке скважин (особенно искривленных и наклонно направленных), — затяжки и посадки бурильного инструмента в участках ствола с желобными выработками, которые важно своевременно обнаружить и нейтрализовать.

Желобообразование можно обнаружить и оценить профилометрией, а нейтрализовать — проработкой его интервалов специальными компоновками бурильного инструмента и взрывом в них гибких торпед. Для профилометрии зон желобообразования необходим надежный многоточечный (шести-, восьми-) профиломер, позволяющий также исследовать азимутальное развитие желобных выработок в стволе скважины.

Как эффективные мероприятия для предупреждения прихватов можно использовать уменьшение фактической площади контакта труб со стенкой скважины, достигаемое в результате применения центрирующих приспособлений, УБТ профильного сечения, квадратных УБТ со смещенными гранями и т.д.

Около 50 % прихватов происходят вследствие заклинивания труб в результате огромной силы инерции колонны, предотвратить которую при высоких скоростях движения бурильного инструмента практически невозможно, так как буровый инструмент реагирует на появление затяжки или посадки только через 5—7 с после ее возникновения. Для торможения требуется 10—15 с, а общее время, в течение которого низ буровой колонны взаимодействует со стенками скважины в момент посадки или затяжки, доходит до 25—30 с. Причем значение затяжки порой превышает допустимое, а значение посадки достигает веса бурильного инструмента. Для предотвращения заклинивания буровой колонны необходимо четко контролировать нагрузки при спуске, подъеме, вращении и экстренно останавливать колонну при появлении малейших дополнительных сил сопротивления.

Борьба с прихватами базируется на совокупности использования опыта по ликвидации прихватов и селективного подбора наиболее эффективного для каждого конкретного случая способа или последовательного их применения. Однако подобный метод увеличивает затраты на борьбу с прихватами, особенно когда трудно определить их основную причину. Чтобы выбрать оптимальный способ ликвидации прихвата, необходимо получить минимальные затраты, рассчитать которые можно с использованием методов математической статистики, в частности теории статистических решений.

Для ликвидации прихватов широко применяются жидкостные ванны с применением в качестве рабочих агентов нефти, воды, кислот, щелочей, а также их комбинаций. Однако наиболее эффективны нефтяные ванны с использованием ПАВ, например с дисольваном. Механизм действия химически малоактивных веществ (нефть, вода) до конца не изучен. Видимо, наряду с проникновением этих веществ в зону контакта труб с породой или с фильтрационной коркой, сопровождающимся смачиванием и смазыванием трущихся пар, происходят эрозия фильтрационных корок, образование в корках каналов, способствующих сообщению скважины с пластом и выравниванию давлений, повышение пластового давления в пристволенной зоне скважины вследствие фильтрации нефти и воды в пласт при определенных условиях, в результате уменьшается перепад давления, действующий в зоне прихвата. Явления на границе сред металл — фильтрационная корка или порода, рабочий агент ванны — буровой раствор — стенка скважины — металл изучены недостаточно.

Для предупреждения миграции агентов ванн из зоны прихвата применяются буферные жидкости. Растворы, содержащие макромoleкулярные соединения, обладают хорошо регулируемыми структурно-механическими свойствами (путем изменения концентрации полимера и подбора растворителей и разбавителей). Фильтратоотделение таких растворов крайне мало, несмешение их с буровым раствором и агентом ванны выгодно отличает их от других разделителей. При необходимости плотность жидкости, используемой в качестве буферной, может быть доведена до требуемых значений. Среди композиций указанных жидкостей в первую очередь могут найти широкое применение: а) раствор натурального каучука (НК) концентрацией 0,3—3,0 % в предельных углеводородах (бензине, керосине, дизельном топливе); б) раствор синтетических каучуков (СК) концентрацией 0,5—5,0 % в предельных или ароматических углеводородах (дизельном топливе, арома-

тизированном газоконденсате, сланцевом конденсате, ксилолах и др.); в) раствор полистирола концентрацией 0,2–3,0 % в ароматических углеводородах; г) растворы поливинилацетата в простых и сложных эфирах. С точки зрения экономичности наиболее целесообразно применение растворов НК и СК,готавливаемых из соответствующих латексов.

Причинами безрезультатной установки ванн являются несоответствие виду прихвата; несоблюдение определенной технологически необходимой и достаточной последовательности проведения работ; значительная задержка во времени после возникновения прихвата; недостаточно выбранный объем рабочего агента для полного перекрытия зоны прихвата, уменьшения перепада давления и проведения необходимого цикла работ; непринятие мер по предупреждению миграции рабочего агента из зоны прихвата, смешивания его с буровым раствором, а также флокуляции барита в растворе.

Соблюдение правил установки жидкостных ванн позволяет устранить указанные недостатки и значительно повысить эффективность применения этого способа.

Взрыв (в сочетании с прихватопределятелями) также можно рекомендовать для ликвидации прихватов, причем наиболее эффективно немедленное его использование с целью встряхивания колонны труб (применяют гибкие торпеды) и ликвидации заклинивания долота (применяют фугасные торпеды).

Для ликвидации прихватов используют гидроимпульсный способ (ГИС), при котором реализуется эффект упругих колебаний колонны труб и жидкости при резком снятии предварительно созданных в них напряжений вследствие избыточного давления внутри колонны труб.

Этот способ наиболее эффективен для устранения прихватов, вызванных действием перепада давления, а также сальников и осыпей пород, реже — желобообразованием.

Ограничивающие условия применения ГИС

Применение.....	Немедленное
Определенная длина неприхваточной части труб, м.....	≥ 1500
Избыточное давление, МПа на 1000 м колонны.....	≥ 7
Циркуляция.....	Обязательная
Плотность бурового раствора, г/см ³	≥ 1,35
Целостность и герметичность колонн.....	Обязательные
Породы в разрезе.....	Устойчивые
Специальные приспособления для мгновенного сообщения внутритрубного и затрубного пространства.....	Отсутствуют

7.3. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ ПРИХВАТОВ КОЛОННЫ ТРУБ

На прихват бурильной колонны труб в скважине влияет множество факторов, которые по своей природе являются следствием физико-химического, физико-механического и других видов взаимодействия инструмента с породой и буровым раствором.

Для объективного описания существующих точек зрения на природу прихватов были опрошены специалисты с последующей статистической обработкой результатов опроса.

В опросный лист (А.К. Самотой) было включено 18 факторов, в значительной степени, по мнению автора, влияющих на возникновение прихватов:

- 1) искривление ствола скважины;
- 2) вид смазочной добавки;
- 3) тип бурового раствора;
- 4) соблюдение технических правил и норм;
- 5) жесткость низа бурильной колонны;
- 6) площадь поверхности контакта;
- 7) коэффициент трения в зоне контакта;
- 8) время контакта колонны труб, находящейся в покое, со стенкой скважины;
- 9) значение перепада давления;
- 10) физико-механические свойства бурового раствора;
- 11) температура в зоне прихвата;
- 12) абсолютное значение гидростатического давления;
- 13) проницаемость породы в зоне прихвата;
- 14) тип пластового флюида;
- 15) физико-механические свойства фильтрационных корок;
- 16) пористость породы;
- 17) скорость восходящего потока бурового раствора;
- 18) количество смазывающей добавки в растворе.

7.4. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТОВ

Мероприятия по предупреждению прихватов колонн, неукоснительно исполняемые, практически снимают проблему, связанную с ликвидацией прихватов.

7.4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Скважины в процессе строительства обсаживаются обсадными колоннами, исходя из недопустимости совместного вскрытия горизонтов с взаимоисключающими аномальными градиентами пластового давления и необходимостью перекрытия интервалов, бурение которых связано с преодолением различных по природе осложнений (поглощений, газонефтепроявлений, обвалов стенки скважин).

Промывка ствола скважины должна обеспечивать скорость восходящего потока раствора в кольцевом пространстве не ниже приведенной в табл. 7.1. Подача насоса Q , необходимая для обеспечения этих скоростей, подсчитывается по формуле

$$Q = vF \cdot 10^3 \text{ л/с},$$

где v — скорость восходящего потока, м/с; F — площадь кольцевого сечения, м² (см. табл. 7.1).

Если невозможно обеспечить нужную подачу буровых насосов для улучшения качества очистки ствола скважины от выбуренной породы (за счет турбулизации потока в кольцевом пространстве), необходимо в процессе бурения периодически приподнимать инструмент на длину ведущей трубы и, вращая, спускать его с максимально допустимой для этих условий скоростью (в зонах с высокими значениями градиентов гидроразрыва пород).

Если при турбинном бурении не обеспечивается достаточная скорость восходящего потока, необходимо практиковать периодический спуск долота без турбобура и промывку скважины в течение 2–3 циклов при максимально возможной подаче насосов. Периодичность таких промывок устанавливается для каждой скважины в отдельности в зависимости от конкретных геолого-технических условий бурения.

При роторном бурении под кондуктор или промежуточную колонну диаметром более 346 мм, когда невозможно получить рекомендованную скорость восходящего потока, необходимо увеличивать время промывки перед наращиванием и перед подъемом инструмента, а иногда и снижать скорость бурения в мягких породах.

Не допускается длительная (свыше 30 мин) промывка ствола с пониженной подачей, например одним насосом вместо двух.

Чтобы обеспечить контроль качества промывки, на выкиде буровых насосов устанавливаются регистрирующие манометры.

Необходимая скорость восходящего потока бурового раствора в скважинах

Диаметр долота, мм	Диаметр буровых труб, мм	Площадь кольцевого сечения, м ²	Скорость восходящего потока (м/с) при следующих глубинах скважины, м					
			0—1000	1000—2000	2000—3000	3000—4000	4000—5000	5000—6000
140	73	0,0112	1,8	1,8	1,5	1,4	1,2	0,8
145	73	0,0123	1,8	1,8	1,5	1,4	1,2	0,8
145	89	0,0103	1,8	1,8	1,5	1,4	1,0	0,8
161	89	0,0141	1,8	1,8	1,5	1,2	1,0	0,7
190	89	0,0221	2,0	2,0	1,6	1,2	1,0	0,6
190	114	0,0181	2,0	2,0	2,0	1,5	1,1	0,8
214	114	0,0258	2,0	1,9	1,8	1,8	0,9	0,7
214	127	0,0233	2,0	1,9	1,8	1,8	0,9	—
214	140	0,0204	2,0	1,9	1,8	1,8	—	—
243	114	0,0362	1,5	1,3	1,1	0,9	0,6	—
243	127	0,0337	1,5	1,3	1,1	1,0	0,6	—
243	140	0,0303	1,5	1,3	1,1	1,0	—	—
243	146	0,0296	1,5	1,3	1,1	1,0	—	—
269	127	0,0442	1,3	1,1	1,0	0,8	—	—
269	140	0,0412	1,3	1,1	1,0	0,8	—	—
269	146	0,0401	1,3	1,1	1,1	0,7	—	—
269	168	0,0347	1,3	1,1	1,1	—	—	—
295	140	0,0527	1,2	1,0	1,0	0,6	—	—
295	146	0,0516	1,2	1,0	1,0	0,5	—	—
295	168	0,0462	1,2	1,0	1,0	—	—	—
320	168	0,0583	1,1	0,9	0,9	—	—	—
346	168	0,0718	0,9	0,8	0,7	—	—	—
370	168	0,0858	0,8	0,7	0,6	—	—	—
394	168	0,0997	0,7	0,6	0,5	—	—	—
445	168	0,1333	0,5	0,4	—	—	—	—
490	168	0,1664	0,4	0,4	—	—	—	—

метры, непрерывно контролирующие давление в нагнетательной системе; в случае снижения давления (после тщательной проверки насосов и установления их нормальной работы) колонну буровых труб следует поднять, трубы осмотреть, при необходимости опрессовать и провести дефектоскопию.

Профилактическая опрессовка и дефектоскопия труб производятся строго по графику, утвержденному руководством бурового предприятия. Трубы опрессовываются водой давлением 20 МПа с предварительной переборкой свечей.

Химическая обработка и качество бурового раствора должны соответствовать требованиям геолого-технического наряда. При выборе плотности бурового раствора необходимо учитывать пластовое давление. В прихватоопасных интервалах, расположенных на глубине более 1200 м и представленных хорошо проницаемыми отложениями, например пес-

чаниками и трещиноватыми известняками, гидростатическое давление не должно превышать пластовое давление более чем на 5–10 %; в этих же условиях водоотдача должна быть не более 3–4 см³ за 30 мин на приборе ВМ-6.

Для повышения смазочной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в буровом растворе определенное содержание смазочных веществ: нефти, СМАД-1, омыленных жирных кислот (ОЖК), смеси гидронов (СГ) и др.

В буровом растворе в зависимости от плотности должно содержаться определенное количество нефти:

Плотность раствора, г/см ³	1,20–1,30	1,30–1,50	1,50–1,70	1,70–2,0	2,0
Содержание нефти, %.....	8–10	10–12	12–15	15–18	20

При наличии прихватоопасных интервалов в условиях высоких температур и давлений рекомендуется применять эффективные смазочные вещества: СМАД-1, ОЖК, СГ — 2,4 %. Добавка 2–2,5 % этих веществ к объему циркулирующего раствора эквивалентна по смазочному действию добавке 10 % нефти.

Расход нефти на 1 м бурения ствола должен составлять 80–100, а СМАД-1, ОЖК и СГ — 20–25 кг; при бурении прихватоопасных интервалов удельный расход смазки увеличивается на 20–80 %. При бурении глубоких скважин рекомендуется добавлять в буровой раствор 1–2 % серебристого графита.

Содержание нефти в растворе контролируется не реже одного раза в сутки прибором Дина — Старка или по ускоренной методике АзНИИбурнефти, а также электроцентрифугированием. Последний способ предпочтителен, так как обладает достаточной для промысловых исследований точностью замеров и нетрудоемок.

Для увеличения степени диспергирования нефти в буровом растворе применяются поверхностно-активные вещества: сульфонол, дисольван, НРВ — до 1 % по товарному продукту. Нефть вводится в буровой раствор через нагнетательную линию насоса с помощью агрегата цементирующего.

При бурении скважины строго контролируют и регистрируют в специальном журнале следующие параметры бурового раствора: плотность, условную вязкость (по ПВ-5), водоотдачу за 30 мин (по ВМ-6), статическое напряжение сдвига, замеренное через 1 и 10 мин (прибором СНС-2), толщину фильтрационной корки, содержание нефти и песка в растворе, показатель рН среды; фиксируют объем и дату ввода в

буровой раствор химических реагентов, добавок, утяжелителя.

Каждая буровая установка должна быть оснащена лабораторией по контролю свойств буровых растворов, оборудованной приборами и укомплектованной набором химических реагентов, применяющихся при бурении скважин.

Очищается буровой раствор от выбуренной породы виброситами, гидроциклонными установками и другими средствами.

Для приготовления бурового раствора используют порошкообразные сухие материалы. В качестве утяжелителя рекомендуется применять барит.

УЦР для обработки раствора готовится по рецептуре лаборатории, при этом необходимо учитывать влажность бурового угля и концентрацию каустической соды. Реагент после затворения должен быть настоен в течение 12–16 ч и содержать 3–6 % гуминовых веществ при плотности $1,06 - 0,07 \text{ г/см}^3$ и вязкости не менее 45 с по ПВ-5. Применение неправильно приготовленного реагента ведет к увеличению щелочности раствора и возрастанию липкости фильтрационной корки.

При спуске инструмента в скважину производятся промежуточные промывки для разрушения структуры раствора и предупреждения возникновения дополнительного гидродинамического давления. Интервалы и периодичность промывок устанавливаются руководством буровой установки. Возобновляют циркуляцию одним насосом при вращении колонны.

Для предупреждения прихватов, которые могут быть вызваны поглощением бурового раствора, необходимо понизить гидродинамическое давление при спуске инструмента (колонн) уменьшением структурно-механических свойств бурового раствора и ограничением скорости спуска труб.

При временном прекращении циркуляции бурового раствора колонну бурильных труб поднимают от забоя на длину ведущей трубы, периодически (через 5–10 мин) расхаживают и проворачивают ротором.

В случае невозможности движения колонны бурения труб в скважине она разгружается на забой с таким расчетом, чтобы сжатая ее часть находилась между забоем и башмаком предыдущей обсадной колонны (между забоем и хвостовиком) или на 200 м выше возможных интервалов прихвата. При этом промывка прекращается с периодическим возобновлением при длительных остановках.

Во время продолжительных остановок, вызванных неисправностью подъемного механизма, колонна труб подвешивается на роторе и проворачивается.

Запрещается углублять скважину, когда колонна труб движется в ней с затяжками, посадками, подклиниваниями, вызванными осыпями, обвалами, пластическими деформациями пород, толстыми фильтрационными корками на проницаемых поверхностях. Эти осложнения ликвидируются тщательными проработками и регулированием свойств бурового раствора.

В процессе бурения каждой скважины необходимо вести карту осложненности ствола, в которой фиксируют замеченные и происшедшие осложнения и аварии, даты их возникновения и способы ликвидации. В дальнейшем карты осложненности анализируются, данные об осложнениях и авариях систематизируются по определенным литолого-стратиграфическим горизонтам и выбираются эффективные способы преодоления осложнений при бурении скважин в конкретном регионе.

Для предупреждения флоккуляции и выпадения в осадок частиц баритового утяжелителя и, как следствие, возникновения прихватов необходимо перед вводом в буровой раствор анионоактивных ПАВ (сульфонола, нефти, окисленного петролатума, соапстоков) предварительно обрабатывать растворы гидрофилизующими реагентами (УЦР, гипан, метас, КМЦ). Аналогичные обработки раствора необходимы и перед установкой нефтяных ванн для предупреждения флоккуляции утяжелителя в зонах смешения нефти с буровым раствором.

Кальциевые растворы, где содержание ионов кальция превышает 0,015—0,020 %, перед добавлением анионоактивных ПАВ рекомендуется предварительно обрабатывать неорганическими фосфатами (гексаметафосфат, триполифосфат, пирофосфат).

Для предупреждения неуправляемого искривления необходимо:

запретить применение нецентрированного устьевого оборудования, погнутых бурильных, УБТ и ведущих бурильных труб;

бурить скважины большого размера (346 мм и более) реактивно-турбинным буром (РТБ);

бурить скважины диаметром 320 мм и менее, применяя конструкции низа бурильных колонн, обеспечивающие их вертикальность;

выбирать осевые нагрузки на долото в зависимости от угла залегания пластов и перемежаемости крепких и мягких пород;

осуществлять своевременный и качественный контроль за искривлением скважины;

выявлять геофизическими способами на каждой разбуриваемой площади интервалы залегания и мощности крепких прослоев (15–20 см);

применять в компоновках низа бурильных колонн профильные, а в глубоких скважинах – УБТ требуемого диаметра (90, 120, 133 мм);

тщательно изучать материалы бурения законченных скважин для разработки мероприятий по предупреждению искривлений;

намечать комплекс мероприятий по предупреждению и борьбе с искривлениями до начала бурения скважины.

7.4.2. ПРИХВАТЫ У СТЕНКИ СКВАЖИНЫ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Буровой раствор обрабатывается химическими реагентами, способствующими образованию тонких малопроницаемых эластичных фильтрационных корок (ССБ, КССБ, КМЦ, метас и др.). Реагенты подбираются в зависимости от температурных условий в скважине, агрессивности среды и других определяющих факторов.

При бурении скважин следует поддерживать минимальные произвольные углы искривления и изменения азимута в интервалах проницаемых пород, контролируя пространственное положение скважины периодическими замерами его инклинометрами. Интервалы резких перегибов ствола прорабатываются и шаблонизируются с малой скоростью подачи колонны труб. Типы компоновок низа бурильных колонн определяются конкретными условиями на базе действующих руководств и инструкций.

Для уменьшения фактической площади контакта труб и инструмента со стенками скважины применяются утяжеленные бурильные трубы с профильным поперечным сечением (квадратные, круглые с канавками на поверхности), УБТ со специальными центрирующими втулками (рис. 7.2, табл. 7.2), УБТ квадратного сечения со смещенными гранями – КУБТ-СГ (рис. 7.3, табл. 7.3, 7.4), переводники-центраторы, в том числе и упругие (рис. 7.4, 7.5, табл. 7.4, 7.5), переводники-

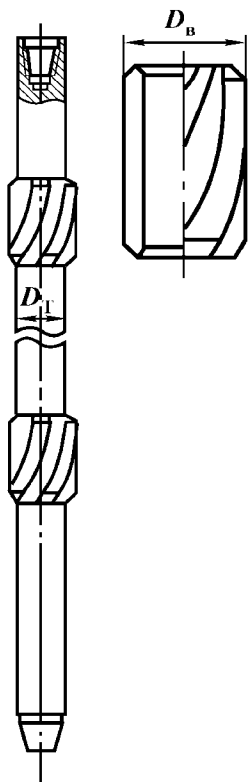


Рис. 7.2. Утяжеленная бурильная труба с приваренными стальными втулками:

$D_{\text{т}}$ – наружный диаметр трубы; $D_{\text{в}}$ – наружный диаметр втулки

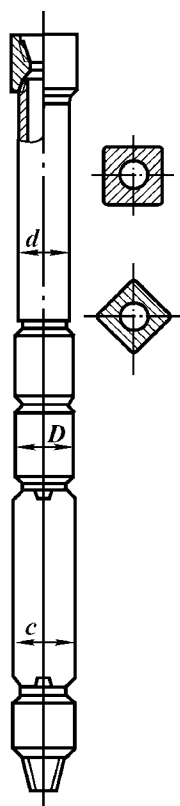


Рис. 7.3. Утяжеленные бурильные трубы со смещенными гранями (КУБТ-СТ):

d – сторона квадрата; D – наружный диаметр переходника; c – размер квадратной УБТ по диагонали

центраторы для соединения отдельных секций турбобура, центрирующие противоприхватные промежуточные опоры (устанавливаются между свечами УБТ), свечи из коротких (по 6–8 м) бурильных труб.

Не допускается нахождение бурильной колонны без движения в открытом стволе скважины более 10 мин, а в свежепробуренном проницаемом интервале – более 3 мин.

В случае невозможности предупредить образование толстых фильтрационных корок на хорошо проницаемой стенке скважины, способствующих появлению затяжек и посадок колонны труб, рекомендуется тщательно проработать ствол

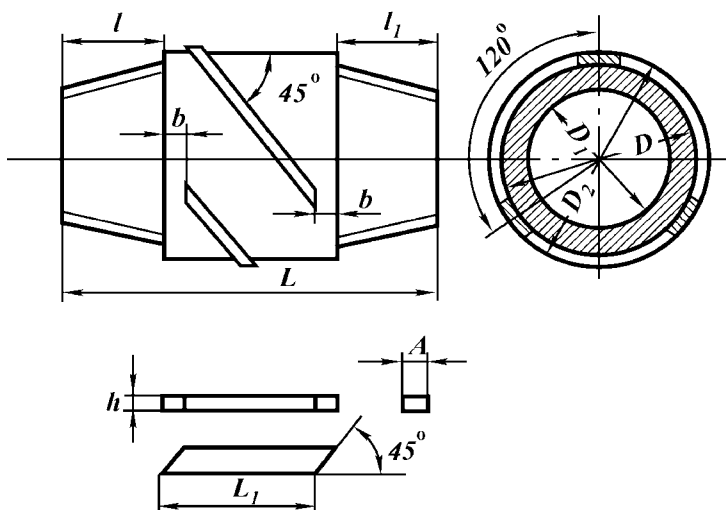


Рис. 7.4. Переводник с приваренными ребрами для соединения секционных турбобуров:

D – наружный диаметр по телу; D_1 – внутренний диаметр; D_2 – наружный диаметр по ребрам; l_1 – длина верхнего ниппеля; l – длина нижнего ниппеля; b – расстояние до торца; L – длина переводника; L_1 – длина приваренного ребра; h – ширина ребра; A – высота ребра

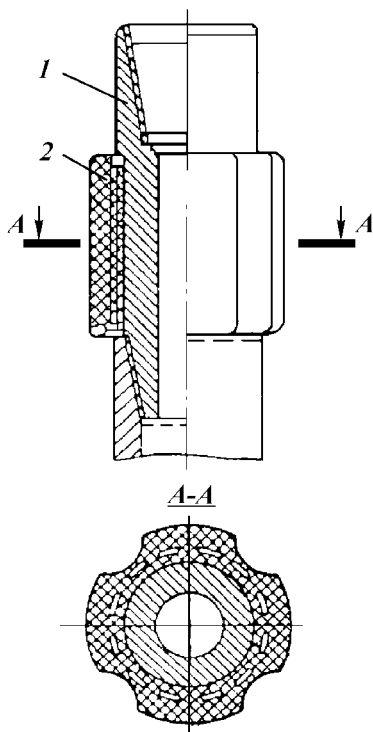


Рис. 7.5. Упругий центратор:

1 – переводник; 2 – резиновая втулка

Таблица 7.2

Размеры УБТ и втулок

Диаметр долота, мм	Диаметр УБТ $D_{\text{УБТ}}$, мм	Диаметр втулки $D_{\text{в}}$, мм	Глубина канавки, мм
269	203	235	9
243	178	210	8
214	146	175	7

Таблица 7.3

Размеры КУБТ-СГ

Диаметр долота, мм	Размеры КУБТ-СГ, мм		Диаметр переводника D , мм
	по диагонали c	по стороне квадрата d	
243	203–230	155–175	203
214	178–203	140–155	178
190	160–178	125–140	160

Таблица 7.4

Рекомендуемые сочетания КУБТ-СГ и УБТ круглого сечения

Размер КУБТ-СГ по диагонали c , мм	Диаметр УБТ круглого сечения, мм
230	203
203	178
178	160
160	146

скважины в этих интервалах и осуществить углубленную кольматацию проницаемого интервала ствола путем установки специальной ванны из отверждаемой смеси. Составы смесей приведены в табл. 7.6.

Большие интервалы хорошо проницаемых отложений, опасных с точки зрения прихватов, рекомендуется перекрывать промежуточными колоннами или хвостовиками.

На каждой буровой необходимо устанавливать емкость, обеспечивающую запас нефти объемом в 20–25 м³.

При возникновении прихвата бурильщик обязан:

восстановить циркуляцию и вести промывку скважины с подачей, не меньшей, чем при бурении скважины в предыдущем интервале;

расхаживать инструмент с допустимыми нагрузками и пе-

Таблица 7.5

Размеры соединительного переводника и металлической планки

Обозначение турбобура	Размеры соединительного переводника, мм							Марка стали	Размеры металлической планки, мм			Марка стали
	D	L	D_1	D_2	l	l_1	B		L_1	A	h	
ТС5Б-9"	240	460	165	258	120	120	20	40ХФА 40Х	254	50	9–9,5	Д
ЗТС5А-8"	215	500	155	231	154	127	20		252	40	8–8,5	Д

Состав смесей для спецванн

Компоненты смеси	Содержа- ние, %	Температур- ные интер- валы приме- нения, °С	Характеристика рас- твор, камня
Гипан	60–80	100–150	Плотность 1,11–1,20 г/см³. Прочный студ- необразный мате- риал Плотность несколько ниже плотности бурового раствора (воды). Камень не- проницаемый, проч- ный
Бихромат аммония	7–20	5–45	
Тиосульфат натрия	3–15		
Едкий натр	1–5		
Смола ТС-10	20–30		
Формалин	10–20		
Буровой раствор (вода)	60–70	15–100	То же
Смола ТС-10	20–30		
Уротропин	5–10		
Буровой раствор (вода)	65–75		
Поливинилхлорид	3–10		
Дибутилфталат	15–25		
Ксилол	60–80	–30 ... +50	
Хлористый цинк	0,2–2		
Стирол	70–80		
Дивинилбензол	15–25		
Хлорное олово	0,8–2		
Метилметакрилат	0,5–4		
Карбоксиметил- целлюлоза	3–7	0–50	Плотность 1,0– 1,1 г/см³. Прочная студнеобразная масса
Сульфат хрома	3–7		
Вода	86–94		

риодическим "отбиванием" его ротором; если в течение 2–3 ч освободить колонну не удастся, плавно разгрузить ее на вес, соответствующий весу колонны в необсаженном стволе скважины;

через каждые 15 мин (вплоть до получения указаний от соответствующего технического руководства) производить натяжку до собственного веса и разгрузку на вес инструмента, находящегося в необсаженном стволе, и проворачивать колонну при собственном весе на допустимое число оборотов.

7.4.3. ПРИХВАТЫ ВСЛЕДСТВИЕ ЗАКЛИНИВАНИЯ НИЗА КОЛОННЫ ПРИ ЕЕ ДВИЖЕНИИ В СКВАЖИНЕ

Все завезенные на буровую установку долота должны быть тщательно осмотрены и прошаблонированы кольцевым шаблоном. Для каждой модели долот необходимо использовать три шаблона: один – стандартного диаметра, два других – максимального и минимального (согласно нормам). После осмотра и шаблонирования буровой мастер записывает в буровой журнал модель, номер и размер долот, а также порядок их спуска в скважину. Пригодные для работы долота необходимо хранить на специальной площадке, отбракованные – вывозить с буровой.

Перед спуском нового долота в скважину бурильщик обязан:

- знать интервал, пробуренный предыдущим долотом, интервалы посадок и затяжек инструмента и их значения;

- знать степень срабатывания и фактический диаметр сработанного долота;

- проверить состояние спускаемого в скважину долота (чистоту промывочных отверстий, пригодность резьбы, сколы и т.п.).

После подъема буровой мастер обязан проверить сработку каждого долота и занести данные в рапорт по коду.

Новое долото следует спускать осторожно, не допуская посадок более 3–4 тс (30–40 кН). Особенно осторожно следует спускать долото, отличное по конфигурации от предыдущего (трехперое после шарошечного, четырехшарошечное колонковое после трехшарошечного и т.п.), а также новую, по сравнению с предыдущей, компоновку низа бурильной колонны.

Интервал бурения предыдущим долотом следует прорабатывать при осевой нагрузке не более 30 кН.

Категорически запрещается производить спуск колонны труб с посадкой. При появлении посадок спуск следует приостановить, инструмент из зоны затяжек поднять не менее чем на длину ведущей трубы, затем интервал посадок и затяжек тщательно проработать.

Ствол скважины необходимо периодически шаблонировать. Не допускается пребывание долота ниже места предыдущих проработок более 36–40 ч. По истечении этого времени необходимо приподнять инструмент на 100–500 м и проработать интервалы замеченных затяжек и посадок. В ос-

ложненных стволах такие операции надо повторять чаще, исходя из данных, определенных опытным путем.

В интервалах затяжек и посадок скорости спуска и подъема ограничиваются.

При возникновении прихвата в процессе спуска бурильщик обязан:

- расхаживать бурильную колонну натяжкой и проворачивать ротором с допустимыми нагрузками (не менее 4–5 раз);

- по возможности восстановить циркуляцию и промыть скважину при периодическом расхаживании через 15–20 мин с нагрузками в пределах от собственного веса (100–150 кН) сверх веса колонны труб (запрещается освобождать инструмент путем расхаживания и вращения его с разгрузкой).

При заклинивании колонны во время подъема бурильщик обязан:

- немедленно разгрузить колонну бурильных труб на 200–300 кН и попытаться пропустить инструмент вниз (повторить операцию 4–5 раз);

- поворачивать инструмент ротором с помощью ведущей трубы или клинового захвата при разгруженном на 30–50 кН инструменте, исключить проскальзывание труб в клиновом захвате;

- по возможности восстановить циркуляцию и повторить действия по предыдущим пунктам. Запрещается освобождать инструмент расхаживанием его натяжкой сверх собственного веса.

7.4.4. ПРИХВАТЫ ТРУБ В ЖЕЛОБНЫХ ВЫРАБОТКАХ

При проектировании и бурении вертикальных скважин не допускаются изменения зенитного угла более 1° на 100 м, абсолютное значение угла искривления не должно превышать $3\text{--}4^\circ$.

Определять конфигурацию ствола скважины для контроля за образованием и развитием желобов следует с помощью профиломеров, так как замеры каверномером в этих целях положительных результатов не дают. Первый замер необходимо производить после 500 м бурения ниже башмака первой промежуточной колонны, а затем после каждых 200–300 м бурения ствола. Измерение начинают с забоя скважины. В случае регистрации желобной выработки измерения повторяют через каждые 100 м бурения. Чтобы обеспечить безо-

пасность работы в интервалах желобообразования, необходимо применять инструменты, диаметр которых меньше в 1,4–1,5 раза большего из диаметров замков бурильных труб.

Необходимо избегать изменений компоновки нижней части бурильной колонны. Если нужно спустить в скважину инструмент с диаметром, незначительно отличающимся от диаметра замков труб, то в интервалах с наличием желобов следует проработать ствол скважины и ограничить скорости спуска и подъема, наблюдая за показаниями индикатора веса.

Интервалы желобных выработок прорабатывают расширителем, установив под ним хвостовик из бурильных труб длиной 300–400 м с долотом. При этом нужно обращать особое внимание на тщательность крепления резьбовых соединений в трубах, расположенных ниже расширителя. Для проработки в мягких и средней прочности породах применяются лопастные расширители, а в крепких породах – шарошечные.

При проработке интервала желобных выработок используется такая компоновка: пикообразное долото меньшего по отношению к стволу скважины диаметра, УБТ, четырехлопастный спиральный центратор, диаметр которого в 1,1–1,25 раза больше ширины желоба, но меньше номинального диаметра скважины, бурильные трубы, лопастный или шарошечный расширитель, бурильные трубы.

Процесс разрушения желобных выработок контролируется по объему выносимого из скважины шлама, а также по крутящему моменту, фиксируемому моментомером. В процессе разрушения желоба промывку следует производить с максимально возможной подачей и ограниченной скоростью проработки до исчезновения внешних признаков желобной выработки. Эффективность разрушения выработки проверяют профилемером.

В случае невозможности выполнения работ по проработке с расширителем (в результате отсутствия зумпфа достаточной величины, наличия большого угла искривления) рекомендует-ся желобные выработки разрушать взрывом специальных гибких торпед или торпед из детонирующего шнура. Торпедированию подвергаются интервалы, характеризующиеся по профилометрии наличием прихватоопасных желобов и проявившие себя интенсивными затяжками и посадками бурильной колонны. Особое внимание уделяется торпедированию твердых пропластков. В качестве гибких торпед могут быть использованы параллельно соединенные шнуры ДШУ.

Гибкие торпеды, располагаясь на дне желоба, позволяют на всем его протяжении расширить наиболее узкую часть за счет частичного обрушения и уплотнения породы. В случае, если опасный интервал желобов больше одной торпеды и требуется произвести повторное торпедирование, этот интервал следует предварительно очистить проработкой от разрушенной породы, применяя жесткую компоновку низа буровой колонны и соблюдая меры предосторожности от возможных затяжек.

Критерием оценки проведенного мероприятия следует считать отсутствие затяжек и посадок при движении колонны труб в интервале отмеченных желобов.

После окончания взрывных работ интервалы желобов тщательно прорабатываются со скоростью не более 20–30 м/ч.

Взрыв рекомендуется производить на определенном расстоянии от башмака предыдущей обсадной колонны (или хвостовика), которое определяется из зависимости

$$L \geq l_3 + 3d_3,$$

где l_3 – длина заряда; d_3 – диаметр заряда.

В тех случаях, когда известны интервалы возможного желобообразования и протяженность этих интервалов велика, бурение ствола скважины начинают долотом, диаметр которого меньше проектного (при режимах бурения, обеспечивающих максимальные скорости), с последующим его расширением. Преимущество такого метода заключается в возможности при расширении ствола до проектного размера разрушать желобные выработки, образованные в процессе предыдущего бурения.

Диаметр долота, которым расширяется ствол скважины, может быть определен из условия

$$D = d + B,$$

где d – диаметр скважины; B – максимальная глубина желобной выработки.

Значения d и B определяют по данным профилометрии, а при отсутствии последних d принимается равным диаметру долота, а B в зависимости от диаметра буровых труб:

d , мм.....	168	140	114
B , мм.....	≥100	≥90	>80

Число допустимых рейсов долотами одного диаметра и момент перехода на следующий размер долот определяют по данным о проявлении желобных выработок.

Чтобы не допустить попадания колонны бурильных труб в желобную выработку, необходимо в компоновку ее низа устанавливать спиральные четырехлопастные центраторы. Корпус центраторов (длиной 1–1,2 м) изготавливается из УБТ. Ребра центратора наваривают на корпус по спирали в виде четырех правых или левых витков. При таком расположении ребер площадь касания центратора со стенками скважины на 30–40 % больше по сравнению с обычными лопастными центраторами. Места установки центраторов: первый над долотом, второй – между бурильными трубами и УБТ. Для предупреждения произвольного вращения колонны бурильных труб и попадания ее в желоб направление витков ребер на указанных центраторах должно быть противоположным. Если в компоновке бурильного инструмента участвуют УБТ различного диаметра, то между ними необходимо устанавливать спиральные четырехлопастные центраторы.

При определении наружного диаметра центратора исходят из того, что отношение его к ширине желобной выработки должно быть не менее 1,35–1,45 (ширина желобной выработки определяется по данным профилометрии). По мере увеличения ширины желобной выработки в процессе бурения скважины следует увеличивать наружный диаметр центратора, выдерживая при этом приведенное выше соотношение.

Интервалы и размеры затяжек и посадок в желобах необходимо фиксировать в буровых журналах и рапортах и сообщать об их наличии при сдаче вахт.

При возникновении признаков затягивания колонны труб в желобную выработку бурильщик обязан:

немедленно разгрузить колонну бурильных труб на 20–30 т (200–300 кН). Разгрузку повторить 4–5 раз, не доводя силу при натяжении колонны до ее собственного веса;

проворачивать инструмент ротором с помощью ведущей трубы или клинового захвата с разгрузкой веса на 3–4 т (30–40 кН);

восстановить циркуляцию и повторить вышеуказанные действия (категорически запрещается освобождать инструмент путем его расхаживания натягиванием сверх собственного веса).

7.4.5. ПРИХВАТЫ ВСЛЕДСТВИЕ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ

Бурильщик обязан соблюдать режим промывки скважины, в случае вынужденных остановок и невозможности промыть скважину с нормальной подачей насосов следует поднять долото в обсаженный или неосложненный (безопасный) участок ее ствола.

При длительном нахождении бурильных труб в скважине необходимо проводить контрольный подъем-спуск долота с проработкой в местах посадок и затяжек. Периодичность и интервалы проработок устанавливаются руководством бурового предприятия.

При монтаже очистных сооружений должны соблюдаться следующие правила:

каждый насос должен иметь приемный мерник объемом не менее 15 м³, желательно иметь дополнительный общий отстойный мерник, в который после очистки поступает буровой раствор;

трубы, соединяющие мерники, должны быть врезаны на высоте не менее 60 см от дна, мерники должны иметь люки для периодической очистки от осадка;

на каждой буровой необходимо иметь не менее двух установок вибросит и запасные комплекты сеток к ним;

при наличии в разрезе скважины тонкопесчаных отложений необходимо использовать гидроциклонные очистные установки.

Тип реагента и порядок обработки им раствора определяются в лабораторных условиях.

Вязкость и СНС буровых растворов должны быть минимально возможными.

Запрещается без предварительной подготовки ствола спускать в скважину долото, диаметр которого больше диаметра ранее применявшегося.

Спускать турбобур в скважину, пробуренную роторным способом с использованием долот режущего типа, запрещается. Вначале необходимо тщательно проработать ствол шарошечным долотом. Особое внимание должно быть уделено спуску турбобура с долотом сплошного бурения после работы колонкового долота меньшего размера. Места посадок прорабатываются.

Для предупреждения образования сальников рекомендуется применять равнопроходную конструкцию низа бурильной колонны, обеспечивающую высокую скорость восходящего

потока (более 2,5 м/с) в призабойной зоне при обычной промывке за счет сохранения малых кольцевых зазоров на определенной длине низа колонны труб.

При повышении давления на выкиде насосов бурение прекращается, и ствол скважины приводится в нормальное состояние интенсивной промывкой с расхаживанием и вращением ротором с частотой не менее 80 об/мин, не допуская натяжения инструмента сверх собственного веса и его посадок.

При возникновении затяжек во время подъема следует прекратить подъем, осторожно восстановить циркуляцию, постепенно доведя расход бурового раствора до ранее применявшегося, и проработать места затяжек до их ликвидации. Проработку следует производить, не допуская затяжек и резких повышений давления. В случае возникновения поршневания подъем труб из скважины необходимо прекратить. При необходимости подъема с поршневанием следует его осуществлять на 1-й скорости лебедки, не допуская затяжек более 100 кН, и доливать скважину через бурильные трубы.

При затягивании инструмента в сальник бурильщик должен: при бурении под кондуктор разгрузить колонну бурильных труб на полный вес, в остальных случаях – на вес инструмента, находящегося в необсаженном стволе скважины;

восстановить циркуляцию насосом с одним работающим клапаном с постепенным увеличением подачи до нормальной;

провернуть инструмент ротором на допустимое число оборотов при разгрузке инструмента на 30–40 кН ниже собственного веса, повторить эти действия 4–5 раз;

при освобождении колонны или при получении ограниченно свободного хода ее приступить к разрушению сальника вращением с интенсивной промывкой.

Запрещается освобождать бурильный инструмент расхаживанием при натяжении его сверх собственного веса.

7.4.6. ПРИХВАТЫ КОЛОНН ВСЛЕДСТВИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИН

В процессе бурения скважины не следует допускать простоев; максимально сокращать пребывание ствола скважины в необсаженном состоянии.

Во избежание резких колебаний гидродинамического давления в стволе скважины породы, склонные к осыпям и об-

валам, необходимо бурить с использованием бурового раствора с минимально возможными вязкостью и напряжением сдвига. Значение водоотдачи бурового раствора должно быть минимально допустимым. Рекомендуется контролировать параметр водоотдачи в условиях температуры и перепада давления, близких к пластовым, после чего регулировать его путем обработки бурового раствора реагентами – понизителями водоотдачи.

Бурильные трубы следует спускать с промежуточными промывками для снижения продавочных давлений, особенно при значениях СНС раствора, превышающих необходимые. Спускоподъемные операции в интервалах неустойчивых пород следует вести с ограничением скорости, не допуская затяжек, посадок и значительных колебаний гидродинамического давления.

Перед подъемом колонны бурильных труб скважина промывается с увеличенной (на 5–10 %) подачей насосов по сравнению с промывкой при бурении или проработке (при возможности). При восстановлении циркуляции продавливание осуществляется плавным повышением давления в трубах и постепенным доведением его до проектного.

В процессе проработки не допускается дополнительный рост гидродинамического давления — избегают резкого увеличения скорости спуска инструмента, особенно при интенсивной промывке. Подъем бурильных труб при наличии сальника или без долива скважины буровым раствором не допускается.

В случае появления признаков обвалов при работе с турбобуром необходимо перейти на роторный способ бурения.

При бурении скважин в неустойчивых отложениях применяются системы буровых растворов, нейтральные к проходным породам или оказывающие крепящее действие. В каждом конкретном случае раствор на буровой должен обрабатываться в строгом соответствии с рецептурой, выдаваемой лабораторией.

При непрекращающихся явлениях сужения ствола, вызванных выпучиванием пород, необходимо приступить к утяжелению бурового раствора на 10–15 % против требуемого; плотность раствора следует поднимать постепенно, во избежание гидравлического разрыва пластов, поглощений, выпадения утяжелителя. В интервалах с интенсивным нарушением устойчивости стенок скважин вследствие осыпей и обвалов рекомендуется применять известково-битумные растворы и обращенные эмульсии, нейтральные к проходным породам и характеризующиеся практически нулевыми значениями водоотдачи.

Для предупреждения вибрационного воздействия колонны бурильных труб на стенки скважины в компоновку ее низа целесообразно включать наддолотные амортизаторы в упругие стабилизаторы.

При вскрытии хемогенных пород, склонных к интенсивному пластическому течению, необходимо поддерживать нужное противодавление на пласт, увеличивая по мере роста глубины скважины плотность бурового раствора. Темп роста плотности определяется опытным путем, исходя из свойств солевых пород и температурного режима скважины.

Во избежание заклинивания долота при пластическом течении солей нужно периодически поднимать его на высоту 150–300 м (в зависимости от условий скважины) и прорабатывать весь интервал со скоростью 40–45 м/ч. Хемогенную толщу с прослоями терригенных пород следует вскрывать с использованием буровых растворов, нейтральных к данной породе или предварительно насыщенных данным типом солей. Концентрация насыщения зависит от температурного поля месторождения. В случае невозможности борьбы с осыпями и обвалами профилактическими средствами необходимо предусмотреть при конструировании скважин перекрытие зон нарушений устойчивости пород промежуточными колоннами или хвостовиками, а также временное крепление их с применением отверждаемых композиций.

При возникновении прихвата бурильщик должен:

восстановить циркуляцию при работе одного клапана насоса с постепенным увеличением подачи до нормальной;

расхаживать колонну труб при натяжении в пределах 150–200 кН сверх собственного веса и проворачивать ее ротором при собственном весе в пределах допустимого числа оборотов. Запрещается восстанавливать циркуляцию с большой подачей, т.е. насосом при всех работающих клапанах.

7.4.7. ПРИХВАТЫ ВСЛЕДСТВИЕ ЗАКЛИНИВАНИЯ КОЛОНН ПОСТОРОННИМИ ПРЕДМЕТАМИ

Во избежание попадания в скважину посторонних предметов после подъема бурильного инструмента необходимо закрывать устье специальным приспособлением.

При спуске и подъеме бурильных труб должны использоваться резиновые манжеты на трубах, предупреждающие попадание посторонних предметов в скважину. Не следует до-

пускать работу над ротором при незакрытом устье скважины.

В случае попадания в скважину посторонних предметов члены буровой бригады обязаны немедленно сообщить бурильщику о случившемся. Бурильщик, не производя дальнейших работ, извещает бурового мастера или инженерно-диспетчерскую службу. При падении в скважину металлических предметов или оставлении в ней деталей долот дальнейшее углубление не производится до полной очистки скважины от этих предметов.

Для непрерывной очистки забоя от металлических деталей необходимо в компоновке колонны труб иметь металлоуловители, а для извлечения более крупных предметов – периодически применять магнитные фрезы или гидроимпульсный способ очистки.

7.4.8. ПРИХВАТЫ ВСЛЕДСТВИЕ ОСЕДАНИЯ ШЛАМА И УТЯЖЕЛИТЕЛЯ

Не допускается оставлять инструмент в скважине без промывки.

Необходимо поддерживать структурно-механические свойства бурового раствора на уровне проектных требований. Для предупреждения флокуляции утяжелителя следует осуществлять мероприятия, изложенные выше.

На выкиде насосов надо устанавливать регистрирующие манометры, обеспечивающие непрерывный контроль за давлением. В случае снижения давления при промывке необходимо нормализовать работу насосов, после чего инструмент следует поднять, осмотреть и при необходимости опрессовать.

При разбуривании цементных мостов и стаканов буровой раствор необходимо обрабатывать реагентами, предотвращающими его коагуляцию при попадании частиц цемента.

При обнаружении "патронных" пробок из шлама или осевшего утяжелителя следует немедленно принять меры к повышению структуры раствора, а допуск долота до забоя выполнять с проработкой всего интервала осадконакопления при интенсивной промывке скважины.

При возникновении прихвата, вызванного оседанием шлама, утяжелителя, цемента, бурильщику необходимо:

восстановить циркуляцию с использованием одного клапана насоса с постепенным увеличением подачи до нормальной;

расхаживать и прокручивать инструмент (в пределах собственного веса).

Запрещается разбуривать цементные стаканы и мосты без использования бурового раствора в качестве промывочного.

7.4.9. ПРИХВАТЫ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Причинами прихвата инструмента при исследовании скважин пластоиспытателями являются: прихват бурильных труб, расположенных выше пакера, вследствие перепада давления; осыпание частиц породы, являющееся результатом разрушения подпакерной зоны ствола при стоянии на притоке; оседание частиц утяжелителя вследствие деструкции бурового раствора при его контактировании с флюидом пласта; прихват резиновых элементов пакера; прихват хвостовика породой, поступающей при интенсивном притоке флюида из пласта.

Если наиболее вероятной причиной прихвата могут быть прихват хвостовика или осложненность ствола скважины сужениями, затрудняющими спуск элементов испытателя пласта, необходимо при испытании забуривать зумпф уменьшенного диаметра, что обеспечивает возможность обуривания инструмента при его прихвате в зумпфе.

Перед началом испытаний раствор химически обрабатывают для снижения его водоотдачи до минимальных значений и вводят в необходимом количестве смазочные добавки.

Практикуют периодическое проворачивание бурильного инструмента, расположенного выше пакера, на 3–4 оборота, не допуская изменения позиции запорного поворотного клапана.

Если требуется увеличить время нахождения испытателя на притоке с 15–25 мин до 2–3 ч, кроме указанного выше в компоновку инструмента обязательно нужно включить гидравлический ясс и безопасный переводник, а хвостовик собирать из бурильных труб длиной по 5–6 м с левой резьбой.

При работах в скважинах, бурящихся с применением утяжеленных растворов, во избежание деструкции раствора при контакте его с пластовым флюидом и выпадения утяжелителя, перед проведением испытания необходимо закачивать в подпакерную зону обработанный неутяжеленный буровой раствор.

7.4.10. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Для очистки ствола скважины от твердых тел при бурении шарошечными, лопастными и колонковыми долотами, при ликвидации аварий с породоразрушающими инструментами необходимо использовать забойные шламометаллоуловители конструкции ВНИИБТ (ШМУ), принцип действия которых основан на способности создавать высокие скорости, необходимые для подъема частиц, и резко их уменьшать в зоне улавливания частиц.

Скорость потока в кольцевом пространстве, необходимая для подъема частиц, зависит от их плотности, средних размеров и формы и выбирается из данных табл. 7.7.

При роторном бурении рекомендуется применять в компоновке низа бурильного инструмента шламометаллоуловители открытого типа (ШМУ-О) (табл. 7.8).

Таблица 7.7

Зависимость скорости восходящего потока раствора от плотности и средних размеров частиц

Частицы твердого тела	Плотность, г/см ³	Средний размер, мм	Скорость восходящего потока, м/с
Горная порода	2–2,5	40–45	2,75–3,5
Железо	7,85–8	18–24	3,7–5,5
Свинец, твердый сплав	11,3–11,4; 14	До 20	5,5–7

Таблица 7.8

Техническая характеристика ШМУ-О

Диаметр скважины, мм	Диаметр ШМУ-О, мм	Размер зазора скважина – ШМУ-О, мм	Скорость потока в зазоре скважина – ШМУ-О, м/с	Расход жидкости, л/с	Диаметр вала, мм	Размер зазора скважина – вал, мм	Скорость потока в зазоре скважина – вал, м/с	Отношение скоростей потока в зазорах
Площадь сечения скважины, мм ²	Площадь сечения ШМУ-О, мм ²	Площадь сечения зазора, мм ²			Площадь сечения вала, мм ²	Площадь сечения зазора, мм ²		
145	127	18	2,00	8	60	83	0,61	3,7
16513	12568	3945	2,54	10	2827	13233	0,75	
			3,40	13,5			1,02	
190	168	22	4,05	25	89	101	1,13	3,58
28353	22167	6186	4,85	30	6221	22132	1,36	
			5,82	36			1,62	

Диаметр скважины, мм	Диаметр ШМУ-О, мм	Размер зазора скважина – ШМУ-О, мм	Скорость потока в зазоре скважина – ШМУ-О, м/с	Расход жидкости, л/с	Диаметр вала, мм	Размер зазора скважина – вал, мм	Скорость потока в зазоре скважина – вал, м/с	Отношение скоростей потока в зазорах
Площадь сечения скважины, мм ²	Площадь сечения ШМУ-О, мм ²	Площадь сечения зазора, мм ²			Площадь сечения вала, мм ²	Площадь сечения зазора, мм ²		
$\frac{214}{35968}$	$\frac{194}{29559}$	$\frac{22}{6409}$	3,90 4,68 5,62	25 30 36	$\frac{114}{10207}$	$\frac{100}{25641}$	0,97 1,17 1,40	4,0
$\frac{245}{47143}$	$\frac{219}{37668}$	$\frac{26}{9475}$	2,54 3,16 3,80	25 30 36	$\frac{141}{15614}$	$\frac{104}{31529}$	0,79 0,95 1,15	3,28
$\frac{269}{56832}$	$\frac{245}{47143}$	$\frac{24}{9689}$	2,58 3,10 3,72	25 30 36	$\frac{141}{15614}$	$\frac{128}{41218}$	0,61 0,73 0,87	4,28

Таблица 7.9

Техническая характеристика ШМУ-3

Диаметр скважины, мм	Наружный диаметр кожуха ШМУ-3, мм	Зазор между стенкой скважины и ШМУ-3, мм	Диаметр вала ШМУ-3, мм	Отношение скоростей потока
145	127	18	73	3,2
165	126	39	41,85	3,2
161	141	20	89	3
203	156	47	62	3
190	168	22	114	2,9
283	220	63	102	2,9
214	194	20	114	4,3
360	300	60	102	4,3
243	219	26	141	3,5
464	376	88	156	3,5
269	245	24	168	3,6
568	470	98	221	3,6
295	273	22	168	4,6
685	585	100		4,6

При турбинном бурении рекомендуется применять шламометаллоуловитель закрытого типа (ШМУ-3) (табл. 7.9).

Эффективно очищают ствол скважины струйные шламометаллоуловители, принцип действия которых основан на создании с помощью струйного насоса движения бурового раствора внутри уловителя от забоя вверх. Предметы, находящиеся на забое скважины, увлекаются восходящим пото-

ком и поднимаются выше задерживающих устройств. В приемной камере струйного насоса давление и скорость жидкости резко снижаются.

7.4.11. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТОВ АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ

Перед применением алмазного долота необходимо тщательно проконтролировать состояние бурильной колонны для установления ее герметичности. Следует устанавливать резиновые обтиратели для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину.

Перед пуском алмазного долота ствол скважины должен быть подготовлен в соответствии со специальной инструкцией ВНИИБТ; для очистки ствола скважины в компоновку низа бурильной колонны рекомендуется включать шламометаллоуловители, устанавливая их над алмазным долотом. Строго соблюдать мероприятия по недопущению образования сальников. Алмазное долото необходимо спускать медленно и осторожно, особенно в интервалах возможных посадок и затажек, а также в зонах каверн.

При вынужденных остановках в процессе бурения бурильную колонну поднимают в башмак обсадной колонны независимо от продолжительности ремонта. Строго соблюдаются профилактические подъемы бурильного инструмента через определенное время работы алмазного долота. С алмазными долотами целесообразно применять турбобуры с непроточной пятой или с шаровыми опорами.

7.4.12. УСТАНОВЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПРИХВАТА И ПРИХВАТООПАСНОЙ СИТУАЦИИ

Определяя вид прихвата и тактику его ликвидации, необходимо знать геолого-техническую ситуацию при возникновении осложнения или аварии. Ее можно оценить специальными исследованиями, которые проводят сразу же после возникновения прихвата (определение верхней границы прихвата) или до его возникновения (периодические проводимые исследования сил сопротивления и собственного веса колонны труб в скважине, конфигурации ствола скважины и др.).

Определение верхней границы прихвата инструмента по упругому удлинению его свободной части. Верхняя граница прихвата колонны труб, одноразмерной по наружному диаметру и толщине стенок, определяется из зависимости

$$L = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l, \quad (7.1)$$

где L – длина свободной части колонны; E – модуль упругости металла труб (модуль Юнга); F – площадь поперечного сечения трубы; $P_2 - P_1 = P$ – разница между силами растяжения, прикладываемыми к колонне сверх ее веса; Δl – упругое удлинение колонны труб под действием силы p ; 1,05 – коэффициент, учитывающий жесткость замковых соединений труб.

Если $k = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1}$, то $L = k \Delta l$.

Значения k , зависящие от размера труб и разности $P_2 - P_1$, приведены в табл. 7.10 и 7.11.

Удлинение колонны и растягивающие нагрузки определяют следующим образом.

К колонне труб прикладывается нагрузка P_1 , которая должна превышать на пять делений показание индикатора веса, соответствующее полному весу колонны бурильных труб до прихвата (с учетом сил сопротивления). На ведущей трубе делается отметка против неподвижной плоскости стола

Таблица 7.10

Значения k при различной разности нагрузок для стальных труб

Трубы стальные		$P_2 - P_1$, тс						
наружный диаметр (по гладкой части), мм	толщина стенки, мм	5	10	15	20	25	30	35
108	8	17200	8600	5733	4300	3440	2866	2457
	9	19757	9878	6586	4939	3951	3293	2822
	10	21900	10950	7300	5475	4380	3650	3130
	11	23416	11730	7820	5865	4692	3910	3351
146	8	15300	7650	5100	3825	3060	2550	2185
	9	17331	8666	5777	4333	3466	2889	2476
	10	18800	9400	6266	4700	3760	3133	2685
	11	20727	10364	6909	5182	4145	3455	2961
140	8	14630	7315	4877	3656	2926	2438	2090
	9	16330	8165	5443	4082	3266	2722	2333
	10	18000	9000	6000	4500	3600	3000	2570
	11	19650	9825	6550	4912	3930	3275	2807

Трубы стальные		$P_2 - P_1$, тс						
наруж- ный диаметр (по глад- кой ча- сти), мм	толщи- на стен- ки, мм	5	10	15	20	25	30	35
127	7	11620	5810	3873	2905	2324	1937	1660
	8	13230	6615	4410	3308	2646	2205	1890
	9	14750	7375	4917	3687	2950	2458	2107
114	10	16200	8100	5400	4050	3240	2700	2314
	7	10450	5225	3442	2620	2100	1740	1493
	8	11818	5909	3939	2955	2364	1970	1688
	9	13180	6590	4400	330	2640	2200	1880
89	10	14553	7276	4851	3638	2911	2426	2079
	11	15800	7900	5260	3950	3160	2640	2260
	7	7950	3975	2640	1980	1590	1320	1140
	9	9878	4939	3293	2470	1976	1646	1411
73	11	11819	5910	3940	2955	2364	1970	1688
	7	6400	3200	2140	1600	1280	1070	915
	9	8000	4000	2670	2000	1600	1330	1140
	11	9450	4725	3150	2360	1890	1570	1350

Таблица 7.11

Значения k при различной разности нагрузок для легкосплавных труб

Трубы стальные		$P_2 - P_1$, тс						
наруж- ный диаметр (по глад- кой ча- сти), мм	толщи- на стен- ки, мм	5	10	15	20	25	30	35
117	9	5760	2880	1920	1440	1150	960	820
	11	6920	3460	2307	1730	1385	1150	990
129	9	4960	2480	1650	1240	990	825	710
	11	6150	3075	2050	1540	1230	1025	880
114	10	4800	2400	1600	1200	960	800	685
93	9	3500	1750	1170	875	700	585	500
73	9	2630	1315	880	660	525	440	375

ротора. Затем производится натяжение, превышающее первоначальное на пять делений, после чего нагрузка сразу же снижается до значения P_1 , и на ведущей трубе делается вторая отметка. Разница между полученными отметками при одном и том же натяжении мертвого конца каната объясняется потерями на трение в системе талевого механизма.

Расстояние между полученными отметками делится пополам, что и является верхней отметкой для отсчета.

Затем к колонне прикладывается нагрузка P_2 , которая по индикатору веса превышает P_1 на 10–20 делений, и на ведущей трубе делается отметка. Нагрузка P_2 должна быть такой, чтобы деформации от нее в элементах бурильной колонны не превышали предела текучести. Затем делается повторная натяжка на пять делений больше P_2 , которая сразу же снижается до P_2 , после чего на ведущей трубе ставится вторая отметка. Расстояние между двумя отметками делится пополам, и полученная черта считается нижней отметкой для отсчета.

С максимально возможной точностью измеряется расстояние между верхней и нижней отметками для отсчета, что и является искомым значением удлинения колонны Δl .

Растягивающие нагрузки P_1 и P_2 определяются по паспортным данным индикатора веса в соответствии с его показаниями.

Так как при бурении глубоких скважин обычно применяется равнопрочная комбинированная (по наружному диаметру и толщине стенок) колонна труб, использование формулы (7.1) затруднено или вообще невозможно.

Приложенная к комбинированной колонне сила P будет вызывать в каждой секции соответствующее удлинение, суммарное значение которого для всей колонны равно

$$\lambda = \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_i,$$

где n – число одномерных секций в колонне труб.

Для многоступенчатой колонны

$$\lambda = \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_i = \frac{H_1 P}{28,1 g_1} + \frac{L_2 P}{28,1 g_2} + \frac{L_3 P}{28,1 g_3} + \dots + \frac{L_n P}{28,1 g_n}, \quad (7.2)$$

где λ – суммарное удлинение колонны труб под действием силы P , см; H_1 – длина неприхваченной части труб нижней секции, м; $g_1, g_2, g_3, \dots, g_n$ – вес соответствующих одномерных секций труб в воздухе, кг; $L_2, L_3, \dots, L_n$ – длина соответствующих секций труб, м; P – растягивающая сила, т.

Из уравнения (7.2) можно определить

$$H_1 = g_1 \left(\frac{28,1 \lambda}{P} - \frac{L_2}{g_2} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right). \quad (7.3)$$

Если в результате расчетов окажется, что H_1 принимает отрицательное значение, то верхняя граница прихвата распо-

ложена выше этой секции труб. Тогда требуется определить значение H_2 по формуле

$$H_2 = g_2 \left(\frac{28,1\lambda}{P} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right). \quad (7.4)$$

Вычисления продолжают до получения положительного значения.

Верхняя граница прихвата многосекционной колонны труб определяется из уравнения

$$H = H_i + \sum_{i_i+1}^n L_n.$$

Пример. Компоновка колонны бурильных труб снизу вверх:

$$\begin{aligned} D_1 &= 114 \text{ мм}, \quad \delta_1 = 10 \text{ мм}, \quad L_1 = 600 \text{ м}, \quad g_1 = 27,3 \text{ кг}; \\ D_2 &= 114 \text{ мм}, \quad \delta_2 = 9 \text{ мм}, \quad L_2 = 500 \text{ м}, \quad g_2 = 24,9 \text{ кг}; \\ D_3 &= 140 \text{ мм}, \quad \delta_3 = 210 \text{ мм}, \quad L_3 = 1000 \text{ м}, \quad g_3 = 34,2 \text{ кг}; \\ D_4 &= 140 \text{ мм}, \quad \delta_4 = 11 \text{ мм}, \quad L_4 = 1900 \text{ м}, \quad g_4 = 37,2 \text{ кг}. \end{aligned}$$

При $P_2 - P_1 = P = 25 \text{ т}$, $\lambda = 75 \text{ см}$, глубина скважины $L = 4000 \text{ м}$.

Из формулы (7.3) находим, что

$$H_1 = 27,3 \frac{28,1 \cdot 75}{25} - \frac{500}{24,9} - \frac{1000}{34,2} - \frac{1900}{37,2} = 27,3(-16,1) = -439,53 \text{ м}.$$

Так как значение H_1 отрицательное, верхняя граница прихвата расположена выше первой секции труб.

Тогда из формулы (7.4) находим

$$H_2 = 24,9 \frac{28,1 \cdot 75}{25} - \frac{1000}{34,2} - \frac{1900}{37,2} = 24,9 \cdot 4 = 99,6 \text{ м}.$$

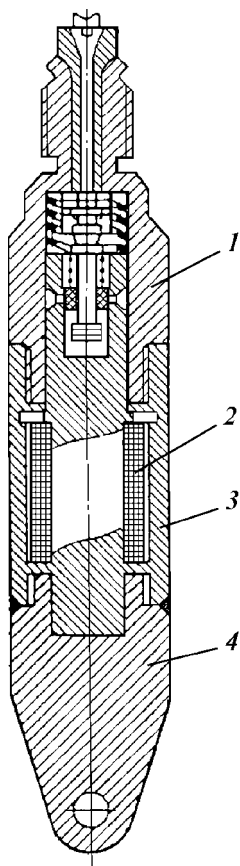
Длина свободной части колонны труб

$$H = H_2 + L_3 + L_4 = 99,6 + 1000 + 1900 = 2999,6 \text{ м}.$$

Определение верхней границы прихвата с применением специальной аппаратуры. Для уточненного определения верхней границы прихвата применяются прихватоопределители (ПО) и индикаторы места прихвата (ИМП). Общий вид прихватоопределителя показан на рис. 7.6. Прихватоопределитель состоит из электромагнита 2, помещенного в герметичный корпус 3 из немагнитного материала. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой 1 и днищем 4, которые являются одновременно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке размещаются свечный ввод и узел закрепления каротажного кабеля.

Серийно выпускаемые типы прихватоопределителей приведены в табл. 7.12.

Рис. 7.6. Прихватоопределитель



Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов намагничиваться при деформации предварительно намагниченных участков труб.

В предполагаемую зону прихвата спускается прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб (производится первый контрольный замер). Затем в предполагаемой зоне прихвата на трубах ставят магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на расстоянии 10 м, причем на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15–20 см. Во время второго контрольного замера записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Места установки магнитных меток фиксируются четкими аномалиями, меньшими аномалиями фиксируются также замки и муфты труб.

Техническая характеристика прихватоопределителя

Параметры	ПО-90	ПО-70	ПО-50	ПО-25
Предельный внутренний диаметр труб и их соединений, в которых рекомендуется работать прихватоопределителем, мм	115–165	76–115	62–76	30–50
Внутренний диаметр корпуса, мм	61	46	36	19
Размеры сердечника намагничивающей катушки, мм:				
длина	266	258	258	238
диаметр	25	20	20	18
Размеры прибора, мм:				
длина	452	422	412	435
наружный диаметр	90	70	50	25
Масса прибора, кг	15–20	9–14	5–10	2–5
Максимально допустимые:				
температура, °С	100	100	100	135
давление, МПа	100	100	100	50

После расхаживания прихваченной колонны с нагрузками, близкими к весу колонны труб в скважине, а также проворачивания ее на определенное безопасное число оборотов магнитные метки в результате деформации металла труб выше зоны прихвата "стираются". После проведения третьего контрольного замера определяют участок, где магнитные метки сохранились, и судят о расположении верхней границы прихвата колонны.

Более точное и быстрое определение верхней границы прихвата производят с помощью индикатора места прихвата (ИМП) конструкции б. АзНИИбурнефти, отличающегося повышенной точностью и возможностью определять верхнюю границу прихвата не только в бурильных трубах, но и также в обсадных колоннах и в УБТ.

Датчик ИМП спускается в трубы на одножильном кабеле, при включении питания он своим многополюсным электромагнитом притягивается к поверхности трубы, соприкасаясь с ней плоской гранью, чем обеспечивается его устойчивое положение во время измерения.

При приложении к свободной части труб нагрузок (растяжения, сжатия или кручения) датчик ИМП показывает изменение деформации металла труб. Естественно, ниже верхней границы прихвата, где отсутствует деформация труб, сигналы на поверхность не поступают.

Пятью-шестью замерами можно определить зону расположения верхней границы прихвата (с точностью до 10–15 м).

Техническая характеристика ИМП

Скважинный прибор

Температура среды, °С.....	120
Давление, МПа.....	100
Габариты, мм:	
диаметр.....	52
длина.....	1100
Масса, кг, не более.....	15

Наземная аппаратура

Рабочая температура, °С.....	0–50
Напряжение питания, В.....	220±10 %
Частота, Гц.....	50
Габариты, мм:	
блок питания.....	470×400×315
измерительный блок.....	470×400×315

Несмотря на простоту основных принципов действия приборов, показания которых зависят от упругой деформации труб, практическое использование их не всегда дает удовлетворительные результаты по следующим причинам:

- разноразмерность секций колонн труб по длине и диаметру;
- различия свойств буровых растворов и температурных колебаний в сопоставляемых ситуациях при замерах;
- отсутствие резкой границы прихвата;
- почти полное отсутствие падения напряжений у УБТ;
- действие на колонны случайных нагрузок, которые возникают в искривленных и наклонных участках стволов скважины и не поддаются учету;
- электромагнитные поля в скважине, влияющие на показания регистрирующих приборов;
- наличие высадок, окалины и коррозии труб;
- влияние температуры и давления на чувствительность приборов.

В результате действия названных факторов определить зону прихвата колонны труб, особенно расположенной на большой глубине, трудно.

7.4.13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНФИГУРАЦИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ ПРОФИЛЕМЕТРИИ

Фактические размеры поперечного сечения скважины необходимо определять профилемерами.

Профилемер состоит из механической и электрической частей.

Механическая часть профилемера полностью соответствует механическому звену каверномера. Электрическая часть состоит из наземной и приборной, причем в зависимости от типа применяемого кабеля наземная и приборная аппаратура различны.

Принцип работы профилемера состоит в передаче на поверхность одновременно трех сигналов, два из которых характеризуют изменение двух поперечных размеров ствола скважины во взаимно перпендикулярных плоскостях (профилеграмма), третий – осредненный диаметр ствола скважины (кавернограмма).

Спуск и подъем профилемера для измерений осуществляется аналогично каверномеру. Рекомендуется первый замер производить после 500 м бурения ниже башмака ранее спущенной обсадной колонны, а затем через каждые 200–300 м бурения. Процесс измерения начинается с забоя. В случае обнаружения желобной выработки последующие измерения производят через каждые 100 м бурения ствола.

Согласно данным профилометрии возможные профили сечения ствола скважин изображены на рис. 7.7.

В случае совпадения кривых профилеграмм с линией номинального размера ствола скважины поперечное сечение ствола представляет окружность с диаметром, близким к диаметру долота.

Когда обе кривые профилеграммы располагаются правее линии номинального размера ствола скважины, поперечное сечение ствола представляет окружность, диаметр которой больше размера долота (каверна, имеющая поперечное сечение в виде окружности). Причем, чем больше смещение этих кривых от линии номинального размера ствола скважины, тем большего размера каверна.

Если кривые профилеграммы расходятся, но одновременно находятся в правой части от линии номинального размера, поперечное сечение ствола представляет овал (каверна в виде овала). Причем, чем больше амплитуда расхождения кривых относительно друг друга, тем более вытянутую форму имеет этот овал. К этим кавернам следует относить и такие, у которых соблюдается следующее соотношение:

$$a \geq 1,3d,$$

где a – минимальное фиксируемое раскрытие двух противоположно расположенных измерительных рычагов (определяется по данным профилометрии); d – наружный диаметр УБТ или бурильного замка.

Вид сечения	Профильграмма θ d	Поперечное сечение ствола	Средний диаметр	Примечание
Нормал			$d_{cp} = d_d$	Окружность
Уширение (каверзность)			$d_{cp} = a = b$	Окружность
			$d_{cp} = \frac{(1,15+1,2)a+b}{2}$	Эллипсоидальная каверна
			$d_{cp} = \frac{d_d + b}{2}$	Эллипсоидальная каверна
			$d_{cp} = \frac{d_d + b}{2}$	$a \geq 1,3d$
Сужение			$d_{cp} = d_d$	Окружность
			$d_{cp} = d_d$	Эллипсоидальное
Желоб			$d_{cp} = \frac{d_d + b}{2}$	$a < 1,3d$

Рис. 7.7. Профили сечения ствола скважины

В случае, если обе кривые профилограммы расположены влево от линии номинального размера ствола скважины и сходятся, поперечное сечение ствола представляет окружность с диаметром, меньшим размера долота (сужение). При этом кривые могут либо сходиться, либо расходиться. Как правило, эти сужения небольшие по размеру и являются в основном результатом формирования фильтрационной корки на проницаемых участках стенки скважины.

Когда кривые профилограммы расположены по разные стороны от линии номинального размера ствола скважины, поперечное сечение представляет желоб (желобные выработки). Причем, чем больше амплитуда расхождения кривых, тем значительнее глубина желобной выработки. Однако такой профиль сечения может быть принят за желобную выработку только в том случае, если соблюдается следующее соотношение:

$$a < 1,3d.$$

Построение поперечного сечения ствола скважины по данным профилометрии изображено на схеме (рис. 7.8). На горизонтальной прямой MN откладывается отрезок AC , равный наибольшему поперечному размеру ствола b , полученному по данным профилометрии. Радиусом $r = \Delta/2$ описывается окружность с центром в точке f . Значение Δ соответствует наименьшему поперечному размеру ствола скважины, полученному по данным профилометрии. Радиусом $d_{\lambda}/2$ описывается окружность с центром в точке E . Пересечение окружности с прямой MN даст точку F , которая находится на прямой, совпадающей с положением оси прибора. Затем из точек S и T проводятся сопрягающие прямые Sb и Ta .

Фактический объем ствола скважины вычисляется после определения его среднего диаметра по данным профилометрии. Для этого профилограмма разбивается на участки, представленные характерными выработками, кавернами, сужениями и т.п. (непрерывно по всему стволу) (см. рис. 7.8).

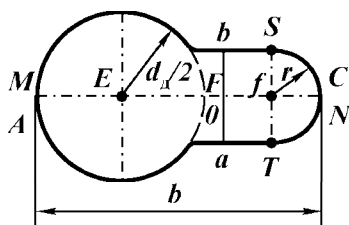


Рис. 7.8. Схема поперечного сечения ствола скважины по данным профилометрии

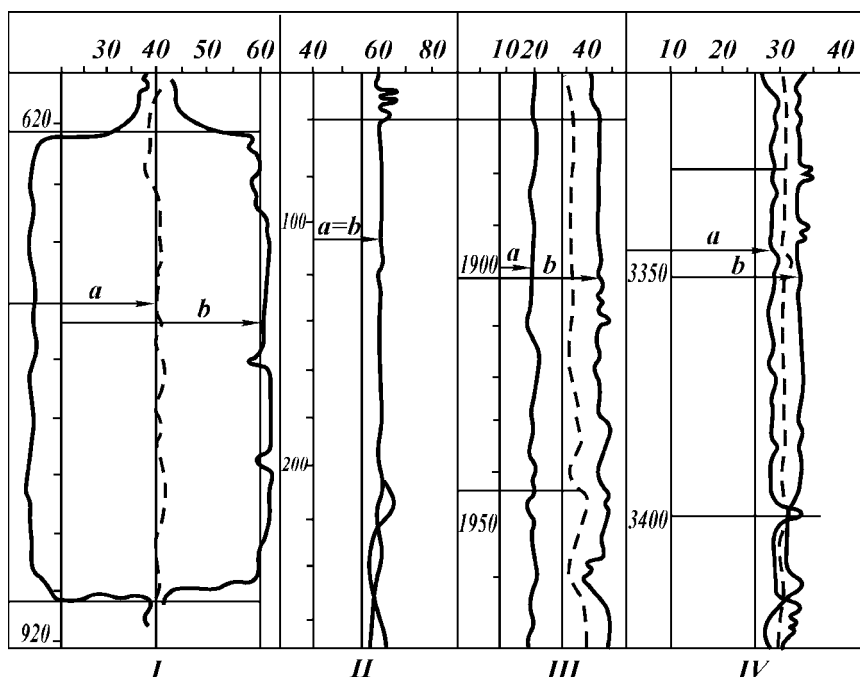


Рис. 7.9. Профилеграммы

Для желобных выработок измеряется наибольший поперечный размер ствола скважины, который суммируется с диаметром долота. Полусумма этих величин является средним диаметром ствола для интервала, представленного желобными выработками.

Пример. Требуется определить средний диаметр $d_{\text{ср}}$ и объем V ствола скв. 70 Левкинской площади в интервале 625–715 м, представленном желобной выработкой (рис. 7.9, I): $b = 615$ мм, длина выработки $l = 90$ м, диаметр долота $d_{\text{д}} = 394$ мм.

Тогда

$$d_{\text{ср}} = (394 + 615)/2 = 505 \text{ мм};$$

$$V = 0,785 \times 0,505^2 \times 90 = 17,95 \text{ м}^3.$$

Объем ствола скважины в этом интервале, подсчитанный по данным кавернометрии, составил 10,37 м³.

Для каверн с поперечным сечением в виде окружности в качестве среднего диаметра принимается любое значение a или b (рис. 7.9, II). Для каверн, у которых $a < d_{\text{д}}$, значение b (рис. 7.9, III) суммируется со значением диаметра долота, затем определяется их полусумма, которая считается средним диаметром ствола.

Для каверн, у которых $a > d_{\Lambda}$ (рис. 7.9, IV), измеряются a и b , затем суммируются b и $(1,15-1,20) a$ (коэффициент 1,15-1,20 берется из анализа поперечных сечений, представленных в виде окружностей), и полусумма этих величин также считается средним диаметром этого сечения.

7.5. ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ

7.5.1. ВЫБОР СПОСОБА ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

Действия исполнителя при ликвидации прихвата базируются на совокупности накопленного им опыта и имеющейся информации о причине происшедшего прихвата и заключаются в выборе наиболее эффективного способа для конкретного случая и последовательном применении или чередовании различных способов.

В сложной ситуации, особенно в условиях, характеризующихся неопределенностью обстановки в скважине при возникновении прихвата, не всегда удастся принять оптимальные решения о путях ликвидации прихвата. В этих условиях наиболее целесообразно выбирать решение, обеспечивающее минимальные потери времени и средств, исходя из методов теории статистических решений.

Согласно существующим представлениям о причинах прихватов выделяются три основные категории прихватов (по терминологии теории статистических решений – "состояние природы"): θ_1 – прихват под действием перепада давления; θ_2 – заклинивание (в том числе при спусках-подъемах, вращениях, в желобных выработках), θ_3 – прихват вследствие сужения поперечного сечения ствола скважины (при обваливании пород, сальникообразовании, оседании утяжелителя, шлама, течении высокопластичных пород и т.д.).

Результативность известных способов ликвидации прихватов во многом определяется "состоянием природы". Так, использование ванн наиболее результативно при ликвидации прихватов, происшедших под действием перепада давления, а устройства импульсного воздействия (яссы, вибраторы) наиболее эффективны при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием. Существующие способы ликвидации прихватов классифицируются по четырем группам (по терминологии теории статистических решений – "действия"): a_1 – установка

ванны; a_2 – механическое, гидромеханическое и другие виды импульсных воздействий; a_3 – обуривание труб; a_4 – установка моста и забуривание нового ствола.

Критерием оценки сравнительной эффективности способов принимается время T , затраченное на ликвидацию прихвата, которое определяется с учетом проведения необходимых операций при производстве работ (расхаживание и определение зоны прихвата, подготовка агента ванны, его закачивание и продавливание, время воздействия или сборка ясса, отвинчивание и подъем свободной части колонны, спуск ясса, соединение с прихваченными трубами, промывка, работа яссом и т.д.).

7.5.2. РАСХАЖИВАНИЕ ПРИХВАЧЕННОЙ КОЛОННЫ

Расхаживание (натяжение и посадка) колонны труб и отбивка ее ротором не считаются самостоятельным методом освобождения прихваченной колонны, за исключением некоторых легких случаев прихватов. Способ расхаживания и значения нагрузок зависят от вида прихвата.

В случае прихвата под действием перепада давления необходимо производить расхаживание с помощью талевой системы и отбивание ротором при максимально допустимых для данных условий нагрузках и числах оборотов. Если в течение 30 мин интенсивного расхаживания инструмент освободить не удалось, необходимо снизить нагрузку до значения, не превышающего 15 % веса свободной части инструмента, чтобы не допустить распространения зоны прихвата вверх по стволу. Расхаживание должно быть непрерывным.

При освобождении инструмента, прихваченного вследствие сальникообразования, расхаживание ведется таким образом, чтобы не допустить уплотнения сальника чрезмерной посадкой и особенно натяжкой колонны труб или гидравлическим давлением при интенсивном восстановлении циркуляции. Натяжка при расхаживании не должна превышать 100 кН (при условии непревышения давления при промывке). Если колонна труб движется в ограниченных пределах, бурильщик обязан повернуть ее ротором и продолжать вращение на первой скорости, а также попытаться восстановить циркуляцию и промыть скважину. Дальнейшие работы должны проводиться под руководством бурового мастера и мастера или инженера по сложным работам.

В процессе расхаживания необходимо поддерживать колонну труб в таком положении, при котором ее все время можно было бы спускать вниз до восстановления нормального веса. Циркуляцию следует вызывать только в том месте, где инструмент движется свободно; при необходимости следует постепенно увеличивать подачу насоса без резкого увеличения давления. Во время промывки необходимо следить за показаниями манометра на насосе и весом колонны труб по индикатору. Падение веса ниже нормального свидетельствует о запрессовке сальника при восстановлении циркуляции.

Если прихват труб произошел вследствие обвалообразования, оседания шлама, утяжелителя или заклинивания в желобе, освободить их расхаживанием не удастся. Поэтому в этих случаях колонну труб необходимо расхаживать с нагрузками, не превышающими вес ее свободной части.

При расхаживании следует строго руководствоваться прочностными характеристиками бурильных труб. В отдельных случаях допускается расхаживать колонну труб с обеспечением запаса прочности 1,3, но при этом необходимо тщательно проверить индикатор веса, токовую систему, подъемные механизмы, тормозную систему, вышку, фундамент.

Для определения степени закручивания свободной части прихваченной одноразмерной (по толщине и диаметру труб) колонны труб необходимо пользоваться зависимостью

$$\varphi \leq \sqrt{\frac{\left[\sigma_T^2 - L^2 (\rho_M - \rho_{\text{ж}})^2 K^2 \right] L}{2,1 \pi K G D}},$$

где φ — степень закручивания, число оборотов; σ_T — предел текучести металла труб при растяжении, кг/см²; L — длина свободной части колонны, см; $\rho_M, \rho_{\text{ж}}$ — соответственно плотность металла бурильных труб и бурового раствора в скважине, кг/см³; K — коэффициент запаса прочности; G — модуль упругости II рода, кг/см²; D — наружный диаметр бурильных труб, см.

Для стали $\rho_M = 7,85 \cdot 10^{-3}$ кг/см³; $G = 8 \cdot 10^5$ кг/см²; $K = 1,5$.

Для сплава Д16-Т $\rho_M = 2,8 \cdot 10^{-3}$ кг/см³; $G = 2,7 \cdot 10^5$ кг/см² (при $T = 20^\circ \text{C}$); $K = 1,8$.

Если бурильная колонна составлена из труб, отличающихся диаметром и толщиной стенки, изготовленных из различных металлов, расчет допустимого угла закручивания производится следующим образом:

а) определяется допустимый крутящий момент поинтер-

важно снизу вверх для каждой одноразмерной секции буровых труб по формуле

$$M_m \leq \frac{W_m}{2K} \sqrt{\sigma_{\text{т.м}}^2 - \frac{16}{\pi^2} \left[\frac{Q_n + Q_{n-1} + \dots + Q_m}{D_m^2 - d_m^2} \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}} \right) \right]^2} K^2,$$

где M_m — допустимый крутящий момент для наиболее опасного верхнего сечения рассматриваемого участка колонны, кгс·см; $\sigma_{\text{т.м}}$ — предел текучести металла труб рассматриваемого участка колонны, кг/см²; Q_n, Q_{n-1} и т.д. — вес одноразмерных секций в воздухе, кг; D_m, d_m — соответственно наружный и внутренний диаметры рассматриваемого участка колонны, см; W_m — момент сопротивления рассматриваемого сечения колонны буровых труб, см³;

б) по результатам расчетов выбирается минимальный допустимый крутящий момент M_{min} и для него подсчитывается число оборотов свободной части колонны по формуле

$$\varphi \leq \frac{M_{\text{min}}}{2 \pi} \left[\frac{l_1}{G_1 I_1} + \frac{l_2}{G_2 I_2} + \dots + \frac{l_n}{G_n I_n} \right],$$

где M_{min} — минимальный крутящий момент, полученный при подсчетах допустимого крутящего момента для одноразмерных секций колонны буровых труб, кгс·см; $l_1, l_2, \dots, l_n$ — длина секций одноразмерных буровых колонн, см; $G_1, G_2, \dots, G_n$ — модуль упругости металла труб при сдвиге, кг/см²; $I_1, I_2, \dots, I_n$ — полярный момент инерции кольцевого сечения буровых труб, см⁴,

$$I = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4).$$

Пример расчета допустимого угла закручивания секционной колонны буровых труб.

Дано: колонна буровых труб прихвачена на глубине 4300 м, и свободная ее часть состоит из четырех секций буровых труб (табл. 7.13).

Таблица 7.13

Характеристика колонны

Номер секции	D , мм	d , мм	l , м	Сталь группы прочности	$\sigma_{\text{т}}$, МПа
1	146	124	1500	<i>E</i>	550
2	146	128	1000	<i>D</i>	380
3	114	94	1000	<i>E</i>	550
4	114	98	800	<i>K</i>	500

Скважина заполнена буровым раствором плотностью $\rho = 1,25 \cdot 10^{-3}$ кг/см³. Металл, из которого изготовлены бурильные трубы, имеет $\rho_m = 7,85 \cdot 10^{-3}$ кг/см³; $K = 1,5$; $G = 8 \cdot 10^5$ кг/см² ($8 \cdot 10^4$ МПа).

Для каждой из четырех секций (снизу вверх) определяется допустимый крутящий момент в верхнем сечении:

$$M_4 \leq \frac{132}{2 \cdot 1,5} \sqrt{5000^2 - \frac{16}{3,14^2} \left[\frac{20 \cdot 160}{11,4^2 - 9,8^2} \left(1 - \frac{1,25}{7,85} \right) \right]^2} 1,5^2 = 216 \, 000 \text{ кгс}\cdot\text{см};$$

$$M_3 \leq \frac{156}{2 \cdot 1,5} \sqrt{5500^2 - \frac{16}{3,14^2} \left[\frac{20 \cdot 160 + 29 \cdot 900}{11,4^2 - 9,4^2} \left(1 - \frac{1,25}{7,85} \right) \right]^2} 1,5^2 = 268 \, 000 \text{ кгс}\cdot\text{см}.$$

Аналогично

$$M_2 = 219 \, 000 \text{ кгс}\cdot\text{см}; M_1 = 373 \, 000 \text{ кгс}\cdot\text{см}.$$

Следовательно, минимальный крутящий момент, равный 216 000 кгс·см, может быть приложен к четвертой секции труб. Из этого условия определяется допустимый угол закручивания:

$$\varphi = \frac{216 \, 000}{2,1 \cdot 3,14 \cdot 8 \cdot 10^5} \left[\frac{150 \, 000}{2240} + \frac{100 \, 000}{1825} + \frac{100 \, 000}{891} + \frac{80 \, 000}{153} \right] =$$

$$= 13,9 \text{ оборота (87,3 рад)}.$$

Приведенные расчеты справедливы для случаев, когда вес инструмента на крюке равен весу свободной его части, т.е. когда нейтральное (не испытывающее осевых напряжений) сечение колонны находится на верхней границе прихвата;

в) для случаев, когда вращение прихваченной колонны труб осуществляется при натяжении колонны, превышающем вес свободной ее части, определение допустимого крутящего момента производится по секциям сверху вниз по формуле

$$M_m \leq \frac{V_m}{2K} \sqrt{\sigma_{т.м}^2 - \frac{16}{\pi^2} \left[\frac{F - Q \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_m} \right)}{D_m^2 - d_2^2} \right]^2} K^2,$$

где F — сила натяжения инструмента по индикатору, кг; Q — вес колонны труб на участке от устья скважины до рассматриваемого сечения, кг.

Если принять для рассмотренного выше примера $F = 140 \, 000$ кг, то

$$M_1 \leq \frac{292}{2 \cdot 1,5} \sqrt{5500^2 - \frac{16}{3,14^2} \left[\frac{140 \, 000}{14,6^2 - 12,4^2} \right]^2} 1,5^2 = 310 \, 000 \text{ кгс}\cdot\text{см};$$

$$M_2 \leq \frac{250}{2 \cdot 1,5} \sqrt{5500^2 - \frac{16}{3,14^2} \left[\frac{140\,000 - 60\,600 \left(1 - \frac{1,25}{7,85} \right)}{14,6^2 - 12^2} \right]^2} 1,5^2 = 135\,000 \text{ кгс·см.}$$

Аналогично

$$M_3 = 248\,000 \text{ кгс·см; } M_4 = 202\,000 \text{ кгс·см.}$$

Тогда

$$\varphi = \frac{135\,000}{2,1 \cdot 3,14 \cdot 8 \cdot 10^5} \left[\frac{150\,000}{2240} + \frac{100\,000}{1825} + \frac{100\,000}{891} + \frac{8000}{753} \right] = 8,6 \text{ оборота (54 рад).}$$

7.5.3. УСТАНОВКА ЖИДКОСТНЫХ ВАНН

Необходимость установки ванны определяется на основе тщательного изучения характера прихвата, установления вероятностных причин его возникновения с учетом выбора способа ликвидации прихвата по методам, изложенным в разделе 7.5.1.

Применение ванн как способа ликвидации прихвата — наиболее распространенный и действенный метод. Однако нередко он оказывается безрезультатным вследствие того, что: при выборе метода ликвидации прихвата не учитывают вероятные причины его возникновения; не соблюдают определенную, технологически необходимую и достаточную последовательность производства работ; производится со значительной задержкой во времени после возникновения прихвата; выбранный объем агента недостаточен для полного перекрытия зоны прихвата, снижения перепада давления и производства необходимого цикла работ; не принимают меры, предупреждающие самопроизвольное перемещение агентов ванны из зоны прихвата и их смешение с буровым раствором в скважине, а также флокуляцию частиц утяжелителя и выпадение его в осадок; агент выбирают без учета физико-механических свойств и физико-химической активности в определенных геолого-технических условиях.

Когда инструмент, находясь в интервалах, представленных проницаемыми отложениями, оказывается без движения и соприкасается со стенкой скважины, он начинает вдавливаясь в глинистую корку и вытеснять из-под себя глинистый раствор и неплотные слои корки. Глубина внедрения инстру-

мента в корку будет зависеть от значения начальных прижимающих сил и от времени неподвижного контакта. По мере перекрытия отдельных каналов в корке, через которые жидкая фаза из раствора фильтруется в проницаемый пласт, инструмент принимает на себя действие перепада давления и под его влиянием "прилипает" к стенке скважины. Чем выше проницаемость глинистой корки и породы, тем быстрее протекает этот процесс, для завершения которого требуется определенное время. Этим, в частности, объясняется тот факт, что прихваты быстрее происходят в свежевскрытых интервалах проницаемых пластов, где глинистая корка не успевает уплотниться и имеет высокую проницаемость.

В качестве агентов ванны могут быть использованы нефть, вода, кислоты, щелочи и другие продукты. Однако наиболее распространенным и эффективным агентом является нефть, в связи с чем методику установки жидкостных ванн целесообразно показать на примере применения нефти.

Метод установки нефтяных ванн наиболее эффективен при ликвидации прихватов, происшедших в интервалах проницаемых пород, вызванных действием перепада давления, и не рекомендуется при ликвидации прихватов, происшедших вследствие заклинивания труб посторонними предметами или обрушившейся горной породой, в желобных выработках, в суженной части ствола скважины или в нарушенной обсадной колонне.

Нефтяная ванна должна быть установлена сразу же после возникновения прихвата. Перед установкой ванны необходимо определить верхнюю границу прихвата по упругому удлинению колонны или с помощью специальной аппаратуры. Перед установкой нефтяной ванны следует проверить состояние противовыбросового устьевоего оборудования, насосного хозяйства и циркуляционной системы; замеченные недостатки устранить и подготовить оборудование и вышку к работе в аварийных условиях; подготовить необходимые средства пожаротушения, очистить территорию вокруг буровой от очагов возможного возгорания. Проверить количество и качество запасного бурового раствора, в случае необходимости пополнить запас.

Для предупреждения проявлений и разобщения устьевой обвязки от действия избыточного давления в колонне труб необходимо установить под заливочной головкой обратный клапан. Обратный клапан и заливочная головка должны быть опрессованы на давление, в 1,5 раза превышающее максимальное ожидаемое при установке ванны.

Для установки ванны рекомендуется использовать безводную высокоподвижную малопарафинистую нефть малой плотности. Для повышения поверхностной активности в нее добавляются ПАВ (дисольван, сульфол, НЧК ОП-10) 1–2 % объема ванны, для равномерного распределения в нефти они перемешиваются. При вскрытии высокопроницаемых пластов и возникновении прихватов для установки ванн можно использовать окисленный петролатум или СМАД-1. Объем нефти для ванны определяют из расчета максимально допустимого снижения перепада давления в зоне прихвата или перекрытия ею верхней границы на 50–100 м. Определение объема нефти, нужного для установки ванны при ликвидации прихвата, происшедшего в зоне с известным пластовым давлением, производится с помощью номограммы (рис. 7.10).

Предварительно определяется условная средняя плотность смеси жидкостей $\rho_{см}$ после установки ванны с 5–10%-ным превышением гидростатического давления в скважине над пластовым для наиболее высоконапорного горизонта. Например, наибольшее пластовое давление в зоне прихвата на глубине 4000 м составляет 65 МПа. При установке нефтяной ванны суммарное гидростатическое давление столбов бурового раствора и нефти с учетом 5%-ного превышения над плас-

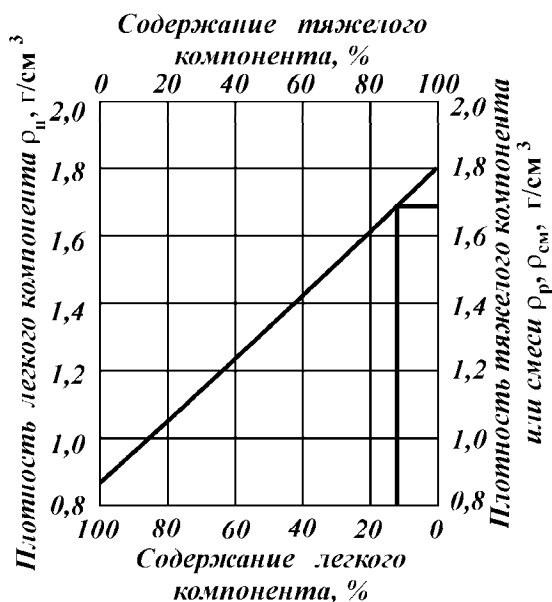


Рис. 7.10. Номограмма для определения объема нефти для установки ванны

товым должно составлять: $p_r = 1,05$ МПа; $p_{пл} = 68,25$ МПа, тогда $\rho_{см} = \frac{682,5 \cdot 10}{4000} = 1,71$ г/см³.

Отложив на правой оси значение плотности бурового раствора в скважине в момент установки ванны ρ_p и на левой — плотность нефти ρ_n , применяемой для ванны, соединяют полученные точки прямой. Из точки на правой оси, соответствующей условной плотности смеси жидкостей $\rho_{см}$, проводится горизонтальная прямая до пересечения с ранее полученной линией. Из точки пересечения восстанавливают перпендикуляр к горизонтальной оси, характеризующей объемное содержание (в %) легкого компонента в смеси жидкостей в скважине, принимаемой за 100 %.

При подсчете объема скважины используются данные табл. 7.1.

При определении фактического объема скважины следует учесть данные каверно- и профилометрии и объем бурильных труб. Если, например, $\rho_p = 1,8$ г/см³; $\rho_b = 0,85$ г/см³; $\rho_{см} = 1,71$ г/см³, то объем нефти, необходимой для установки ванны, составит 10 % объема ствола скважины.

В случаях ликвидации прихватов в районах с малоизученными геологическими условиями (когда пластовое давление неизвестно) или при предварительном снижении плотности промывочной жидкости в скважине до минимально допустимой объем нефти для ванны определяется по формуле

$$Q = 0,785 (K^2 D^2 - d_n^2) (H + h) + 0,785 d_b^2 h,$$

где Q — объем нефти для ванны, м³; K — коэффициент кавернозности ствола в зоне прихвата; D — диаметр долота, м; d_n — наружный диаметр бурильных труб, м; d_b — внутренний диаметр бурильных труб, м; H — интервал прихваченного участка колонны, м; h — расчетная высота подъема нефти выше верхней точки в бурильных трубах, м.

После определения объема нефти производится проверочный подсчет гидростатического давления в стволе скважины на момент максимального облегчения столба жидкости, чтобы не допустить нефте-, газоводопроявления. Гидростатическое давление не должно превышать пластовое в скважинах глубиной до 1200 м на 10–15 %, глубиной более 1200 м — на 5–10 %.

Нефть в трубах и затрубном пространстве распределяется исходя из конкретного состояния скважины и необходимой частоты восстановления циркуляции (во избежание ее поте-

ри), а также общего времени действия ванны. В общем случае объем избыточной нефти в бурильных трубах Q (в м^3) может быть определен из выражения

$$Q = ngT,$$

где n — число операций по восстановлению циркуляции; g — объем прокачиваемой жидкости за одну операцию, м^3 ; T — время продавливания нефти в затрубное пространство, ч.

Тогда избыточное давление в нагнетательной системе на устье скважины

$$p_{\text{и}} = \frac{(\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{н}})ngT}{10F_{\text{т}}},$$

где $\rho_{\text{р}}$, $\rho_{\text{н}}$ — соответственно плотности бурового раствора и нефти; $F_{\text{т}}$ — площадь внутреннего сечения бурильных труб в зоне ванны, м^2 .

Для предупреждения самопроизвольного вертикального перемещения нефти по стволу скважины и увеличения времени действия агента ванны в зоне прихвата перед нагнетанием нефти и продавочной жидкости необходимо закачать порцию буферной жидкости для заполнения 150–200 м затрубного и трубного пространства.

Буферная жидкость готовится из применяемого бурового раствора путем его обработки реагентами-структурообразователями до получения максимально возможных значений вязкости и статического напряжения сдвига (вязкость — по ПВ-5, СНС за 10 мин — более 270 мг/см^2). Водоотдача жидкости буферной пачки не должна превышать водоотдачу промывочной жидкости в скважине.

В местах смешения с буровым раствором буферная жидкость не должна вызывать его коагуляцию. В качестве реагентов-структурообразователей рекомендуется применять: при температуре до 100°С — крахмал, $100\text{--}150^\circ\text{С}$ — КМЦ, более 150°С — метас с каустической содой. В каждом конкретном случае рецептура для получения буферной жидкости подбирается лабораторией промывочных жидкостей.

Потребный объем продавочной жидкости $V_{\text{пр}}$ (в м^3) определяется по формуле

$$V_{\text{пр}} = 0,785[d^2(L - h_{\text{н}} - h_{\text{с}})],$$

где d — внутренний диаметр бурильных труб, м; L — глубина скважины от устья до места расположения долота, м; $h_{\text{н}}$,

h_6 — соответственно высота нефти и буферной жидкости в трубах, м.

Установка нефтяных ванн производится, как правило, через заливочную головку, имеющую не менее двух отводов, оборудованных трехходовыми кранами высокого давления. Колонна бурильных труб частично разгружается и подвешивается на роторе.

Заливочная головка обвязывается с цементирующими агрегатами двумя и более отдельно идущими к ней нагнетательными линиями, опрессованными на требуемое давление. Для проведения работ по установке ванн в сложных геологических условиях или на больших глубинах (в зависимости от конкретной ситуации района) используется не менее двух цементирующих агрегатов. Кроме того, в систему обвязки вводятся два агрегата, готовые в любой момент включиться в работу.

Агенты ванны нагнетаются в скважину цементирующими агрегатами в следующей последовательности: буферная жидкость — нефть — буферная жидкость — продавочная жидкость при максимально возможной подаче агрегатов, при этом скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не должна превышать это значение в процессе бурения данного интервала.

Максимальное ожидаемое давление при установке ванны наблюдается к моменту начала выхода нефти из труб

$$p_{\max} = gL(\rho_p - \rho_n) + p,$$

где p — давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении жидкостей в трубах и затрубном пространстве.

Значение $p_{\max}$ ограничивается внутренним давлением, при котором произведена опрессовка бурильной колонны на максимальное рабочее давление. При превышении давления в процессе продавливания сверх максимально ожидаемого необходимо уменьшить скорость закачивания продавочной жидкости во избежание нарушения герметичности и целостности колонны бурильных труб и элементов обвязки. После закачивания продавочной жидкости краны на заливочной головке закрываются, и (в зависимости от причины прихвата) колонна разгружается на определенную часть ее веса или остается под натяжкой на талевой системе.

После установки ванны колонна труб расхаживается во избежание распространения зоны прихвата. Периодичность профилактических расхаживаний устанавливается в зависи-

мости от конкретных геолого-физических условий, но не менее двух раз в 1 ч.

К расхаживанию для освобождения инструмента приступают через 4–6 ч действия ванны (с учетом конкретной ситуации).

Осевые нагрузки при расхаживании колонны не должны превышать допускаемой для труб данной группы прочности материала, а также для талевого системы и бурового оборудования.

Через каждый час после начала расхаживания проверяется наличие сифона в трубах, и часть нефти из труб (порциями по 0,5–0,7 м³) продавливается в затрубное пространство. Периодичность продавливания определяется конкретными условиями в скважине.

После ликвидации прихвата производится промывка с вымывом нефти на устье, подъем колонны труб из скважины с тщательной проверкой их качества, включая дефектоскопию, и последующая проработка ствола в осложненном интервале.

Вымытая из скважины нефть складировается и может быть использована при установках последующих ванн.

Если в течение 12–16 ч после установки ванны прихват ликвидировать не удалось, циркуляцию восстанавливают, скважину промывают, выравнивают параметры бурового раствора и повторно устанавливают нефтяную ванну. Число ванн определяется конкретными условиями района, однако устанавливать более трех-четырёх ванн не рекомендуется.

В случае прихвата труб в карбонатных и глинистых отложениях необходимо в качестве агента ванны применять кислоту. Используются техническая соляная кислота 8–14%-ной концентрации, смеси соляной кислоты и воды или нефти, а также 15–20%-ной соляной и 40%-ной плавиковой кислот, причем соотношение компонентов смеси подбирается опытным путем исходя из условия активного действия смеси кислот на образцы пород.

Объем воды, необходимой для получения 1 м³ соляной кислоты требуемой концентрации, оцениваемой по плотности полученной смеси, определяется по формуле

$$V = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2 - \rho_3}, \text{ м}^3,$$

где ρ_1 — плотность исходной соляной кислоты, г/см³; ρ_2 — плотность кислоты требуемой концентрации, г/см³; ρ_3 — плотность воды, г/см³.

В табл. 7.14 приводятся плотность и соответствующая ей концентрация разбавленной кислоты при температуре 15 °С.

Для уменьшения вредного влияния кислоты на бурильные трубы и оборудование следует в качестве ингибиторов коррозии применять (на 1 т 10%-ной соляной кислоты) 6 кг формалина, униколы, масла, поверхностно-активные вещества.

Смешение кислот, разбавление их водой, добавками ингибиторов производятся в условиях буровой с соблюдением соответствующих правил техники безопасности.

Практика показывает, что около 80 % прихватов, происшедших под действием перепада давления, ликвидируется установкой нефтяных ванн. Говоря о своевременности этой операции, необходимо отметить, что к ликвидации 70 % прихватов приступали спустя 2–20 ч от начала их возникновения, а к ликвидации остальных прихватов приступали спустя 25–50 ч (например, в случае поломок бурильного инструмента). Разумеется, эффект действия ванны зависит от своевременности ее установки.

Другое важное обстоятельство — время воздействия агента ванны в зоне прихвата. Анализом промысловых данных (по Краснодарскому краю) установили, что 75 % прихватов ликвидируется при действии агентов ванны в течение 4 ч.

Время действия ванны, после которого инструмент освобождается, зависит также от перепада давления, вызвавшего прихват инструмента. Корреляционная связь между временем действия ванны и значением перепада давления, установленная на основе статистического метода анализа с применением теории парной корреляции, выражается прямой

$$t = -0,21 + 0,051\Delta p$$

Таблица 7.14

Плотность и концентрация разбавленной соляной кислоты

Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Концентрация, %
1,030	5,15	1,070	14,17	1,110	21,91
1,035	7,15	1,075	15,16	1,115	22,85
1,040	8,16	1,080	16,15	1,20	23,82
1,045	9,16	1,085	17,13	1,25	24,78
1,050	10,17	1,090	18,11	1,30	25,75
1,055	11,18	1,095	19,06	1,35	26,70
1,060	12,19	1,10	20,01	1,40	27,66
1,065	13,19	1,105	20,97	—	—

с коэффициентом корреляции 0,915, что свидетельствует о тесной взаимосвязи явлений.

Также установили, что в большинстве случаев эффективны ванны из легких нефтей с добавками дисольвана до 1 %.

В качестве буферной жидкости используется вода, закачиваемая из расчета заполнения не менее чем 50 м высоты за трубного пространства и бурильных труб.

В остальном методика установки кислотной ванны не отличается от установки нефтяной.

В случае устойчивого разреза в зоне прихвата, или когда колонна прихвачена в отложениях магниевых или натриевых солей, следует в качестве агента ванны использовать воду с добавкой до 0,5 % дисольвана или, если позволяют условия, перейти на круговую промывку ствола скважины водой.

7.5.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЗРЫВНОГО СПОСОБА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

Взрыв при ликвидации прихвата осуществляется для:

“встряхивания” инструмента;

отвинчивания колонны;

обрыва труб с целью освободить свободную часть колонны.

“Встряхивание” целесообразно проводить в тех случаях, когда прошло незначительное время от начала возникновения прихвата и когда предполагаемая длина прихваченной зоны может быть перекрыта общей длиной торпеды.

При отвинчивании колонны с использованием взрыва в большинстве случаев удастся освободить весь инструмент или большую его часть путем многократного отвинчивания в сочетании с промывкой инструмента и скважины через разъединенную колонну труб. Обрыв труб применяется тогда, когда другие методы ликвидации аварии оказываются безуспешными или их применение экономически невыгодно.

Работы по торпедированию труб и выбор зарядов торпед для различных целей производятся в строгом соответствии с “Инструкцией по освобождению прихваченного бурильного инструмента торпедированием”.

При “встряхивании” труб выполняются следующие операции:

а) производится расхаживание труб, а если не потеряна циркуляция, то и промывка скважины;

б) определяется зона прихвата;

в) собирается торпеда заданной длины, спускается в скважину и устанавливается против всей зоны прихвата или над долотом при его заклинивании;

г) производится натяг труб с максимально допустимой силой и крутящим моментом;

д) осуществляется взрыв;

е) колонна труб поднимается (в случае необходимости производится ее расхаживание).

При отвинчивании труб необходимо:

а) провести расхаживание и, если не потеряна циркуляция, промыть скважину;

б) закрепить резьбовые соединения бурильных труб;

в) наметить место отворота труб и разгрузить резьбовое соединение, намеченное для отвинчивания, от веса верхней части колонны (место отворота выбирается в устойчивой части разреза в интервале отсутствия каверн);

г) посадить натянутую колонну труб на трубные клинья, чтобы предотвратить ее смещение относительно стола ротора;

д) приложить к колонне труб обратный вращающий момент (против часовой стрелки), равный $\frac{1}{3}$, но не более $\frac{1}{2}$ закручивающего момента, и застопорить колонну;

е) опустить торпеду ТДШ, установить ее в намеченном интервале и взорвать;

ж) поднять из скважины кабель с остовом торпеды, грузом и головкой или держателем;

з) расстопорить ротор и приступить к развинчиванию труб.

При отвинчивании последовательно выполняются следующие дополнительные операции:

а) промывается затрубное пространство через разъединенную колонну труб без ее подъема или, если не удастся возобновить циркуляцию, с подъемом одной или нескольких труб;

б) колонна свинчивается;

в) снова определяется верхняя граница прихвата;

г) проводятся все операции по отвинчиванию на глубине, где прибором определена граница прихвата;

д) после разъединения колонны труб на новой глубине все операции повторяются (промывка, отвинчивание, определение верхней границы прихвата, новое отвинчивание на

большей глубине) до тех пор, пока не будет освобожден весь инструмент или большая его часть;

е) при опасности увеличения зоны прихвата за счет прижатия труб под действием перепада давления производится расхаживание инструмента, оставленного без движения;

ж) работы по отвинчиванию могут проводиться в комплексе с обуриванием прихваченной колонны труб.

Работы по обрыву труб выполняются в следующем порядке:

а) трубы расхаживаются, а если не потеряна циркуляция, то скважину промывают;

б) определяется верхняя граница прихвата;

в) торпеда собирается, спускается в скважину и устанавливается в заданном интервале (желательно против резьбового соединения);

г) осуществляется натяг с максимально допустимой нагрузкой;

д) взрывается торпеда;

е) из скважины поднимаются кабель, груз и колонна труб, иногда после предварительного расхаживания и промывки.

7.5.5. ГИДРОИМПУЛЬСНЫЙ СПОСОБ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления, заклиниванием колонн в желобных выработках или обломках породы. Необходимым условием при этом является нахождение нижней части колонны бурильных труб на некотором расстоянии от забоя скважины, исходя из предположения, что ликвидация прихвата труб будет осуществляться методом сбивания колонны труб вниз.

Применение ГИС при отсутствии циркуляции допускается в случае, если прекращение движения жидкости вызвано частичным заполнением нижней колонны труб осадком шлама.

Способ основан на реализации эффекта разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, заполняющей полость труб.

Для создания указанных напряжений воздействуют на перекрытый верхний конец бурильных труб давлением жидкости, возникающим в полости труб после замещения находящегося в колонне бурового раствора другой жидкостью, на-

пример водой. Возникающий при этом перепад давления определяется из выражения

$$\Delta p = gH(\rho_1 - \rho_2),$$

где H — глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне; ρ_1, ρ_2 — соответственно плотность жидкости в затрубном пространстве и трубах.

Перепад давления, действуя на верхний закрытый конец бурильных труб, создает растягивающую нагрузку и соответственно растягивающие напряжения материала труб. При резком снятии возникших напряжений в скважине произойдут следующие процессы:

а) продвижение колонны в сторону забоя;

б) снижение давления в трубах и затрубном пространстве и, как следствие, переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы со значительной начальной скоростью, приводящей к эрозии фильтрационной корки и осадков;

в) кратковременное снижение перепада давления в зоне прихвата вследствие понижения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

С помощью ГИС прихват может быть ликвидирован за один импульс при условии, что работа будет выполняться не позже чем через 24 ч после возникновения прихвата. Длина неприхваченной части колонны труб составляет 1500 м и более, а прихваченной — менее 50 м. При этом избыточное давление в полости колонны труб составляет не менее 7 МПа на 1000 м труб.

При отступлении от перечисленных условий для ликвидации прихвата требуется выполнить несколько импульсов. Если при этом 10 последовательно созданных импульсов не дали положительного результата, то дальнейшие работы следует проводить только после установки жидкостных ванн.

При отсутствии положительного эффекта через 30 последовательных импульсов дальнейшие работы ГИС прекращаются.

Ограничениями к применению ГИС являются:

а) недостаточная плотность бурового раствора в скважине ($\rho \leq 1,35 \text{ г/см}^3$);

б) негерметичность колонны труб;

в) осложненность ствола скважины (осыпи, обвалы, зашламленность и т.п.).

7.5.6. ПРИМЕНЕНИЕ УДАРНЫХ УСТРОЙСТВ

Ясс ударный — предназначен для освобождения прихваченной бурильной колонны приложением к ней ударных нагрузок при расхаживании. В табл. 7.15 приведена техническая характеристика яссов.

Ясс ударный (рис. 7.11) состоит из корпуса и шпинделя. Корпус скомпонован из переводника 1, двух кожухов 3, муфты соединительной 5 и нижней муфты 8, в которой помещены самоуплотняющиеся манжеты 9.

Шпиндель состоит из квадратной штанги 4, головки 6 и направляющей трубы 7. На верхний конец квадратной штанги навернута воронка 2 для направления груза ДТШ. Двухметровый свободный ход ясса предотвращает распространение над ним прихвата.

При расхаживании колонны бурильных труб в яссах ЯУ-235 и ЯУ-215 удары сверху вниз наносятся соединительной муфтой корпуса по верхнему торцу головки, а удары снизу вверх — по нижнему торцу головки нижней муфтой корпуса ясса. В яссах ЯУ-190 и ЯУ-170 удары сверху вниз осуществляются по кольцевому выступу направляющей трубы, а снизу вверх — по нижнему торцу головки нижней муфтой. При вращении инструмента крутящий момент передается прихваченной колонне через соединительную муфту и квадратную штангу.

Ясс ударно-вибрационный предназначен для освобождения прихваченной колонны бурильных труб осевыми ударами, направленными сверху вниз, или же путем создания вибрации в колонне вращением бурильных труб под натяжением. Ясс ударно-вибрационный (рис. 7.12) состоит из корпуса и шпиндельной части. Корпус соединяется с колонной бурильных труб при спуске в скважину с помощью переводника 1 и

Таблица 7.15

Техническая характеристика яссов

Обозначение	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр канала шпинделя, мм	Длина свободного хода ясса, мм	Присоединительные резьбы		Длина, мм	Общая масса, кг
				верхнего конца	нижнего конца		
ЯУ-235	235	75	2000	3-171	3-147	7200	1220
ЯУ-215	215	75	2000	3-171	3-147	7200	1185
ЯУ-190	190	75	2000	3-147	3-147	6600	1040
ЯУ-170	170	75	2000	3-147	3-147	6550	770

Рис. 7.11. Ясс ударный

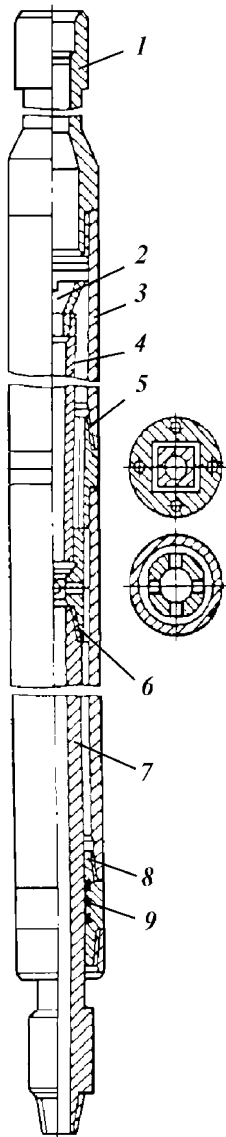
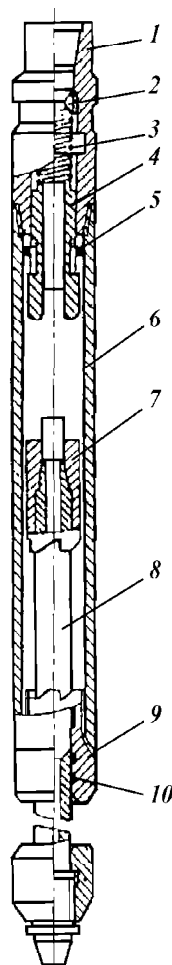


Рис. 7.12. Ясс ударно-вибрационный



служит для нанесения ударов ударником 9, а также для создания вибрации при вращении инструмента под натяжением с помощью наклонных кулачков ударника. В переводнике смонтированы кольцо 2, пружина 3, муфта отбойная 4 с квадратным сечением направляющей хвостовой части. Продольное перемещение отбойной муфты ограничивается двумя

Техническая характеристика ударно-вибрационных яссов

Обозначение	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр канала шпинделя, мм	Длина свободного хода ясса, мм	Присоединительные резьбы		Длина, мм	Общая масса, кг
				верхнего конца	нижнего конца		
ЯУВ-235	235	75	2000	3-147	3-147	3890	795
ЯУВ-215	215	75	2000	3-147	3-147	3750	675
ЯУВ-190	190	75	2000	3-147	3-121	3670	515
ЯУВ-170	170	75	3000	3-121	3-121	4560	470
ЯУВ-127	127	40	3000	3-101	3-101	4380	260

винтами 5, расположенными в нижней части переводника. Переводник и ударник соединены кожухом 6. Шпиндельная часть служит для захвата свободного конца прихваченной колонны с помощью ниппельного конца или наверху него ловильного инструмента (метчика, колокола, седла, калибра и т.д.) и состоит из шпинделя 8 и закрепленных на нем головки 7 и наковальни 10. Головка имеет на одном торце прямые, а на другом наклонные кулачки. Для исключения возможного самоотвинчивания головки при левом вращении инструмента она соединяется штифтом со шпинделем. Уплотнение зазоров между корпусом и шпинделем достигается V-образными резиновыми манжетами.

Ясс спускается в скважину на бурильных трубах. При достижении яссом прихваченной части колонны его шпиндель упирается в торец колонны, и при дальнейшем опускании ясс выбирает свой свободный ход. Последующее вращение бурильной колонны вызывает под действием пружины зацепление кулачков отбойной муфты с кулачками головки, после чего вращение колонны передается шпинделю, что способствует захвату конца прихваченной колонны. Убедившись в надежном соединении с прихваченной колонной труб (по показаниям манометра и индикатора веса), приступают к освобождению инструмента нанесением ударов ударником по наковальне. Удары создаются частичным весом инструмента при расхаживании или создании вибрационной нагрузки при вращении колонны под натяжением. Характеристика ударно-вибрационных яссов приведена в табл. 7.16.

Устройство УЛП-190-1 конструкции б. ВНИИКРнефти предназначено для ликвидации прихватов нанесением по прихваченной части ударов, направленных сверху вниз или снизу вверх.

Техническая характеристика УЛП-190-1

Наружный диаметр корпуса, мм	178
Длина, мм.....	1900
Статическая растягивающая нагрузка, тс	150
Допустимая рабочая нагрузка, тс.....	70
Ударная нагрузка, т.....	До 300
Диаметр промывочного канала, мм.....	56

Устройство (рис. 7.13) состоит из корпуса 4 и стержня 5, на котором находятся кулачки 3, имеющие на боковой поверхности зубчатые элементы, входящие в зацепление с ответными зубчатыми элементами на корпусе. На стержне установлен уплотнительный манжет 2, поджатый гайкой 1. Для соединения с трубами или ловильным инструментом устройство снабжено резьбами 3-147 и 3-121 (ГОСТ 5286—58).

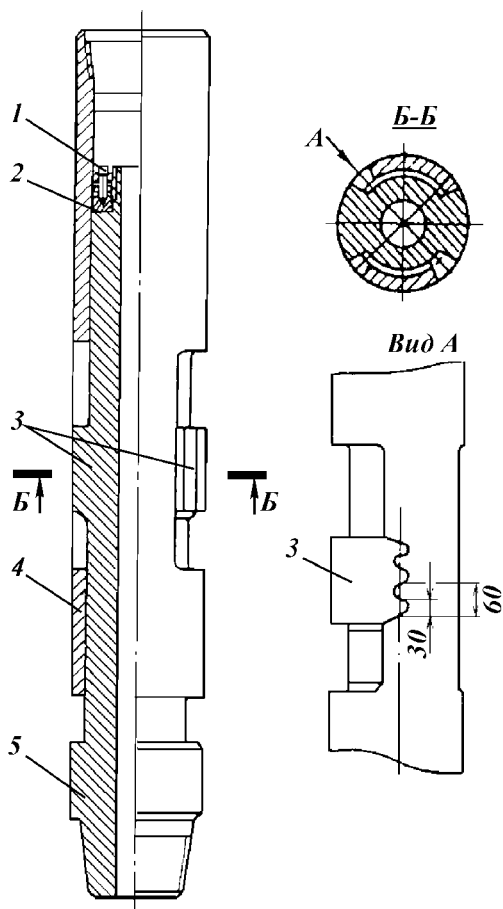


Рис. 7.13. Устройство УЛП-190-1

Сквозь стержень проходит отверстие для промывки и пропуска торпеды.

Принцип работы устройства основан на нанесении ударов по прихваченному инструменту и создании осевых нагрузок на него при выходе зубчатых секторов из зацепления. Удары наносятся сверху или снизу в зависимости от необходимости проведения определенных технологических операций.

Операции по ликвидации прихватов с помощью УАП-190-1 проводятся в соответствии со специальной инструкцией.

7.5.7. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА

К числу гидромеханических устройств ударного действия относятся гидравлические яссы открытого типа ЯГ-146, ЯГ-95, выпускаемые серийно с комплектами испытателей пластов КИИ2М-146 и КИИ2М-95, и яссы закрытого типа ЯГЗ-146, ЯГЗ-127, разработанные в СевКавНИПИнефти.

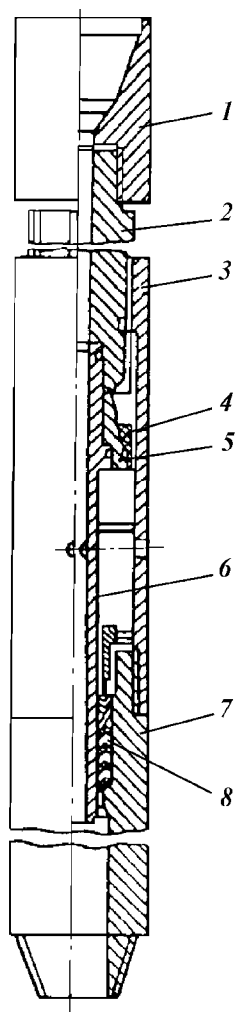
Принцип работы этих яссов заключается в передаче прихваченной части колонны осевых ударных нагрузок, направленных вверх. Для удара используется энергия деформации, накопленная при растяжении свободной части колонны буровых труб.

Техническая характеристика яссов открытого типа

Обозначение.....	ЯГ-146	ЯГ1-146	ЯГ-95
Наружный диаметр, мм.....	146	146	95
Длина в растянутом положении, мм.....	1608	1230	1270
Свободный ход, мм.....	320	220	330
Гидравлически не уравновешенная площадь, см ²	96	58	38
Концевые резьбы.....	3-121	3-121	3-76
Масса, кг.....	147	128	58

На рис. 7.14 показана схема ясса ЯГ-146, состоящего из корпуса 3, внутри которого размещен грузовой шток 2, находящийся в постоянном шлицевом зацеплении с корпусом нижнего штока 6, проходящего через двухстороннее манжетное уплотнение 8. Между выступами штоков 2 и 8 установлены седло 5 и резиновая уплотнительная втулка 4. Сверху на грузовой шток 2 навинчен переводник 1, а снизу в корпус 3 — переводник 7. При передаче растягивающей нагрузки подвижные детали перемещаются вверх, а резиновая втулка 4 плотно садится на уплотнительный корпус седла 5, благодаря чему образуется замкнутая атмосферная камера между уплотнительными манжетами 8 и конусом. С этого момента детали могут перемещаться вверх при условии приложения растяги-

Рис. 7.14. Схема гидравлического ясса открытого типа ЯГ



вающей силы, большей, чем произведение гидравлически не уравновешенной площади на гидростатическое давление столба бурового раствора, заполняющего скважину. Эта сила для яссов ЯГ-146, ЯГ1-146 и ЯГ-95 составляет соответственно $9,6 \cdot 10^4$, $5,8 \cdot 10^4$ и $3,8 \cdot 10^4$ Н на 10 МПа гидростатического давления.

При натяжении колонны бурильных труб, превышающем силу, необходимую для растяжения ясса, шток ясса начинает перемещаться вверх относительно корпуса. В момент, когда резиновая втулка окажется выше радиальных отверстий в корпусе, давление под резиновой втулкой станет равным гид-

ростатическому, поэтому сопротивление движению исчезнет и подвижные детали под действием энергии упругого растяжения колонны бурильных труб резко переместятся вверх, нанося удар по утолщенной верхней части корпуса в направлении снизу вверх. Если при этом прихваченная часть инструмента не освободилась, то ясс сжимают повторно с последующим натяжением колонны труб.

Таким образом, ясс обеспечивает создание серии ударов, значение которых, при прочих равных условиях, зависит от натяжения и жесткости колонны бурильных труб и может в 3—4 раза превышать силы растяжения. Например, при скорости подъема 22 см/с сила удара может достигать 20—40 тс.

В некоторых случаях максимальная растягивающая сила, передаваемая на ясс, может быть ограничена прочностью бурильных труб, что сокращает область применения ясса на глубине скважины 3—4 тыс. м.

Основной недостаток гидравлических яссов открытого типа заключается в том, что тормозная камера сообщается с затрубным пространством и заполнена буровым раствором, поступающим из скважины. Вследствие этого эффективность работы таких устройств существенно зависит от значения гидростатического давления в зонах их установки и от качества бурового раствора.

Яссы закрытого типа более эффективны, так как тормозная камера у них заполнена вязким маслом и герметично изолирована от внешней среды. Благодаря этому исключается заклинивание штока шлагом, а значение нагрузки, создаваемой в яссе, не зависит от гидростатического давления в скважине. Кроме того, заполнение тормозной камеры маслом различной вязкости дает возможность выбирать необходимое значение удара.

Эти особенности конструкции и принципа действия расширяют пределы работы ясса по давлению в скважине и способствуют увеличению надежности его работы.

Техническая характеристика яссов закрытого типа

Обозначение	ЯГЗ-146	ЯГЗ-127
Наружный диаметр, мм.....	146	127
Длина, мм.....	1730	1730
Рабочий ход, мм.....	220	220
Допустимая растягивающая нагрузка, тс.....	70	50
Допустимая сжимающая нагрузка, тс.....	28	20
Максимальная температура, °С.....	200	200
Максимальный перепад давления, удерживаемый уплотнениями, МПа.....	45	45
Размер концевых резьб.....	3-121	3-101
Масса, кг.....	135	119

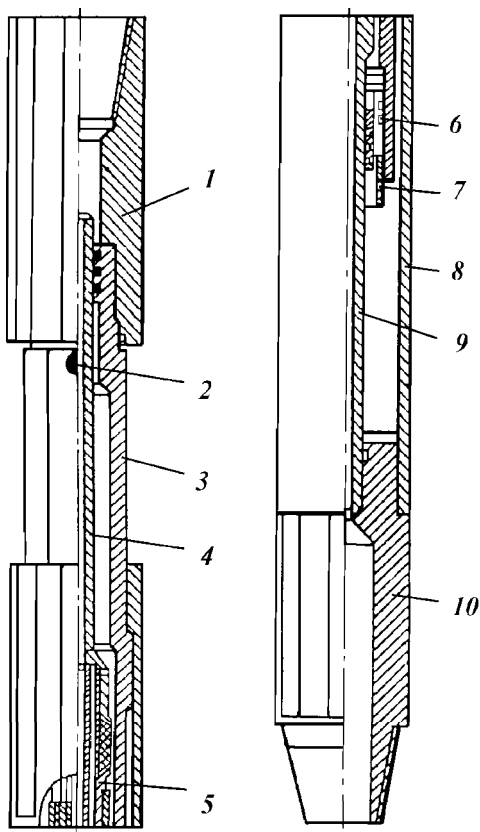


Рис. 7.15. Схема гидравлического ясса закрытого типа (ЯГЗ)

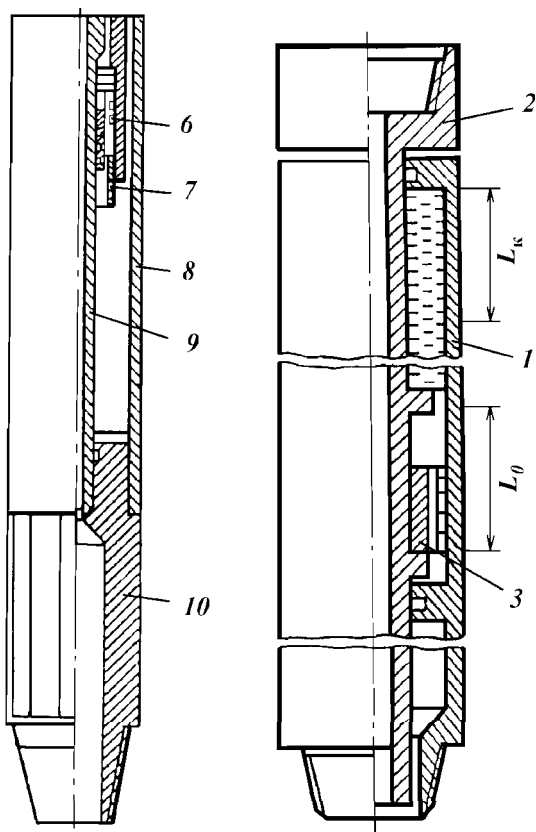


Рис. 7.16. Схема гидравлического ясса конструкции ВНИИБТ:

1 - корпус; 2 - шток; 3 - поршень; L_0 - длина тормозной камеры; $L_{св}$ - длина свободного хода штока

На рис. 7.15 приведена схема ясса закрытого типа ЯГЗ-127, корпус которого состоит из переводника 1, кожуха 8 и переводника 10, соединенных на металлических резьбах. В корпусе размещены полые штоки 3, 4, 9, поршень 6, гайка 7 и гидравлическое сопротивление, состоящее из корпуса 5, имеющего стержневую систему лабиринтных зазоров и обратный клапан. В качестве уплотнительных элементов использованы резиновые кольца круглого сечения и специальная резиновая втулка. Между штоками 3, 4 и поршнем 6 об-

разована замкнутая камера, которая через пробки 2 заполняется авиамаслом МС-20.

В процессе спуска ясс находится в растянутом положении (см. рис. 7.15). Благодаря шестигранному зацеплению между штоками 3 и кожухом 8 через бурильные трубы вращение передается расположенному ниже оборудованию при докреплении ясса к прихваченной колонне труб.

При передаче механической сжимающей нагрузки ясс сжимается на длину рабочего хода, при этом корпус 5 входит в полость штока 3 и масло перетекает из надпоршневого пространства в подпоршневое без сопротивления благодаря наличию обратного клапана в системе гидравлического сопротивления.

Ясс срабатывает под действием натяжения колонны бурильных труб, при этом шток 3 перемещается вверх, а масло перетекает по лабиринтному зазору корпуса 5.

В результате значительного гидравлического сопротивления перетоку тормозной жидкости нижняя часть колонны бурильных труб перемещается медленнее верхней, которая растягивается, накапливая упругую энергию деформации растяжения.

Гидравлический ясс закрытого типа разработан во ВНИИБТ (рис. 7.16). Ясс состоит из корпуса 1, внутри которого имеются две ступенчатые камеры, и штока 2 со смонтированным на нем поршнем 3. Корпус сверху и снизу герметизирован уплотнениями, а камеры — заполнены маслом. При заряженном состоянии ясса поршень находится в крайнем нижнем положении. Зазор между поршнем и цилиндром нижней камеры минимален и составляет 90 — 100 мкм.

Корпус ясса соединяется с прихваченной частью труб, а шток — со свободной. Для включения ясса в работу на шток через колонну бурильных труб передают нагрузку растяжения, направленную вверх. Благодаря малому зазору в паре поршень — цилиндр масло в камере сжимается, и в ней возникает давление, пропорциональное растягивающей нагрузке. Нагрузка через шток, сжатое масло и корпус передается на прихваченный участок бурильных труб. Одновременно жидкость, сжатая под действием высокого давления, начинает перетекать через малые зазоры в паре поршень — цилиндр в подпоршневую зону, вследствие чего поршень получает возможность медленно двигаться вверх. Колонна труб растягивается (в пределах упругой деформации) и накапливает энергию деформации.

При входе поршня в расширенную часть камеры давление

в системе резко падает, шток и растянутая часть колонны получают возможность свободно перемещаться вверх за счет энергии упругой деформации, нанося удар по верхней части корпуса ясса, сила которого пропорциональна накопленной энергии и скорости движения. Энергия удара через корпус ясса передается прихваченной части.

Порядок работы рассмотренных устройств можно условно разделить на два этапа. Первый: зарядка ясса — создание необходимой тяговой силы на штоке устройства; второй: разрядка — нанесение удара по прихваченной части бурильной колонны.

На первом этапе устройство работает как гидравлическая система, на втором — как механическая. Работа этих устройств на втором этапе ничем не отличается от работы механических устройств ударного действия без сальниковых уплотнений, работающих при больших давлениях. С этой точки зрения преимущества механических ударных устройств неоспоримы.

В б. ВНИИКРнефти разработан гидроударник, включаемый в компоновку бурильного инструмента (рис. 7.17).

Гидроударник состоит из трубчатого корпуса 3 с отверстиями 5, 16 для выпуска отработанной жидкости из рабочей камеры 9, образованной полостью между стенками корпуса и полым штоком 2 с нагнетательными отверстиями 7 и 13. На штоке концентрично расположена золотниковая втулка 10 с нагнетательными отверстиями 8, 14 и рабочими отверстиями 6, 15 для сброса отработанной жидкости. Проходные сечения отверстий 6, 15 в крайних положениях втулки сжимаются стержнями 4 с переменным по длине сечением. На золотниковой втулке свободно установлен поршень-ударник 12. В рабочем состоянии устройства циркуляционный канал 11 перекрыт пробкой 20. К корпусу устройства на резьбе присоединены переводник 1 и удлиненный переводник 17, на котором размещен механизм включения устройства и поворота штока, содержащий зубчатые венцы 19 и 22, пружину 18 и зубчатое кольцо 21, установленное на штоке. В нерабочем состоянии гидроударник монтируют в наиболее прихватопасном месте, т.е. в нижней части бурильной колонны, над УБТ.

Устройство работает следующим образом. В случае возникновения прихвата в бурильную колонну с поверхности сбрасывают пробку 20, которая, увлекаемая потоком рабочей жидкости, попадает на седло штока 2, закрывая проход жидкости. Под действием давления шток 2 опускается, сжимая

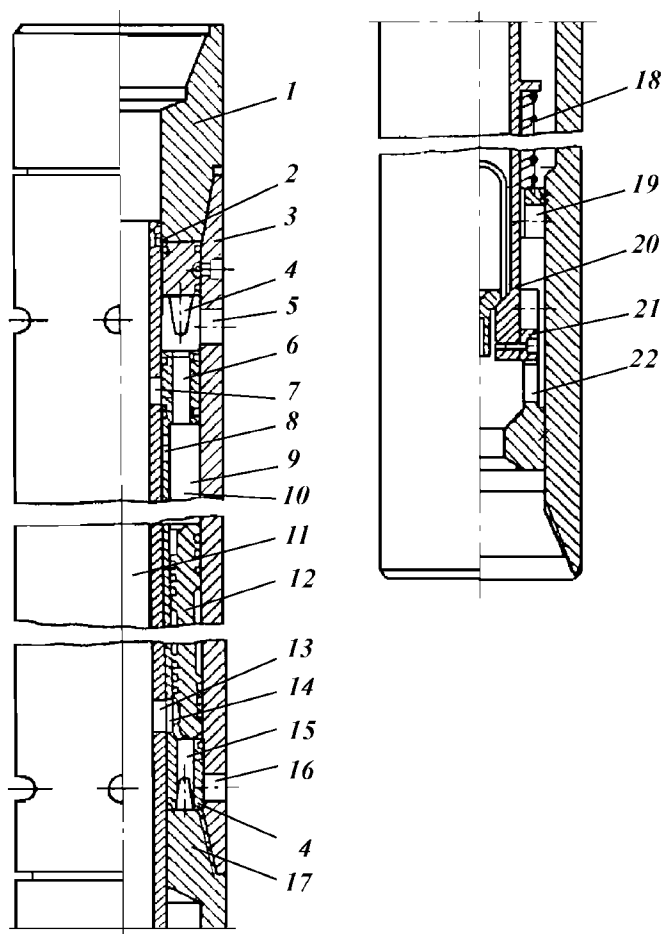


Рис. 7.17. Схема гидроударника конструкции б. ВНИИКРнефти

пружину 18 до тех пор, пока зубья кольца 21 не попадут в зубчатый венец 22. Тогда отверстие 13 штока совпадает с отверстием 14 золотника, и рабочая жидкость устремляется в рабочую камеру устройства под поршень-ударник 12, который под действием давления поднимается. Временная пробка из отверстия 5 выдавливается давлением. Поршень, разгоняясь, достигает фланца золотниковой втулки 10 и продолжает двигаться вместе с ней. Золотниковая втулка при своем перемещении закрывает отверстия 5, 13 и открывает — 7. Далее, продолжая движение, она сжимает впереди себя жидкость,

замкнутую в камере, образованной выше отверстия 5, передавая энергию движения прихваченной колонне. Жидкость из этой камеры вытесняется через дросселирующее отверстие 6. Далее, обратным потоком жидкости поршень разгоняется в противоположную сторону, производя удар вниз.

Соотношение сил ударов вверх и вниз регулируют изменением проходных сечений нагнетательных отверстий сверху и снизу поршня. Сечение нагнетательных отверстий изменяют поворотом штока 2.

Отверстия 7 и 13 на штоке имеют переменные по длине окружности сечения. При совмещении отверстий штока и золотника обеспечивается мощный удар вверх и слабый вниз. Поворотом штока можно получить необходимое соотношение сил ударов, вплоть до мощного удара вниз и слабого вверх.

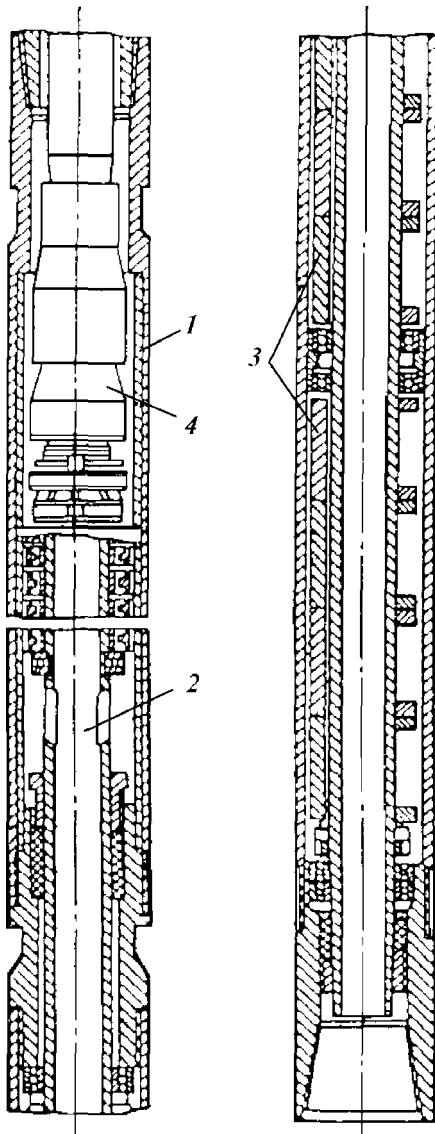
Шток поворачивается следующим образом. При прекращении нагнетания давление прокачиваемой жидкости уменьшается. Пружина 18 поджимает шток 2. Нижние зубья зубчатой втулки 21 выходят из зацепления с зубьями венца 19 и под действием силы пружины, скользя по их поверхности, поворачивают шток. Затем нагнетание жидкости в скважину возобновляют. Под давлением жидкости шток перемещается вниз. Нижние зубья втулки входят в зацепление с зубчатым кольцом 22, и шток снова поворачивается.

Таким образом, многократным уменьшением и восстановлением давления при повороте штока получают нужное соотношение сечений нагнетательных отверстий, что обеспечивает необходимое соотношение сил удара.

После ликвидации прихвата производят обратную промывку скважины. Пробка 20, подхваченная потоком жидкости, возвращается на поверхность. Шток 2 под действием пружины возвращается в верхнее положение, закрывая рабочую камеру устройства, после чего можно продолжать бурение. Одно из основных преимуществ этого гидроударника заключается в возможности включения его в компоновку бурильного инструмента, а также в возможности регулирования частоты вынужденных колебаний и силы удара в одном из выбранных направлений.

Устройства для создания сложных колебаний колонн. Конструкторским бюро объединения Саратовнефтегаз совместно с Саратовским политехническим институтом разработан и испытан глубинный эксцентриковый вибратор ВМЭ-2 с приводом от турбобура, создающий колебания в радиальном направлении (рис. 7.18).

Рис. 7.18. Схема глубинного эксцентрикового вибратора ВМЭ-2



Вибратор ВМЭ-2 состоит из корпуса 1, через который передаются вибрации на прихваченный инструмент, вала 2 с насаженными на него на шпонках дебалансами 3, создающими вибрации, и шлицевой полумуфты 4, через которую вал турбобура соединяется с валом вибратора.

В объединении Саратовнефтегаз с помощью этого устрой-

Технические данные ВМЭ-2

Момент дебалансов, кгс·м.....	7,07
Частота вращения вала турбобура, об/мин.....	1000
Возмущающая сила, т.....	4,8
Наружный диаметр корпуса, мм.....	170
Длина, мм.....	9000
Масса, кг.....	960

ства ликвидировали прихваты в ряде скважин объединения Куйбышевнефть.

Результаты исследований показали, что при некоторой длине прихваченной части колонны труб влияние вибратора может практически прекратиться. Это объясняется тем, что при поперечных колебаниях амплитуды неодинаковы вдоль длины освобождаемой колонны и эффективность вибраций на разных участках колонны также различна, но с увеличением расстояния от вибратора до места прихвата — амплитуды значительно уменьшаются.

Так как продольные колебания действуют равномерно по всей длине колонны, а интенсивность затухания продольных колебаний в колонне труб в результате действия различных диссипативных сил значительно меньше интенсивности затухания поперечных колебаний, то устройства, создающие продольные колебания, более рациональны.

Примером может служить возбудитель упругих колебаний (ВУК), разработанный Институтом механики МГУ.

ВУК — телескопическое устройство, состоящее из двух основных узлов: штока и корпуса. Конструкция предусматривает расцепление телескопических узлов при приложении определенной растягивающей нагрузки, которую регулируют перед спуском в скважину.

С помощью ВУК можно наносить удары по прихваченной колонне труб снизу вверх и воздействовать на область прихвата импульсно-динамическими силами сверху вниз, вовлекая бурильную колонну в интенсивный колебательный процесс.

Техническая характеристика устройств

Обозначения.....	ВУК-170	ВУК-210
Наружный диаметр, мм.....	170	210
Длина в исходном состоянии, м.....	3	3,3
Телескопический ход штока, м.....	0,8	1
Присоединительные резьбы.....	3-167	3-171
Диапазон регулировки сил расцепления телескопического узла, тс.....	0—100	0—100
Минимальный внутренний диаметр проходного отверстия, мм.....	55	75
Время импульсного воздействия, с.....	0,1	0,1
Энергия силового импульса, направленного сверху вниз, кг/м.....	1500	1500
Сила жесткого удара ясом снизу вверх, тс.....	150	250
Частота импульсных воздействий за 1 мин.....	1	1

В зависимости от вида и характера прихвата ВУК может работать в режимах механического ясса — возбудителя упругих колебаний.

Для ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием бурильной компоновки в деформированных участках ствола скважины или посторонними предметами при ее спуске, необходимо использовать ВУК в режиме ударного ясса. В этом случае устройство устанавливают непосредственно над прихваченной частью бурильной компоновки под УБТ весом 10—15 т. Перед спуском ВУК регулируют по силе расщепления телескопического узла при помощи специального регулировочного винта. Силу расщепления определяют по номограмме, приведенной в руководстве по применению устройства.

При прихватах вследствие перепада давления или осыпей и обвалов, а также при заклинивании бурильной колонны при подъеме из скважины ВУК используют в режиме возбудителя упругих колебаний, для чего его включают в аварийную компоновку так, чтобы длина участка между ним и местом прихвата была не менее 500 м и не более величины, определяемой по формуле

$$l = Q/q, \quad (7.5)$$

где Q — осевая сила расщепления ВУК; q — вес 1 м бурильных труб.

С помощью этого устройства ликвидировали прихваты на нескольких скважинах объединений Оренбургнефть и Узбекнефть.

Одно из основных преимуществ этого устройства — широкий диапазон применения, т.е. наряду с ликвидацией заклиниваний бурильного инструмента, оно используется и при прихватах, вызванных действием перепада давления или вследствие осыпей и обвалов, а также для создания колебаний всей бурильной колонны. Однако ВУК имеет недостатки:

- невозможность создания жесткого удара;

- при сломе штока часть устройства остается в скважине, усложняя аварийную ситуацию;

- сложность изготовления узла сцепления и регулировки;

- невозможность регулирования режима работы непосредственно в скважине в момент ликвидации прихвата;

- сложность обслуживания.

7.5.8. ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, СООБЩАЕМЫЕ КОЛОННЕ ПРИХВАЧЕННЫХ ТРУБ ПРИ РАБОТЕ УСТРОЙСТВ УДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

Результативность устройств, применяемых для ликвидации прихватов, зависит от развиваемых ими сил и места их приложения. Важной расчетной характеристикой при этом является динамическая нагрузка, сообщаемая прихваченной части колонны. Расчет динамических нагрузок целесообразно выполнять на примере устройства ударного действия, в котором назовем ударный элемент молотом, а элемент, которому передается удар и который соединен с прихваченной колонной труб, наковальней (рис. 7.19). Обычно перед нанесением удара молот 3 вводят в зацепление (заряжают), затем при создании осевой нагрузки или проворачивании его обеспечивают срыв и удар по наковальне 2, при этом свободная часть прихваченных труб 4 растягивается. При расчете растягивающих сил во время удара возникает известная задача о динамическом нагружении стержня. В принятой расчетной схеме: h — свободный ход молота, l_2 — длина свободной части труб от места прихвата до элемента зацепления молота; l_1 — расстояние от устья скважины до наковальни.

В связи с небольшим значением свободного хода и полагая, что скважина вертикальна, а элементы верхней части колонны и свободной части прихваченных труб упругие, силами сопротивления при движении колонны труб при срыве молота с зацепления можно пренебречь. Обычно $l_1 \gg l_2$, так как свободную часть труб отвинчивают и извлекают вблизи места прихвата. В первом приближении диаграмму сила — удлинение при зарядании устройства можно представить в следующем виде диаграммы (рис. 7.20), где N — сила натяжения при зарядании устройства. Согласно этой диаграмме, упругая энергия деформации свободной части прихваченной колонны труб длиной l_2

$$\frac{1}{2} \frac{E_2 F_2}{l_2} \Delta l_2^2 = \frac{1}{2} \frac{E_1 F_1}{l_1} (\Delta l_1 + \Delta l_1 - h - \Delta l_2) (h + \Delta l_2). \quad (7.6)$$

Считая, что $E_1 = E_2 = E$, получают

$$\Delta l_2^2 \left(1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2} \right) - 2(\Delta l_1 - h) \Delta l_2 - h(2\Delta l_1 - h) = 0. \quad (7.7)$$

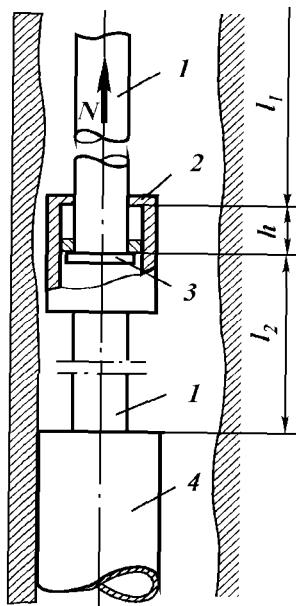
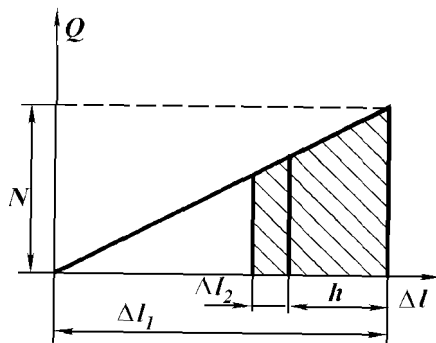


Рис. 7.19. Схема расположения колонны с прихваченными трубами:

1 - буровые трубы; 2 - наковальня; 3 - молот; 4 - прихваченные трубы

Рис. 7.20. Диаграмма сила - удлинение



Исходя из этого уравнения определяют удлинение свободной части прихваченной колонны

$$\Delta l_2 = \frac{\Delta l_1 - h}{1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}} + \frac{\Delta l_1 - h}{1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}} \times \sqrt{1 + \frac{2h}{\Delta l_1 - h} \left(1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}\right) + \frac{h^2}{(\Delta l_1 - h)^2} \left(1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}\right)}. \quad (7.8)$$

Принимая во внимание, что динамическая сила

$$Q_A = \frac{EF_2}{l_2} \Delta l_2,$$

а статическая сила, действующая на прихваченную колонну после удара и успокоения,

$$Q_{ст} = \frac{EF_1}{l_1} (\Delta l_1 - h),$$

получают после преобразований

$$Q_A = \frac{Q_{ст}}{1 + \frac{F_1 l_2}{F_2 l_1}} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{\left(\frac{2\Delta l_1}{h} - 1\right)}{\left(\frac{\Delta l_1}{h} - 1\right)} \left(1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}\right)} \right]. \quad (7.9)$$

Даже при нулевом ходе $h = 0$

$$Q_A = \frac{2Q_{\text{ст}}}{1 + \frac{F_1 l_2}{F_2 l_1}}. \quad (7.10)$$

Т.е. возможны устройства ударного типа с очень малыми ходами, но тем не менее с высокими динамическими нагрузками в момент удара.

После преобразования выражение (7.8) можно представить в виде уравнения

$$\Delta l_2 = \frac{\Delta l_1 - h}{1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}} + \sqrt{\left(\frac{\Delta l_1 - h}{1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}} \right)^2 + \frac{2h(\Delta l_1 - h)}{1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}} + \frac{h^2}{1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}}}, \quad (7.11)$$

из которого видно, что если натяжение такое, что $\Delta l_1 = h$, то

$$\Delta l_2 = \sqrt{\frac{h}{1 + \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2}}}. \quad (7.12)$$

Принимая во внимание, что

$$-\frac{\Delta l_1 E F_1}{l_1} = N,$$

где N — сила натяжения, легко получить соотношение

$$Q_A = \frac{N F l_1}{\sqrt{F_1^2 l_2^2 + F_1 F_2 l_1 l_2}}. \quad (7.13)$$

Обычно в практике $F_1 \approx F_2$, тогда

$$Q_A = \frac{N l_1}{\sqrt{l_2(l_1 + l_2)}}. \quad (7.14)$$

Если учесть, что $l_1 \gg l_2$, то получим простое выражение для определения динамической нагрузки в случае $h = \Delta l_1$ (при $Q_{\text{ст}} = 0$):

$$Q = N \sqrt{\frac{l_1}{l_2}}. \quad (7.15)$$

Пример определения динамической нагрузки: $h = \Delta l_1 = 20$ см; $F_1 = F_2 = F = 40$ см²;

$E = 2 \cdot 10^6$ кгс/см²; $l_1 = 1000$ м; $l_2 = 10$ м.

Решение:

$$N = \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 40 \cdot 20}{100\,000} = 16 \cdot 10^3 \text{ кгс.}$$

Тогда

$$Q_A = 16 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{1000}{10}} = 16 \cdot 10^4 \text{ кгс.}$$

В общем случае в качестве расчетной формулы можно использовать выражение (7.9), а для частных задач, когда $h = 0$ или $h = \Delta l_1$, — соответственно выражения (7.10), (7.13), (7.14).

Согласно полученным выражениям, можно оценивать нагрузки, действующие на прихваченную колонну труб в момент удара, что позволит правильно выбирать нагрузки, предотвратить возможные порывы труб при ликвидации аварий и рассчитывать элементы конструкции ударных устройств.

Следует отметить, что при расчете динамической нагрузки не были учтены упругие связи для колонны прихваченных труб и силы сопротивления при движении верхней части труб. Поэтому полученные зависимости следует рассматривать в качестве верхней оценки, что является вполне удовлетворительным при расчетах на прочность.

7.5.9. ГИДРОВИБРИРОВАНИЕ КОЛОННЫ ТРУБ

Для придания колебательных движений колонне бурильных труб используется энергия гидравлического удара путем отключения на этот период компенсаторов буровых насосов или части клапанов насосов, а также комбинации указанных способов. Гидровибрирование может дать положительный результат в сочетании с расхаживанием и установкой жидкостных ванн, поскольку при вибрировании нарушается контакт со стенками скважины, снижается коэффициент трения в контактной зоне и образуются каналы, заполняемые агентом ванны. Гидровибрирование колонны труб может быть достигнуто при использовании специальных гидровибраторов, спускаемых на бурильных трубах и устанавливаемых в непосредственной близости от зоны прихвата.

7.5.10. ОСВОБОЖДЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ПРИХВАЧЕННОЙ ОСЕВШИМ ШЛАМОМ

В случае прихвата колонн осевшим шламом, утяжелителем, разбуренным цементом или посадки колонны в шлам, осевший в призабойной зоне, когда расхаживание и попытки возобновления циркуляции результата не дают, в колонне над УБТ или турбобуром простреливают 12—18 отверстий и восстанавливают интенсивную циркуляцию с расхаживанием. Если возобновить циркуляцию не удастся ни буровым насосом, ни насосами цементирувочных агрегатов, то на расстоянии 10—12 м выше предыдущего интервала прострела снова перфорируют колонну, после чего повторяют попытку восстановить циркуляцию. При отрицательном результате дальнейшие работы производят в той же последовательности до восстановления циркуляции. После восстановления циркуляции шлам из затрубного пространства вымывается интенсивной промывкой и производятся расхаживание и гидровибрирование колонны или освобождение с помощью ударных устройств.

Для предупреждения и ликвидации осложнений и аварий необходима единая система классификации, расследования и учета аварий, возникающих при бурении скважин. В практике бурения используются "Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ" и «Инструкция по расследованию аварий, не повлекших за собой несчастных случаев на подконтрольных Госгортехнадзору предприятиях и объектах».

8.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ ПРИ БУРЕНИИ, ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО УЧЕТУ, ЛИКВИДАЦИИ И ПРОФИЛАКТИКЕ АВАРИЙ

Аварией считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Аварии происходят из-за поломки, оставления или падения в скважину элементов обсадных или буровых колонн, из-за неудачного цементирования обсадных колонн, прихвата, открытого фонтанирования и падения в скважину различных предметов.

Нарушения непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины при соблюдении технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванные явлениями горно-геологического характера, такие как поглощение, нефтегазопроявление, выбросы, осыпи, обвалы, желобные выработки, искривление ствола и другие, а также последствия стихийных бедствий в отличие от аварий называют осложнениями.

Классификация – это распределение аварий по различным принципам и группам, предусматривающее выделение общих

и частных подразделений. Классификацию используют для разработки мер профилактики, а также выбора способа и технических средств ликвидации аварий.

По степени тяжести последствий для производства аварии делятся на две группы: простые и сложные. К сложным относятся аварии, ликвидация которых длится более 3–5 сут, а также вызвавшие закрытие скважины или существенное изменение ее глубины, пространственного положения и конструкции.

Единого критерия для разграничения аварий на простые и сложные не существует. На практике показатель тяжести аварии определяют методом экспертной оценки технического состояния скважины, а также положением и целостностью оставленных в скважине устройств (буровой снаряд, обсадные трубы, гидрогеологические и геофизические приборы).

В зависимости от вины исполнителя работ, определяющей порядок и размер оплаты труда за время проведения ликвидационных работ, аварии подразделяются на две группы.

1. Аварии, происшедшие по вине исполнителя трудового процесса, т.е. возникшие по субъективным причинам. К ним относятся аварии, которые произошли по вине исполнителя (самонадеянность или небрежность). Самонадеянность характеризуется тем, что обязанное лицо предвидит возможность возникновения аварии в скважине, но легкомысленно, безосновательно надеется ее предотвратить. Вина в форме небрежности означает, что обязанное лицо не знало о возможности неблагоприятных последствий своих действий, но по обстоятельствам дела могло и должно сознавать характер своей деятельности, предвидеть возможность аварии в скважине.

2. Аварии, возникшие по объективным причинам.

Наибольшее число аварий в скважинах возникает по субъективным причинам. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

По порядку отражения в документах оперативного и статистического учета (отчетности) аварии разделяются на регистрируемые и учитываемые. Регистрируют все аварии, независимо от времени, затраченного на их ликвидацию (включая внутрисменные простои продолжительностью менее 8 ч), а учитывают те аварии, на устранение которых затрачено более 8 ч. Началом аварии следует считать время ее возникно-

вения, а не обнаружения, так как по времени они часто не совпадают из-за недостаточной квалификации обслуживающего персонала, а также слабой оснащенности буровых установок контрольно-измерительной и регистрирующей аппаратурой или ее неисправного состояния. Окончанием аварии считается момент восстановления нормальных условий, предусмотренных геолого-техническим нарядом, производственными инструкциями, дополнительными указаниями лиц геолого-технического персонала.

В зависимости от характера возникновения аварий выделяют следующие группы:

- 1 – аварии с элементами бурильной колонны;
- 2 – обрыв бурильных труб;
- 3 – аварии с долотами;
- 4 – прихваты бурильных и обсадных колонн;
- 5 – аварии с обсадной колонной и элементами ее оснастки;
- 6 – аварии из-за неудачного цементирования;
- 7 – аварии с забойными двигателями;
- 8 – падение в скважину посторонних предметов;
- 9 – прочие аварии.

К авариям с элементами бурильной колонны относится оставление в скважине колонны бурильных труб или элементов компоновки низа (переводника, центратора, амортизатора, утяжеленных бурильных труб, расширителя и т.д.) из-за: поломки или срыва по резьбовой части; поломки по сварному шву; поломки по сварному телу; поломки ведущей трубы и элементов компоновки.

Обрывом называется авария, характеризующаяся нарушением целостности элементов бурильной колонны, находящейся в скважине. Обрывы бурильных труб классифицируются по качественно однородным признакам.

По положению слома относительно нулевой линии (деформации от осевых усилий): в сжатой части бурильной колонны; в растянутой части бурильной колонны.

По форме обрыва: клиновидный; прямой; фигурный; спиралевидный (рис. 8.1, а–ä).

По месту обрыва: в теле бурильных труб; в резьбовых соединениях бурильных труб; в соединительных переходниках бурильных труб. Различают подвиды: обрыв тела труб в месте нарезки; срыв витков трубных резьб, деталей замка, муфт и самой трубы; поломка корпуса ниппеля замка; срыв ниток резьбы конуса ниппеля; выкрашивание отдельных витков конуса ниппеля. Виды некоторых обрывов по месту их возникновения показаны на рис. 8.1, ä, е, ж.

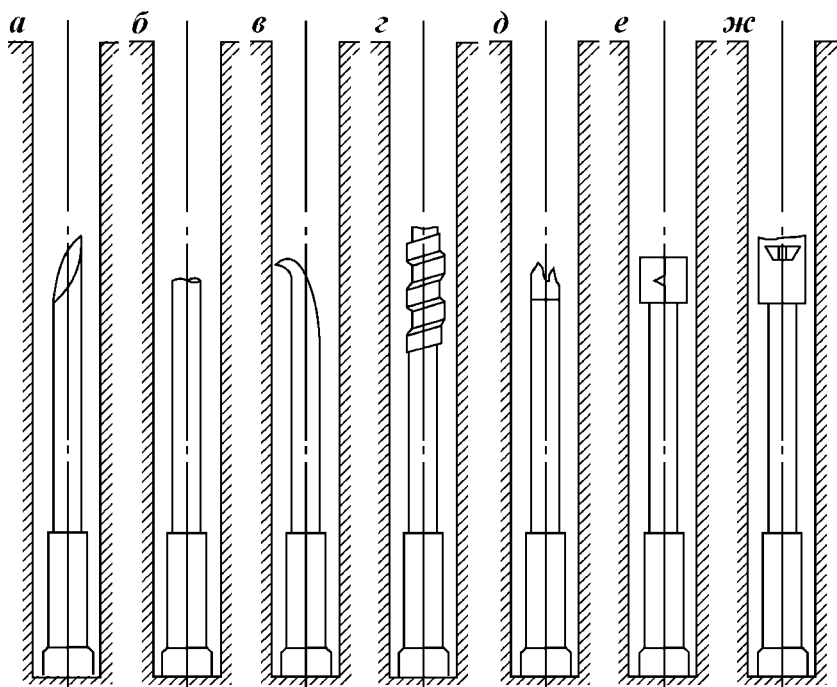


Рис. 8.1. Формы обрыва буровых труб:

а – клиновидный; *б* – прямой; *в* – фигурный; *г* – спиралевидный; *д* – в резьбовой нарезке; *е* – в муфте; *ж* – в нишеле замка

По числу разрушений, возникающих одновременно при поломке буровых труб: одинарный; двойной.

По характеру проводимых операций, во время которых произошла авария, при: спуске бурового инструмента; постановке на забой; углублении скважины; подъеме бурового инструмента; натяжении или расхаживании буровой колонны; заклинивании колонны.

По размещению оборванного конца в скважине: с отклонением от оси в желоба, каверны и пустоты; с расположением параллельно оси скважины.

По времени обнаружения обрыва: выявленный непосредственно после возникновения; не замеченный своевременно буровой бригадой.

Обрыв буровых труб ограничен тремя основными разновидностями: слом тела труб в месте нарезки; срыв витков трубных резьб; обрыв по телу трубы.

С породоразрушающим инструментом происходят следующие аварии:

алмазные коронки – отрыв матриц; поломка секторов и выкрашивание из них алмазов; срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;

алмазные расширители – выпадение алмазосодержащих штабиков; срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;

твердосплавные долота истирающего типа – выпадение твердосплавных резцов (пластин); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;

шарошечные долота и расширители – отрыв шарошки; скол и выпадение вооружения шарошки (зубьев); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части.

Прихватом называется авария в скважине, которая характеризуется частичным или полным прекращением движения бурового инструмента, обсадных труб или геофизических (гидрогеологических) приборов (устройств). Прихваты – одна из самых распространенных, сложных и трудоемких групп аварий в бурении.

Выделяются три основных типа прихватов: породоразрушающие инструменты и колонковые наборы; бурильные колонны; обсадные трубы. Прихваты разделяются на следующие, наиболее распространенные виды.

1. Прихват шламом. Прихваты шламом происходят во время всех операций, когда буровой инструмент находится в скважине, т.е. при спускоподъемных операциях; постановке на забой; наращивании колонны и других остановках инструмента; бурении; заклинивании керна; ликвидации обрыва и т.д.

2. Прихват горными породами. Этот вид прихвата возможен при: нарушении целостности и устойчивости стенок скважин (раскрытии естественных и образовании новых трещин; образовании каверн и желобов; набухании пород; вытекании и осыпании пород; обваливании и обрушении); прижоге породоразрушающего инструмента; расклинивании керном, растерянным по стволу скважины или оставленным на забое; пересечении старых горных выработок и пустот, заполненных обломочным, сыпучим материалом и др.

3. Прихват глинистой коркой. Этот вид аварии происходит вследствие прилипания бурового снаряда к глинистой корке, образуемой на стенке скважины из-за перепада давления жидкости.

4. Прихват осколками металла породоразрушающих инструментов или отколовшимися кусками муфтовозамковых соединений.

5. Прихват предметами (ключи, гайки, зажимные плашки и пр.), упавшими в скважину.

6. Сложный (комбинированный) прихват, представляющий собой сочетание нескольких разновидностей.

К авариям с обсадными колоннами и элементами их оснастки относятся аварии со спускаемыми, спущенными и зацементированными обсадными колоннами или их частями, вызванные: разъединением по резьбовым соединениям; обрывом по сварному шву; смятием или разрывом по телу трубы; повреждением обсадной колонны при разбуривании цементного стакана, стоп-кольца, обратного клапана и направляющей пробки.

К авариям из-за неудачного цементирования относятся прихваты затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которой спускалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе и повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления и дальнейшую проводку скважины; оголение башмака или недоподъем цемента, если требуются дополнительные работы по устранению нарушений.

К авариям с забойными двигателями относится оставление турбобура, электробура, винтового двигателя или их узлов в скважине вследствие поломок или разъединения с бурильной колонной.

К падению в скважину посторонних предметов относится падение вкладышей ротора, роторных клиньев, ключей, кулаков и других ручных инструментов и приспособлений, с помощью которых проводились работы над устьем скважины.

К прочим авариям, происшедшим в процессе бурения, относятся аварии при промыслово-геофизических работах в скважине (прихваты и оставление в скважине каротажного кабеля, различных приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств, применяемых при исследовании скважины и вспомогательных работах в ней).

В нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей промышленности и геолого-разведочных работах распределение аварий по категориям I и II следующее.

Аварии категории I: открытые нефтяные и газовые фонтаны; взрывы и пожары резервуарных парков, компрессорных и насосных станций, подземных хранилищ газа, приведшие к разрушению или уничтожению объекта; взрывы и пожары на нефтегазоперерабатывающих заводах, вызвавшие остановку предприятия, цеха или восстановительные работы.

Аварии категории II: падение или разрушение вышек, морских оснований в процессе эксплуатации, строительства или перетаскивания; падение элементов талевого системы

(кронблока, талевого блока, крюка); взрывы и пожары на буровых объектах, групповых нефтегазосборных пунктах, компрессорных и насосных станциях, приведшие к выходу из строя оборудования, необходимости капитального ремонта его и остановки объекта; взрывы, пожары и загорания на нефтеперерабатывающих заводах, вызвавшие прекращение работы установки (участка) и требующие замены или капитального ремонта отдельных сооружений, машин, агрегатов, аппаратов, сосудов, трубопроводов и товарных резервуаров.

Извещения об авариях.

Извещения о всех авариях с человеческими жертвами, так же как и об авариях категорий I и II, посылаются немедленно руководителем буровой организации – в объединение и соответствующую инспекцию Госгортехнадзора, а также органам местной прокуратуры, МВД.

В извещениях указываются дата аварии, место аварии, номер бурящейся скважины, площадь, характер аварии и другие необходимые сведения.

Мероприятия по организации ликвидации и расследованию аварий

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;

назначается ответственный за выполнение плана работы;

контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется РИТС (ЦДС).

Общее руководство и ответственность за своевременное принятие мер по ликвидации аварии возлагается на главного (старшего) инженера буровой организации.

Ответственный за выполнение плана работ по ликвидации аварии обязан организовать их в строгом соответствии с планом, требованиями техники безопасности и единых технических правил на бурение нефтяных и газовых скважин.

Все изменения в плане работ должны быть согласованы с главным инженером организации.

Если по плану, составленному буровой организацией, авария не ликвидирована в течение 10 сут, то дальнейший план работ по ее ликвидации при продолжительности свыше 10 сут утверждается объединением, при продолжительности свыше 30 сут объединение сообщает ежемесячно в соответствующее управление Министерства о ходе работ по ликвидации такой аварии.

Все распоряжения по ликвидации аварии, изменение плана работ и т.д. передаются ответственному за их выполнение в письменном виде. При работе в отдаленных районах допускается передача распоряжений по телефону или радио, но с обязательным последующим направлением письменного подтверждения.

Все возникшие аварии должны расследоваться в течение 72 ч с момента их возникновения. Аварии расследуются назначенной приказом буровой организации постоянно действующей комиссией. Для участия в расследовании аварии могут быть приглашены сотрудники научно-исследовательских организаций, заводов-изготовителей и других организаций.

Комиссия обязана:

- установить организационные и технические причины, вызвавшие аварию, и выявить конкретных виновников;

- наметить необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем;

- составить и подписать акт об аварии в трех экземплярах.

Главный инженер буровой организации обязан:

- изучить обстоятельства, приведшие к возникновению аварии, наметить меры по ее ликвидации;

- рассмотреть и утвердить в течение 3 сут акт об аварии и дать заключение о рекомендуемых комиссией предложениях для предупреждения подобных аварий и мерах воздействия к виновникам данной аварии.

Один экземпляр акта об аварии направляется в объединение; второй экземпляр при необходимости направляется научно-исследовательской или проектной организации; третий – остается в делопроизводстве буровой организации.

В случае возникновения аварии в результате поставки некачественного оборудования, инструмента и материалов буровая организация обязана предъявить рекламацию заводу-изготовителю в соответствии с действующими положениями и в установленные сроки.

Учет аварий

Все аварии вне зависимости от времени, затрачиваемого на их ликвидацию, буровая организация регистрирует в журнале учета аварий в течение 24 ч со времени их возникновения. Журнал учета аварий прошнуровывается, пронумеровывается и заверяется подписью и печатью руководителя организации.

Регистрация аварий, учет, ведение и хранение документации по ним возлагаются на одного из инженерно-технических работников, назначаемого приказом по буровой организации. Контроль за правильным заполнением журнала учета аварий возлагается на главного инженера буровой организации.

Бухгалтерия и планово-экономический отдел ежемесячно подсчитывают суммарные затраты на ликвидацию аварий. Плановый отдел буровой организации учитывает время работы, непосредственно затраченное на ликвидацию аварий, время простоев, вызванных ожиданием средств для ведения аварийных работ, а также другими причинами, с момента возникновения аварии до конца ее ликвидации.

После ликвидации аварии на скважине (в течение 24 ч с момента ее ликвидации) составляется "Акт о ликвидации аварии", который направляется в заинтересованные организации.

Отчетность об авариях

На основании актов по каждой аварии, журнала учета аварий и других отчетных документов инженер по учету аварий буровой организации вносит соответствующие показатели в статистические отчеты.

Учет показателей об авариях в отчетах осуществляется в соответствии с действующей инструкцией по составлению этих отчетов.

Организационно-технические мероприятия по снижению аварийности

Не реже 1 раза в полугодие буровые организации проводят производственно-технические совещания, на которых анализируется состояние аварийности и утверждаются организационно-технические мероприятия по снижению аварийности. Ответственность за своевременное проведение производственно-технических совещаний возлагается на глав-

ного инженера буровой организации. Решения совещаний направляются в объединение в течение 10 сут после их проведения.

На основании отчетных и аналитических материалов по аварийности, а также материалов совещаний при необходимости издаются приказы, в которых отражаются конкретные мероприятия по предупреждению аварий при бурении скважин.

Для правильной организации работ по предупреждению аварий на каждой буровой, время строительства которой превышает 1 мес, должна быть Профилактическая карта по безаварийному ведению работ. Периодичность проверок выполнения рекомендаций профилактической карты ежемесячно утверждается главным инженером буровой организации. Проверку выполнения рекомендаций карты осуществляет постоянно действующая комиссия по расследованию аварий.

С целью повышения знаний буровых бригад и инженерно-технических работников, ознакомления их с состоянием аварийности в буровых организациях, с приказами и постановлениями вышестоящих организаций, мероприятиями по предупреждению аварий, с новой техникой и технологией для их ликвидации и т.д. – предприятия обязаны организовать постоянное обучение кадров. К обучению необходимо привлекать инструкторские бригады и сотрудников НИИ. Ответственность за проведение технического обучения возлагается на главного инженера буровой организации.

Обязанности и ответственность лиц при профилактике и ликвидации аварий

Общее руководство и ответственность за проведение профилактических мероприятий по предупреждению аварий возлагаются на главного инженера буровой организации.

На лиц, действия которых привели к нарушению утвержденного плана ликвидации аварий и к ее усложнению, налагаются административные взыскания в соответствии с трудовым законодательством.

Лица, умышленно скрывающие аварии и не принимающие требуемых мер по их предупреждению, привлекаются к строгой ответственности.

Ответственность рабочих, инженерно-технических работников и служащих, виновных в возникновении аварий, предусматривается положениями и инструкциями по безопасному ведению работ и трудовым законодательством.

8.2. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ АВАРИЙ

Все факторы и причины, влияющие на возникновение аварий при бурении скважин, можно разделить на три основные группы: технические, технологические и организационные.

Технические причины аварий: 1) низкое качество исходного материала (механическая прочность, твердость, морозостойкость, коррозиестойкость, упругость и т.д.), из которого изготовлены буровые установки, технологический, вспомогательный и специальный инструмент, технические средства для гидрогеологических и геофизических исследований в скважинах и другие устройства или их отдельные агрегаты, узлы, детали; 2) применение недопустимо изношенных технических средств со скрытыми конструктивными недостатками или изготовленных (отремонтированных) с нарушением ГОСТа, ОСТа, ТУ; 3) усталость металла, возникающая в процессе эксплуатации под действием различных нагрузок, меняющихся по значению и направлению; 4) использование технических средств, разрешающие способности которых не обеспечивают их индивидуальное или комплексное назначение; 5) низкие эргономические показатели технических средств, особенно при оптимальном распределении функций между человеком и машиной, а также соответствии системы управления и контроля психофизическим возможностям человека, рациональном конструктивном решении рабочего места и т.п.

Технологические причины аварий: 1) неправильный выбор и нарушение рациональных параметров режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения, расход промывочной жидкости) и параметров процесса бурения, включая механическую скорость, крутящий момент, усилие на подъем инструмента, давление промывочной жидкости; 2) несоблюдение рациональной последовательности правил крепления скважины (цементирование); 3) неправильный выбор типа промывочного агента, применение которого не обеспечивает выполнение гидродинамических, гидростатических и других функций, включая функции коркообразования; 4) необоснованный выбор рецептур промывочных жидкостей, тампонажных смесей и цементных растворов; 5) использование материалов и реагентов для приготовления промывочной жидкости низкого качества; 6) недоучет геологических и гид-

рогеологических условий, степени минерализации подземных вод, характера излива жидкости из скважины; 7) неудовлетворительная подготовка скважины к гидрогеологическому и геофизическим исследованиям (некачественная проработка ствола на всем незакрепленном интервале долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок); 8) необеспечение однородности раствора по всему стволу скважины и др.

Организационные причины аварий: 1) низкая трудовая дисциплина и квалификация бригады буровых установок и буровых мастеров, выражающиеся в невыполнении или ненадлежащем выполнении своих обязанностей; 2) нерегулярное проведение планово-предупредительного ремонта; 3) невыполнение профилактических мероприятий по предупреждению аварий, простоев и длительных остановок буровых агрегатов; 4) несовершенство диспетчерской службы, отсутствие радиотелефонной связи с объектами, расположенными на отдаленных участках; 5) неудовлетворительное материально-техническое обеспечение; несоответствие режима сменности вахт естественному биологическому ритму жизнедеятельности человека и др.

Геологические причины аварий: нарушение целостности стенок скважин; обстоятельства, не зависящие от исполнителей трудового процесса.

Каждая из перечисленных причин может обуславливать возникновение одного или нескольких видов аварий. Сочетание их, встречающееся наиболее часто, вызывает сложные (комбинированные) аварии.

Кроме прямых причин, непосредственно вызывающих возникновение аварий, существуют косвенные факторы, уменьшающие или увеличивающие вероятность их появления. К ним относятся: способ бурения; глубина и конструкция скважин; оснащение буровых установок контрольно-измерительными и регистрирующими приборами; степень автоматизации и механизации спускоподъемных операций; скорость бурения скважин; тип породоразрушающего инструмента, бурильных и обсадных труб и элементов их соединений; компоновка низа бурильной колонны; интенсивность пространственного изменения оси скважины и др. Эти факторы в отдельных случаях превращаются в непосредственные причины аварий и снижают технико-экономические показатели буровых работ.

Несмотря на многообразие факторов, влияющих на возникновение аварий, большая часть аварий происходит по

вине исполнителей работ или их недостаточной квалификации – оставление шарошек долота вследствие передержки их на забое или наличие дефекта при производстве долот; поломка обсадных или бурильных труб, связанная с наличием в них брака или неумелым использованием. Однако некоторые обстоятельства все-таки повышают вероятность возникновения аварий. К ним могут быть отнесены: недостаточная геологическая изученность района, увеличение глубины скважин, сейсмические особенности района, необходимость осуществления буровых работ при недостаточной материальной оснащенности и др.

Наибольшее число аварий с элементами буровой колонны происходит вследствие усталостных разрушений металла, возникающих при частом изменении нагрузки и направлении ее действия в более напряженно работающих местах. Усталостные изломы наступают без всякого видимого изменения размеров и форм элементов бурильной колонны.

Внешне разрушение металла проявляется в возникновении трещин. Изгибающие воздействия – основной фактор, приводящий к образованию остаточных напряжений во время вращения бурильной колонны. Крутильный удар характерен для роторного бурения, особенно при работе с долотами режуще-скалывающего типа. Чем больше времени долото остается без движения, тем сильнее крутильные удары. При бурении шарошечными долотами, например, в зоне с частым чередованием пород различной твердости, долото заклинивается меньше, чем при разбуривании подобного интервала лопастными долотами.

Вибрации бурильной колонны, возникающие главным образом при бурении шарошечными долотами, зависят от степени однородности и твердости разбуриваемых пород, пульсации бурового раствора, соответствия типа и диаметра долот разбуриваемым породам, компоновки бурильной колонны и ряда других факторов. Перекатывание шарошек вызывает вертикальное перемещение центра тяжести долот, которое передается бурильной колонне. Чем тверже порода, тем интенсивнее колебания колонны. Основные причины аварии с элементами бурильных колонн – нарушения технологии проводки скважин и правил эксплуатации бурильных колонн и их составных частей.

Вокруг замков и муфт, при помощи которых соединяются бурильные трубы, создаются зоны концентрации напряжений. Соединение замок – труба является более жестким, чем соединение труба – муфта.

При знакопеременных нагрузках, действующих на бурильную колонну, наибольшие напряжения концентрируются около первого витка резьбы на трубе, находящегося в полном сопряжении с резьбой бурильного замка. Сломы по утолщенному концу трубы происходят и в других сечениях, расположенных на различных участках резьбы, или одновременно в нескольких сечениях. Однако наибольшее число аварий приходится на первый виток полного сопряжения резьбы. Эта часть – наиболее опасное место.

Резьба в свою очередь способствует образованию трещин в теле трубы, особенно при малых радиусах закругления: там, где резьба имеет острые углы, в металле образуются ультрамикроскопические трещины. Увеличение толщины стенки трубы путем высадки не предохраняет от распространения начавшегося трещинообразования в теле трубы.

Во всех элементах бурильной колонны возникают усталостные напряжения, которые зависят от условий работы колонны на отдельных ее участках и соблюдения буровой бригадой правил эксплуатации бурильных колонн.

Нередко для бурения скважин используют трубы, не соответствующие данной глубине и имеющие дефекты. В некоторых скважинах глубиной более 1500 м применяют трубы класса III вместо I и II.

Основной причиной большого числа аварий, связанных со сломом бурильных труб, является использование их не по назначению.

Передаваемые на резьбу усилия зависят от степени жесткости и плотности свинчивания труб. Если свинчивание проводилось автоматически, то резьбовые соединения могут перемещаться незначительно. Недокрепление соединения способствует интенсивному перемещению плоскостей резьбы относительно друг друга, что ускоряет износ резьбы.

Одновременно на износ резьбы влияют число свинчиваний, качество бурового раствора, наличие в нем кварцевого песка и т.д., а также его давление в момент прокачки. Большие давления при турбинном бурении и бурении гидромониторными долотами снижают сроки службы замковых и резьбовых соединений, что менее характерно для роторного бурения и электробурения обычными долотами, где давление намного меньше.

Не отцентрированный по отношению к скважине фонарь вышки, а также смазка плохого качества для резьб способствуют ускорению износа резьбы при ее свинчивании.

Многие аварии возникают вследствие износа резьбовых

соединений УБТ в связи с тем, что они работают в самых тяжелых условиях. Кроме того, резьба на соединениях УБТ слабее резьбы на замках, переводниках и долотах.

Аварии из-за нарушения резьбовых соединений вследствие заедания трубной резьбы происходят в результате увеличения нагрузки на резьбу.

Разрушения резьбовых соединений вызывают и другие причины: несоответствие элементов резьбы, особенно по конусности, применение смазки неудовлетворительного качества и т.д.

Разрыв трубы происходит из-за дефектов на внутренней поверхности, нарушающих однородность. Такими дефектами являются плены, раковины, включения инородных материалов и другие повреждения, связанные с технологией изготовления труб. Возникновение аварии от разрыва труб ускоряется совместным воздействием усталостных напряжений в металле и коррозии. Концентрация напряжений и дефекты в трубах приводят к образованию трещин.

Часты случаи аварий, связанные с падением бурильной колонны вследствие ее подъема на одном штропе, поломки и неисправности спускоподъемного инструмента, неисправности тормозной системы, слома или разрушения сопряжений ее элементов во время спускоподъемных операций и др.

Один из наиболее тяжелых видов аварий – прихват колонн труб при бурении скважин. Аварийным прихватом следует считать непредвиденный при сооружении скважины процесс, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов, которая не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок (с учетом запаса прочности). Причины их различны.

1. Прихваты у стенки скважины под действием перепада давления (между гидростатическим и пластовым) возможны при наличии в стволе скважины проницаемых отложений (песчаников, известняков и т.п.), использовании в качестве промывочного агента глинистого раствора, наличии прижимающей силы, обусловленной нормальной составляющей веса труб, расположенных в зоне проницаемых отложений.

Как правило, этот вид прихватов возникает вследствие оставления колонны труб в неподвижном состоянии на определенное время, в течение которого поверхность труб соприкасается с фильтрационной коркой, постепенно уплотняющейся и принимающей на себя действие перепада давления. Обычно при возникновении этого вида прихватов циркуляция бурового раствора сохраняется.

2. Прихваты вследствие заклинивания низа колонн труб характерны для зон сужения стволов скважин, вызванных сработкой долот по диаметру в твердых породах; для интервалов кавернообразования и др. Как правило, такие прихваты происходят при спуске инструмента и характеризуются его полной разгрузкой.

3. Прихват в результате желобообразования сопровождается появлением мгновенных больших затяжек при подъеме инструмента. Попытки освободить инструмент дополнительными натяжками приводит к еще большему затягиванию его в желобную выработку. Обычно циркуляция после возникновения прихвата восстанавливается легко, но она не способствует освобождению инструмента.

4. Прихваты вследствие сальникообразования возникают в основном при разбуривании глинистых отложений или хорошо проницаемых пород, на которых формируется толстая фильтрационная корка. В этих условиях образованию сальников способствует загрязненность ствола скважины выбуренной породой при его неудовлетворительной промывке, плохая очистка промывочной жидкости от выбуренной породы и шлама, слипание частиц породы и фильтрационных корок, спуск инструмента до забоя без промежуточных промывок и проработок ствола или недостаточное и некачественное их проведение, длительное бурение в глинистых отложениях без периодического отрыва долота от забоя, ступенчатость ствола, расширения, каверны, желоба и т.п., негерметичность буровой колонны, загрязнение приемных емкостей насосов.

Обычно в случае прихватов вследствие сальникообразования циркуляция теряется частично или полностью.

5. Прихваты в результате нарушения устойчивого состояния пород приурочены к интервалам обвалообразования и осыпей, а также пластического течения пород, слагающих стенки скважин.

Обвалы пород характерны для отложений глинистого комплекса и происходят обычно внезапно, особенно при бурении перемятых, тектонически нарушенных, сильно трещиноватых и склонных к набуханию пород. В процессе бурения и при промывке обвалы сопровождаются резким повышением давления, приводящим в ряде случаев к гидроразрывам пластов и поглощениям, интенсивным затяжкам и обильным выносам кусков обвалившейся породы, недоходам долота до забоя. В некоторых случаях обвалообразование возникает в результате поглощения бурового раствора со сниже-

нием уровня и, как следствие, противодействия в затрубном пространстве.

6. Прихваты, связанные с заклиниванием колонн посторонними предметами, возникают мгновенно и ликвидировать их расхаживанием и установкой ванн обычно не удается.

7. Прихваты, происшедшие вследствие нарушения режима промывки, характеризуются постепенным повышением давления при промывке, появлением затяжек, постепенным прекращением циркуляции. Указанное приводит к накоплению осадка из частиц шлама или утяжелителя в затрубном пространстве и трубах, а иногда и к поглощениям бурового раствора.

8. Прихваты испытателей пластов при опробовании скважин в процессе бурения в большинстве случаев происходят вследствие "заклинивания" фильтра при интенсивном притоке жидкости из пласта с частицами породы, который может сопровождаться обвалом.

Аварии с долотами приводят к оставлению в скважине долот или их узлов (шарошки, лапы с шарошками и др.). На извлечение целых долот из скважины затрачивается в 12–20 раз больше времени, чем на извлечение шарошек или лап с шарошками, хотя оставляют долота на забое редко. Долота остаются в скважине главным образом из-за нарушения правил их крепления. Плохо закрепленные долота часто отвинчиваются при спуске, не достигая забоя. То же происходит при проработках, особенно в зонах сужения, на искривленных участках и в желобах.

При бурении электробурами долота отвинчиваются вследствие неправильного присоединения токопроводами. Крепление долот только цепными ключами непременно приведет в аварии. Известно много случаев оставления долот из-за плохого состояний резьб у переводников, к которым их крепят.

Часто встречаются случаи оставления долот в скважине при расхаживании заклиненных долот вследствие чрезмерно частых отбивок их путем вращения с большой частотой вперед и со следующей резкой отдачей назад. Бурильная колонна за счет инерционных усилий поворачивается в обратную сторону на значительно большее число оборотов, что ведет к отвинчиванию долота.

Нередко происходят сломы долот по резьбе в ниппеле. Авариям этого вида предшествуют удары о выступ.

Бывают случаи оставления трехшарошечных долот в скважинах в результате их раскалывания на три части. Это свидетельствует о том, что лапы долот были плохо сварены.

Долота часто отвинчиваются, когда к муфте переводника с резьбой З-152 (ЗН-168) присоединяют долота с резьбой З-147 (ЗШ-141). Эти резьбы незначительно отличаются друг от друга.

В практике бурения скважин часты случаи поломки узлов шарошечных долот. В результате аварий с долотами в скважине остаются в основном шарошки. Это связано со значительным износом опор, сломом цапф и режимами работы долот в скважине.

Долговечность опоры долота зависит от интенсивности изнашивания и разрушения поверхностей цапфы, шарошки и тел качения. Исследования показали, что характер изнашивания и разрушения этих поверхностей различен. Это связано с неравномерным сложным нагружением различных участков поверхностей опоры, а также с конструкцией, технологией изготовления и размерами долот. Трущиеся поверхности опоры подвергаются одновременно абразивному износу, осповидному, хрупкому и усталостному выкрашиванию, смятию, окислительному и тепловому износу и высокотемпературным ожогам в микрообъемах металла и в присутствии буровых растворов под высоким давлением. Одновременное развитие этих процессов, а также несовершенная сборка долот, различие механических свойств металла узлов и шарошек долот и отдельные конструктивные несовершенства приводят к неравномерной сборке опор и вооружения долот и к большому различию в их износостойкости. Все это создает трудности в определении качества сработки долот, оптимального и предельного времени пребывания долота на забое, особенно при турбинном бурении.

Причинами поломок долот, в частности оставления шарошек на забое, являются: передержка долота на забое; бурение с нагрузками, превышающими допустимые; удар долотом о забой или уступ; разбуривание пород долотами, не соответствующими крепости пород; малая прочность опор и сварных швов; заклинивание долот; дефекты нарезки резьбы; неплотное прилегание заплечиков лап долота к торцу переводника; работа долотами по металлу, длительная промывка скважины перед подъемом сработанного долота.

Причинами заклинивания алмазных долот являются:

- 1) резкая посадка в зоне сужения ствола скважины и в призабойной зоне в результате спуска долота без ограничения скорости, особенно в необсаженной части ствола скважины;

- 2) преждевременное прекращение циркуляции бурового

раствора перед подъемом колонны с алмазным долотом, чаще во время процесса наращивания;

3) недостаточная промывка скважины через долото – утечки раствора через негерметичные участки бурильной колонны и ниппель турбобура, а также из-за малой подачи бурового раствора насосами;

4) бурение скважины при несоответствующем соотношении размеров долота, УБТ и забойного двигателя;

5) заклинивание долот инородными предметами (металл и куски породы).

Случаи заклинивания алмазного долота часты при первом спуске его в скважину или после работы трехшарошечными долотами (хотя первое имеет несколько меньший диаметр, чем соответствующее трехшарошечное долото), а также после длительной работы алмазного долота на забое без подъема.

При бурении скважин алмазными долотами из-за недостаточного крепления, а также вследствие изнашивания тела долота могут выпадать алмазы. Выпавшие алмазы ломают и крошат другие алмазы в долоте, что может привести его в негодность.

С турбобурами происходят следующие аварии: поломка корпуса турбобура по телу; срыв резьбы по резьбовому соединению верхнего переводника турбобура с корпусом, верхнего секционного корпуса турбобура с переводником на нижний корпус и т.д.; отвинчивание роторной гайки и контргайки турбобура; слом вала турбобура; отвинчивание ниппеля; отсоединение турбобура от бурильной колонны.

При работе с турбодолотами основное число аварий происходит из-за поломки валов. Конструкция турбодолот мало отличается от конструкции турбобуров, но эти изменения – источник возникновения новых разновидностей аварий. К ним относится слом вала турбодолота, причина которого – ослабление прочности вала отверстием под колонковую трубу. Наибольшее число аварий приходится на те валы, которые имеют разную толщину стенок. Однако и при одинаковой толщине стенок вала бывают случаи слома его по телу, преимущественно в верхней части у конца сбег резьбы под гайку или в местах, близких к резьбе. В результате в скважине остаются вал с нижним переводником и долото.

К основным причинам аварий с турбобурами и турбодолотами относятся: нарушение технологии и техники бурения и неправильная эксплуатация; недостатки организации ре-

монта; наличие большего числа резьбовых соединений и узлов, не удовлетворяющих требованиям предельной прочности и износоустойчивости; заводской брак деталей.

Специфическими авариями с электробурами являются: отвинчивание гайки сальника шпинделя из-за отвинчивания сальника; оставление части шпинделя с долотом вследствие поломки шпинделя по телу; оставление вала шпинделя с амортизатором ввиду поломки последнего; оставление части электробура в результате поломки его корпуса; оставление электробура из-за промыва резьбы проводника.

Аварии с обсадными колоннами составляют 7–8 % всех видов аварий в бурении. На ликвидацию их затрачивается более 10 % времени, затрачиваемого на ликвидацию аварий всех типов. Особенно тяжелы аварии этого вида в районах, где обсадные колонны спускают на большую глубину, и на разведочных площадях.

В процессе разобщения пластов возникают аварии при спуске обсадных колонн, их цементировании, а также углублении скважины с зацементированными обсадными колоннами под последующую колонну.

Прихваты обсадных колонн, главным образом кондукторов и промежуточных колонн, происходят в основном на площадях, где разрез представлен неустойчивыми породами, бурение в которых вызывает сужение стенок скважин или обвалы пород. Причинами прихвата обсадных колонн часто являются неудовлетворительная организация спуска колонн (несвоевременная промывка или отказ от предусмотренных планом промежуточных промывок, плохая проработка скважины перед спуском колонны, установка деревянных пробок, длительные остановки при спуске и т.д.) и технология бурения ствола скважины под обсадную колонну (бурение без УБТ и центраторов, несоблюдение оптимальных параметров режимов бурения в породах с чередующейся твердостью, использование кривых труб и бурового раствора плохого качества и т.д.).

Обсадные трубы разрушаются по телу в связи с образованием внутренних давлений при восстановлении циркуляции после окончания спуска колонны, закачивании в затрубное пространство последней порции цементного раствора, испытании обсадной колонны на герметичность и т.д.

Смятие обсадных колонн происходит как при спуске, так и в процессе бурения скважины. В зависимости от сложившихся обстоятельств трубы сминаются по-разному. Отдельные технологические упущения приводят к возникновению

избыточных наружных давлений, которые вызывают смятие обсадных колонн. При действии на трубу избыточных давлений увеличивается и напряжение, которое достигает больших значений вначале в одной точке, а при дальнейшем росте давления зона повышенных напряжений начинает расширяться и труба сминается.

При спуске в скважину опасность смятия больше у тех обсадных колонн, которые имеют обратный клапан, так как не учитываются внешние добавочные усилия, возникающие из-за давления на некотором участке в колонне и за колонной, а также вследствие большой скорости погружения колонны. При спуске колонны с обратным клапаном обычно стараются не допускать снижения уровня в колонне более чем на 200–250 м для труб диаметром 168 мм и более чем на 300–400 м для труб меньшего диаметра. В противном случае внешнее давление может достигнуть и даже превысить критическое, и колонна может смяться. Аварии такого вида особенно распространены при спуске колонн большого диаметра на большую глубину. На месторождениях, где бурят с применением утяжеленных буровых растворов, опасность смятия труб в результате несвоевременного долива еще более возрастает.

При спуске обсадной колонны с обратным клапаном происходят значительные колебания сминающих и растягивающих усилий. При совместном действии этих усилий сопротивление обсадных труб смятию снижается.

Большую опасность для обратного клапана представляет повышение гидродинамического давления при спуске обсадной колонны. Давление зависит от многих факторов, из которых основными являются статическое напряжение сдвига и вязкость бурового раствора, скорость спуска колонны, размер кольцевого зазора, диаметр колонны и др. Давление достигает 10 МПа и более.

В практике встречаются следующие случаи обрыва обсадных труб по месту их соединения, которые происходят вследствие неправильного свинчивания резьбы труб из-за перекоса осей или неправильной установки трубы в муфте (перекос).

При перекосе осей деформируются витки резьбы труб, резьбу "заедает" и трубы полностью не свинчиваются или свинчиваются под большим усилием, приводящим к сильному нагреву места их соединения. При спуске свинченных подобным образом труб места их соединения в колонне разрушаются.

Неполное свинчивание резьбовых соединений обсадных труб наблюдается также из-за несоответствия размеров профиля резьбы и погрешности конусности, что приводит к разрушению резьбы. Наибольшее число аварий происходит с обсадными колоннами диаметром 219 мм и более.

Обрыв труб по резьбовому соединению может произойти и вследствие приложения чрезмерных нагрузок, превышающих пределы прочности соединения.

Причиной выхода резьбы из сопряжения с резьбой муфты может быть неравнопрочность их соединения. Односторонняя нарезка резьбы на отдельных трубах ослабляет прочность одной части трубы и усиливает прочность другой ее части. На участке трубы с ослабленной прочностью концентрируются напряжения, вызывающие деформацию тела трубы (на участке резьбы) с последующим выходом из сопряжения резьбы. Труба при равномерной нарезке резьбы имеет одинаковую толщину стенки. Несмотря на это, прочность резьбового соединения ниже прочности тела трубы в среднем на 30–35 %. Эксцентричная нарезка резьбового соединения обсадных колонн снижает прочность и без того ослабленного участка трубы, что и является в ряде случаев причиной аварий. Вследствие нарушения технологии спуска обсадной колонны отдельные трубы или целые секции их могут упасть в скважину. Например, при быстром спуске обсадная колонна становится на уступ, элеватор идет вниз, защелка его поднимается, в результате элеватор открывается и колонна падает в скважину.

Выполнение сварочных работ на буровой (приварка муфт обсадных труб для укрепления резьбового соединения, приварка фонарей и т.д.) несоответствующими электродами и быстрое охлаждение труб при опускании их в буровой раствор, приваривание труб из легированных сталей марки 36Г2С38ХНМ без соблюдения соответствующего специального режима и специально подобранных электродов, спуск обсадных колонн без промежуточных промывок, предусмотренных планом спуска колонны, также приводят к авариям.

8.3. АВАРИИ С КРЕПЬЮ СКВАЖИНЫ

При цементировании обсадных колонн, спускаемых на большие глубины, нередко случаи обрыва колонн из-за резкой разницы температур колонны и закачиваемого раствора. Такие явления характерны для тех случаев, когда низ обсадной колонны опирается на забой или нижнюю секцию колонны (или прихвачен), а верх ее жестко посажен на клинья или элеватор. В подобных случаях необходимо учитывать изменение длины колонны от температуры. Закачка в нагретую колонну холодного бурового или цементного раствора ведет к деформации колонны с последующим взрывом трубы из ее муфты.

На районы с повышенным температурным градиентом приходится основное число аварий по указанным причинам. При цементировании обсадных колонн возможны случаи разрушения тела трубы под действием давлений, превышающих допустимые. Например, при посадке колонны в шлам и восстановлении циркуляции иногда создают давления выше допустимых. Разрушаются главным образом обсадные колонны большого диаметра.

Известны случаи оставления цементного раствора в эксплуатационной колонне из-за быстрого схватывания его – образуется цементный стакан различной высоты. Иногда при разбурировании стакана нарушается целостность обсадной колонны. Причины оставления цементного раствора в колонне – ошибки при расчетах количества продавочной жидкости (часто не учитывается коэффициент сжимаемости жидкости, который зависит от количества находящегося в ней воздуха или газа), несовершенство конструкций продавочных пробок, использование неопрессованных цементирующих головок и др.

Другими причинами оставления цементного раствора в обсадных колоннах могут быть: несоответствие качества тампонажного цемента температурным условиям скважин, приводящее к преждевременному схватыванию цементного раствора; применение для затворения цемента воды, загрязненной солями и другими жидкостями и веществами, сокращающими сроки схватывания цементного раствора; отсутствие контроля за качеством приготовления цементного раствора.

При выполнении всех технических требований по спуску и цементированию обсадных колонн все же наблюдаются

случаи смятия их после цементирувания. Смятие происходит выше зоны подъема цементного раствора и в зоне зацементированного участка обсадной колонны, а также в зоне фильтров. Смятие колонны наблюдается в интервалах, сложенных неустойчивыми породами, склонными к обвалам, а также при снижении уровня в колонне ниже допустимого. Смятие колонн в неустойчивых породах, которые не отделены от колонны цементным кольцом, можно объяснить следующим. Буровой раствор, находящийся за колонной, коагулирует; снижается давление на стенки скважины, что способствует поступлению воды, нефти и газа в затрубное пространство. Все это ведет к обвалам пород и смятию труб.

С ростом глубины залегания неустойчивых пород увеличивается высота столба бурового раствора за колонной над цементным кольцом, в связи с чем повышается опасность смятия колонн. Одно из важнейших мероприятий по предохранению колонн от смятия в интервале нахождения неустойчивых пород – перекрытие цементной оболочкой неустойчивых и газонефтеводопроявляющих горизонтов.

Другая причина смятия обсадных колонн выше зацементированного участка – уменьшение уровня жидкости в них ниже допустимого. Подобные аварии встречаются там, где считают, что снижение уровня жидкости допускается на $2/3$ длины колонны. Пределы понижения уровня жидкости необходимо рассчитывать в зависимости от условий проходки скважины, плотности бурового раствора, диаметра, толщины стенки и механических свойств материала обсадной колонны.

Смятие обсадных колонн в пределах зацементированных участков происходит на расстоянии 50–60 м от фильтра и в прифильтровой зоне. Промысловые данные показывают, что подобные аварии бывают также в местах, где продуктивные горизонты сложены неустойчивыми породами и при эксплуатации скважины выносятся большое количество песка.

Для предупреждения поломок обсадных труб Т.Е. Еременко предлагает следующее.

1. При вызове притока нефти из пласта в момент освоения скважины не допускать значительного опорожнения колонны от жидкости, отдавая предпочтение замене жидкости в колонне нефтью или другими растворителями глинистой корки, если она не была удалена в период подготовки скважины к цементированию.

2. Применять в качестве фильтра трубы более высокой прочности на разрыв с гладкими снаружи соединениями.

3. Использовать в каждом конкретном районе цементирование цементным раствором выше продуктивного пласта.

Как видно из изложенного, смятие обсадных колонн в зоне зацементированных участков происходит в результате движения неустойчивых пластов, залегающих в месте установки фильтров и над ними, что создает нагрузки, превышающие допустимые по расчету на смятие.

Обсадные трубы в процессе работы иногда отвинчиваются в верхней или нижней части колонны. В нижней части колонны обсадные трубы отвинчиваются из-за отсутствия связи низа колонн со стенками скважины.

Отвинчивание и обрыв обсадных колонн чаще наблюдаются в искривленных скважинах и приурочиваются к местам резких перегибов колонны.

После цементирования обсадные колонны иногда изгибаются вследствие довольно значительных разгрузок во время обвязки устья скважины. Значительная разгрузка ее приводит к передаче дополнительных усилий от веса обсадной колонны на нижние трубы, что ведет к изгибу нижней части колонны над цементным камнем. Изгибы приурочены к участкам труб, непрочно связанным со стенками скважины, и часто к таким интервалам, где диаметр колонны в несколько раз меньше диаметра скважины. Это интервалы, сложенные породами, легко поддающимися размыву или обвалам.

Часто изгиб обсадной колонны происходит против башмака предыдущей колонны, обычно перед кондуктором, если цементный раствор поднят не до башмака предыдущей колонны и последняя полностью разгружена.

При углублении скважин после спуска кондукторов и промежуточных колонн часто наблюдаются случаи протирания обсадных колонн. Это происходит при бурении наклонных и вертикальных скважин. Наблюдения показывают, что чем больше выход бурильной колонны из-под башмака предыдущей обсадной колонны и чем больше кривизна скважины, тем больше вероятность протирания обсадной колонны. В остальных случаях можно не заметить этого, особенно когда за колонной в месте протирания имеется цементный камень. Тогда колонна, связанная в местах протирания цементным камнем, не деформируется. Протирание таких колонн обнаруживается только при проведении геофизических работ в скважине, и притом в большинстве случаев перед спуском последующей колонны. Отсутствие деформации объясняется тем, что при бурении обсадная колонна заполнена буровым раствором и давление на стенки труб с внеш-

ней и внутренней сторон почти одинаково, в результате чего труба сохраняет первоначальную форму. Там, где между трубой и стенками скважины цементного камня нет, протирание колонн ведет к разрушению резьбового соединения труб, их смятию, и создаются препятствия свободному прохождению бурильной колонны (Л.Б. Измайлов, М.А. Кисельман, И.П. Пустовойтенко).

При бурении глубоких скважин очень часты аварии из-за износа обсадных труб и повреждения их бурильной колонной и долотами. Рост числа спускоподъемных операций привел к тому, что практически невозможно избежать износа труб. Так, по данным М.А. Кисельмана, в объединении "Грознефть" в скважинах глубиной до 4000 м в обсадных колоннах трубы совершают 500–550 тыс. м возвратно-поступательных движений и 1500 тыс. м вращений. Такой большой объем работ в обсадных колоннах ведет к износу труб и протиранию их при самых благоприятных условиях проходки скважин.

Бурильная колонна вырабатывает при спускоподъемных операциях в стенках обсадной колонны односторонний желоб с поперечным сечением в виде круга диаметром, равным диаметру бурильных замков эксплуатирующейся бурильной колонны. Трубы, имеющие указанные дефекты, уже сами являются источником аварии, так как при повышении давления в колонне они рвутся вдоль желоба. Желоба и прорезы в обсадных колоннах усиленно вырабатываются движением долот всех типов, особенно колонковыми долотами режущего и режуще-истирающего типа, а также долотами фрезерного типа. Повреждение колонны резко растет с увеличением силы прижатия долота к одной стороне колонны вследствие искривления ствола скважины и других причин, нарушающих центричность колонны по отношению к стволу скважины.

Неровности внутренней части труб (коррозионные впадины, уступы и т.д.) способствуют также увеличению числа прорезов и надрезов. Отмеченные неровности, а также торцы труб являются упорами для режущей части долот, поэтому от них берут начало прорезы.

Приустьевые трубы обсадных колонн подвергаются значительному износу. Первая труба часто имеет односторонний износ, нередко до полного истирания толщины на 0,5–0,8 длины трубы. Таких значений износ достигает в результате постоянного контакта ведущей трубы с первой трубой обсадной колонны. При этом на значение износа влияют: кривизна скважины, эксцентричное расположение труб, а также

конструкция скважин, виды и типы спускаемого бурильного инструмента и установленного бурового оборудования.

Протираание обсадных колонн в значительной степени зависит от использования на бурильных трубах предохранительных резиновых колец. При их отсутствии степень износа увеличивается.

Установлено, что обсадные трубы протираются главным образом при работе в колоннах без предохранительных резиновых колец на бурильных трубах при роторном и турбинном бурении, а протираания часто возникают в местах искривления.

Основная причина проседания обсадных колонн – недостаточное крепление их на устье, особенно если колонна не посажена на клинья.

Часты нарушения обсадных колонн в процессе разбуривания цементного стакана и элементов низа обсадной колонны, продавочных пробок, стоп-кольца, обратного клапана и направляющей пробки.

Ликвидация негерметичности

Причины негерметичности обсадных колонн могут быть разные. К их числу относят разрывы вследствие возникновения чрезмерных внутренних давлений, утечки по резьбе из-за неправильного свинчивания, отверстия, образовавшиеся в результате коррозии или эрозионного воздействия струй промывочной жидкости и т.п.

В зависимости от типа и протяженности зоны негерметичности выбирают метод ремонта обсадной колонны. Прежде всего надо определить местоположение повреждения. Для этого лучше использовать съемный пакер. С его помощью проводят серию опрессовок колонны, начиная снизу и постепенно поднимаясь вверх до тех пор, пока не будет обнаружена негерметичность.

Самым нераспространенным методом ликвидации негерметичности обсадных колонн, видимо, следует считать цементирование под давлением. Цементный раствор продавливается сквозь негерметичную часть за колонну, и после его схватывания колонну опрессовывают. Иногда надо провести цементирование в несколько ступеней и оставить часть цементного раствора в колонне под давлением до схватывания. После разбуривания цементной пробки колонну испытывают на герметичность.

Зона негерметичности может быть перекрыта хвостови-

ком, "голова" которого располагается над зоной, а башмак может находиться на забое скважины. В комплекс устройства для подвески хвостовика может входить пакер, обеспечивающий герметизацию пространства между "головой" хвостовика и обсадной колонной. Для повышения надежности крепя за хвостовиком поднимают цементный раствор до пакера. Хвостовики уменьшают диаметр скважины, что ограничивает применение технологических операций и инструментов в будущем. По этой причине спуск хвостовика может оказаться нежелательным.

Если место негерметичности расположено неглубоко и спуск хвостовика до забоя нецелесообразен, то может быть спущен укороченный хвостовик – вставка. Верхний и нижний концы такой вставки оборудуют якорными узлами и пакерами, в результате чего пространство между хвостовиком и обсадной колонной оказывается загерметизированным снизу и сверху. Недостаток такого способа ликвидации негерметичности – образование местной суженной зоны.

Иногда обсадную колонну обрезают ниже места негерметичности. Обрезанную часть поднимают, а на ее место спускают новые трубы и соединяют их с оставшимися в скважине при помощи ремонтного овершота.

Эта работа включает следующие операции. Определяют нижнюю границу негерметичности или зоны повреждения обсадных труб, для чего спускают соответствующие инструменты. Затем механической труборезкой, спущенной на бурильных трубах, отрезают обсадную колонну ниже этой зоны. Ремонтный овершот спускают на новых обсадных трубах и соединяют его с оставшимися в скважине трубами по правилам, принятым при работе с овершотом: осторожно накрывают "голову" труб с поворотом вправо. После того как захват вошел в зацепление с трубой и пакер герметизировал пространство между трубой и корпусом овершота, обсадную колонну натягивают до расчетной нагрузки и сажают на подвеску колонной головки.

При спуске обсадных колонн в морские скважины с подводным расположением устья устройство для подвески колонны крепится к верхней обсадной трубе и спускается на бурильных трубах для посадки в колонную головку, расположенную глубоко под водой. По пути обсадная колонна может быть прихвачена, и подвесное устройство не дойдет до колонной головки. В этом случае обсадную трубу отрезают ниже устья так, чтобы прихваченную колонну можно было вытянуть вверх на необходимую для подвески длину.

На обсадных трубах спускают ремонтный овершот. Верхнюю трубу, оборудованную подвесным устройством, сажают в колонную головку, а нижний торец овершота при этом должен находиться немного выше "головы" обрезанной трубы. Сквозь верхнюю секцию обсадных труб на бурильной колонне спускают внутреннюю труболовку, ловят "голову" обрезанной колонны, затаскивают ее в захват овершота и там подвешивают, натянув согласно расчету. При этом пакер овершота обхватывает обрезанную трубу, обеспечивая герметичность колонны. Проворотом бурильной колонны освобождают труболовку и поднимают ее из скважины.

Применение ремонтного овершота позволяет создать расчетное натяжение колонны и обеспечить постоянство ее внутреннего канала. По наружному диаметру овершоты ненамного превосходят обычные муфтовые соединения стандартных обсадных труб. После посадки в колонную головку колонну с ремонтным овершотом опрессовывают для проверки герметичности уплотнения.

Отвинчивание обсадных труб

Если на сравнительно небольшой глубине обсадная колонна сильно корродирована или негерметична, можно отвинтить ее верхнюю поврежденную часть при помощи специальных инструментов и заменить новыми трубами, соединив их с оставшейся в скважине частью специальным метчиком (или колоколом). Если ремонтируемая колонна находится в обсаженной скважине, то область применения способа может быть расширена до глубины 900 м. Однако наибольшее распространение этот способ получил на глубинах до 300 м.

Отвинчивание начинают сверху. С помощью внутренней труболовки, бурильных труб с левой резьбой и высокомоментного бурового ключа отвинчивают на три оборота влево одну или несколько верхних труб обсадной колонны. Затем труболовку спускают в следующую трубу и отвинчивают ее тоже на три оборота. При вращении трубы влево ее нижнее резьбовое соединение развинчивается, а верхнее свинчивается с расположенными выше неподвижными трубами. Таким образом отвинчивают по очереди все трубы до намеченной глубины, где полностью отвинчивают всю расположенную выше колонну.

Успех этому методу обеспечивают небольшие потери на трение, так как трубы отвинчивают поодиночке, а благодаря

тому, что при отвинчивании нижней резьбы все находящиеся выше резьбы завинчиваются, практически исключается вероятность отвинтить и уронить в скважину какую-нибудь трубу. В компоновку бурильной колонны включают трубы с центраторами, чтобы поддерживать соосность верхней и нижней частей обсадной колонны как при отвинчивании, так и при соединении их между собой.

Повсеместное применение метода сдерживается не только ограничениями по глубине, но и возможностью проявления продуктовых горизонтов в этот период работ, когда верхняя часть обсадной колонны отсутствует или не может быть использована для герметизации устья и глушения скважины. Отвинчивание обсадных труб – один из дешевых методов, не требующих применения дорогостоящих соединителей типа ремонтного овершота.

Стальные деформируемые перекрыватели для обсадных колонн

Суть метода заключается в том, что зона негерметичности обсадной колонны перекрывается изнутри, как пластырем, тонкостенной (толщина стенки 2–3 мм) деформируемой трубой, изготовленной из мягкой стали. Трубу сначала подвергают отжигу, потом на ней прокатывают продольные гофры, уменьшая таким образом ее наружный диаметр, и снова отжигают для снятия остаточных напряжений прокатки. Наружный диаметр трубы подбирают с учетом размера и толщины стенки обсадной колонны в перекрываемом интервале. Это очень важно, так как после деформации перекрыватель должен плотно прилегать к внутренней поверхности обсадной колонны.

Обычно наружная окружность поперечного сечения трубы-перекрывателя на 2 % длиннее внутренней окружности поперечного сечения обсадной колонны. Снаружи на перекрыватель наносится слой стекловолокна, который насыщают эпоксидным клеем и который служит уплотняющей прокладкой.

В комплект инструментов для установки перекрывателя входит гидравлический поршень, который проталкивает двухступенчатую оправку внутри гофрированной трубы-перекрывателя. Перед спуском в скважину слой стекловолокна пропитывается эпоксидным клеем, срок схватывания которого подбирается с учетом продолжительности работ и температурных условий в скважине.

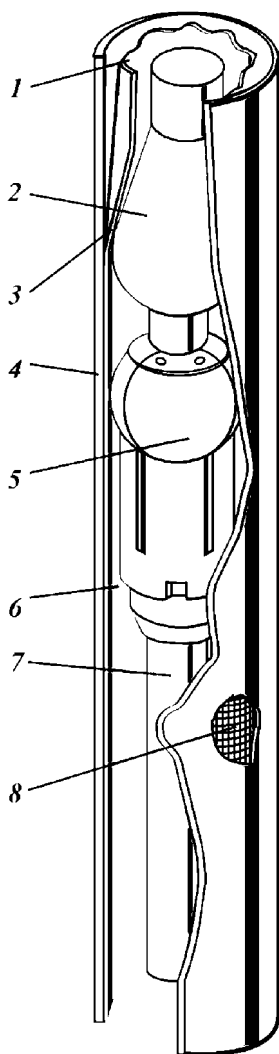
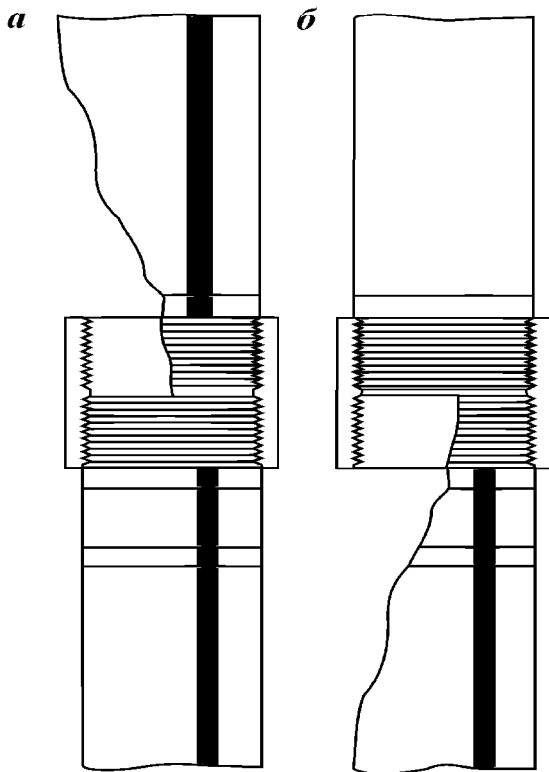


Рис. 8.2. Схема установки гофрированной манжеты в обсадной колонне:

1 - гофрированная манжета; 2 - конус оправки; 3 - расправленный участок манжеты; 4 - обсадная колонна; 5 - шаровая пружинная цанга; 6 - стопор; 7 - доливной клапан; 8 - поврежденный участок колонны

Рис. 8.3. Схема распространения смятия по колонне



Оправка (рис. 8.2) состоит из монолитного направляющего конуса и следующей за ним шаровой пружинной цанги. Изготовленный из мягкой стали перекрыватель деформируется и, расправляясь, плотно прилегает к внутренней поверхности обсадной колонны. Поскольку первоначальный его размер больше, чем ему позволяет поперечное сечение скважины, то после установки на место перекрыватель оказывается как бы обжатым снаружи обсадной колонной.

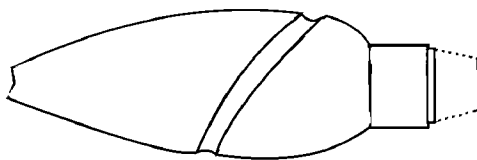


Рис. 8.4. Грушевидная оправка

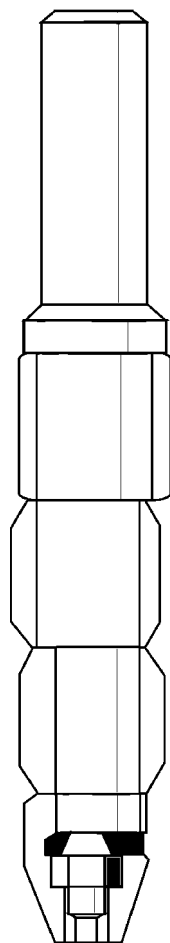


Рис. 8.5. Роликовая оправка

Смятие обсадных колонн

Смятие обсадной колонны, как правило, является очень серьезной аварией, так как часто возникают трудности при определении степени и протяженности зоны смятия. Поэтому требуется особая тщательность при подготовке плана аварийных работ и при его реализации.

Прежде всего необходимо, если это возможно, уточнить границы зоны смятия. Для этого используют прихватомер.

В зону смятия спускают печать, осторожно разгружая колонну труб для получения отпечатка. Для уточнения глубины кровли зоны смятия необходимо сделать контрольный замер труб при подъеме печати. Если смятие распространяется по

колонне вверх от места наибольшей деформации, печать будет сжата с боков при посадке в образовавшееся сужение колонны (рис. 8.3, а). Такой тип смятия – наиболее простой.

Если же место наибольшей деформации приходится на муфтовое соединение и смятие от этого места распространяется вниз (рис. 8.3, б), то на донной части печати будет отпечаток торца смятой трубы. В таком случае надо помнить, что мятая труба работает как уипсток, и все спускаемые в скважину инструменты будут отклоняться ею за пределы колонны. При проведении работ по выправлению колонны следует избегать инструментов с твердосплавными наплавками.

Грушевидные оправки (рис. 8.4) – это прочные инструменты обтекаемой формы, которые проталкивают внутри смятой трубы и извлекают назад с помощью ясса. Обычно на скважину завозят набор оправок различного диаметра. Их спускают поочередно, начиная с наименьшей. За один рейс проход в зоне смятия расширяют на несколько миллиметров (от 6 мм и более), а последняя оправка бывает на 3–4 мм меньше первоначального внутреннего диаметра колонны в смятом месте.

Наиболее совершенный инструмент – составленный из упрочненных роликов с направляющим конусом (рис. 8.5). Выправление колонны грушевидными или роликовыми оправками связано с большими нагрузками, и в аварийную колонну всегда следует включать яссы и УБТ, так как инструменты зависают и заклиниваются в зоне смятия.

Прежде чем приступить к откачке жидкости из скважины или другим операциям, способствующим росту избыточного наружного давления, необходимо укрепить выправленную колонну. Для этого можно провести цементирование под давлением или перекрыть зону смятия хвостовиком.

8.4. РАЗРУШЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Исследования большого количества аварий с трубами, проведенные в Азинмаше, привели к заключению, что разрушение труб обычно носит усталостный характер. Явления усталости в трубах возникают в результате действия переменных нагрузок, к которым относятся переменный из-

гиб, крутильный удар и колебания бурильной колонны. Основной фактор, приводящий к образованию переменных напряжений, знакопеременный изгиб, возникающий при вращении колонны (А.Е. Сароян).

Крутильный удар появляется в тех случаях, когда прекращает вращаться долото, что сопровождается скручиванием труб с последующим внезапным освобождением долота, вызывающим раскручивание колонны труб. Крутильный удар, как правило, наблюдается при работе долотом режущего типа, при быстром увеличении нагрузки на долото, а также при переходе долота из мягкой породы в крепкую, что сопровождается иногда заклиниванием долота с последующим его освобождением.

Колебания колонны в значительной степени зависят от уравновешенности элементов бурильной колонны (трубы, бурильные замки, турбобур и др.), однородности разбуриваемой породы, от пульсации промывочной жидкости, работы долота и др.

А.Е. Сароян считает, что в результате усталостного разрушения возникают и постепенно развиваются трещины. Когда трещина достигает значительного размера, сечение трубы уменьшается, что в свою очередь приведет к увеличению напряжений, а в дальнейшем и слому всего сечения, который может произойти при наличии одних лишь статических нагрузок. Типичным признаком большинства сломов является наличие в изломе двух зон: зоны усталости и зоны заключительного разрушения. Первая зона соответствует постепенному развитию трещины от усталости и характеризуется относительно гладкой (мелкозернистой) поверхностью. Вторая зона имеет крупнозернистую поверхность, соответствующую разрушению металла под действием постоянных нагрузок.

Для развития явления усталости необходимы переменные напряжения выше предела выносливости.

Условиями, способствующими возникновению и развитию трещин усталости, являются различные дефекты материала (расслоения, структурная неоднородность), резкие переходы в сечении (нарезка, запылы) и т.д.

Анализ аварийности с бурильными трубами показал, что при роторном бурении 85–90 % аварий происходит с резьбовыми соединениями бурильных труб, бурильных замков и других элементов колонны. Данные (в %) по аварийности бурильных труб в роторном бурении (Д.С. Касум-заде и др.) следующие:

Слом бурильных труб в теле.....	9,5
Слом бурильных труб в утолщенных кон- цах.....	46,8
Срыв бурильных труб по 8-ниточной на- резке.....	11,2
Слом бурильного замка.....	4,2
Срыв резьбового соединения бурильного замка.....	9,6
Слом и срыв резьбового соединения тяже- лого низа.....	10,5
Слом труб, переводников и срыв по резьбе	8,2

Как видим, аварии с трубами происходят в основном вследствие слома или срыва резьбы.

В роторном бурении наиболее часто встречается разрушение трубы в резьбовом соединении по утолщенному месту, составляющее 60–70 % от общего числа аварий. В отдельных случаях число это доходит до 90 %.

Срыв резьбы происходит в результате деформации разрушения резьбового соединения из-за износа резьбы, размыва соединения прокачиваемой промывочной жидкостью, заедания резьбы.

В турбинном бурении количество сломов доведено до минимума, и выход труб из строя происходит, как правило, по причине износа резьбовых соединений, а также размыва резьб и тела труб.

Сломы в турбинном бурении наблюдаются преимущественно в нижней части колонны и в соединениях турбобура в результате воздействия переменных нагрузок, возникающих в процессе работы турбобура.

При отсутствии тяжелого низа усталостные разрушения концентрируются в сжатой части колонны, т.е. на том участке колонны, где действуют наибольшие переменные нагрузки. Использование на практике тяжелого низа достаточной длины в сочетании с оптимальным размером долота приводит к резкому сокращению усталостных разрушений бурильных труб и их соединений.

Усталостные разрушения наблюдаются также в растянутой части колонны, работающей в обсаженном стволе скважины.

В этом случае усталостные разрушения возникают вследствие эксцентричного вращения труб в скважине, сопровождающегося ударами труб о стенки обсадной колонны; искривления ведущей трубы, приводящего к сломам бурильных труб на длине до нескольких сотен метров от устья, а также к сломам ствола и переводника вертлюга; нарушения соосности оси вышки и скважины и других причин.

Скручивание бурильных труб в результате воздействия

крутящего момента встречается очень редко и наблюдается в трубах, сечение которых сильно ослаблено коррозионным действием промывочной жидкости на внутренней поверхности труб.

Слом труб по утолщенному концу

Эти разрушения происходят по нарезанной части трубы. Наблюдается поперечный слом трубы по первому витку резьбы, находящемуся в сопряжении с бурильным замком.

Сломы утолщенного конца трубы происходят также и в других сечениях, расположенных на различных участках резьбы, или одновременно в нескольких сечениях.

Отмечается выкрашивание отдельных витков резьбы. Значительное число сломов в утолщенном конце трубы, несмотря на то, что толщина трубы в этом месте в 1,5–2 раза больше толщины тела трубы, объясняется влиянием нарезки, являющейся местом концентрации напряжения.

В резьбовом соединении ведущей трубы с переводником наиболее часто ломается конец штанги по первому витку резьбы.

Отсутствие упора в резьбовом соединении труб и штанг приводит к тому, что в опасном сечении полностью действует изгибающий момент, возникающий в процессе вращения буровой колонны.

Воздействие переменных нагрузок в сочетании с концентрацией напряжения во впадинах резьбы обуславливает усталостный характер сломов. Разрушению способствует также и то, что нагрузки, действующие по виткам резьбы, в результате приложения осевых сил и изгибающих моментов, носят неравномерный характер. Неравномерность эта увеличивается при наличии отклонений по элементам резьбы, особенно по конусности.

Слом труб по телу

В практике бурения наблюдаются два вида сломов по телу трубы. Один из них представляет собой поперечный излом тела трубы, имеющий усталостный характер.

Причинами, приводящими к концентрации напряжений на отдельных участках поверхности трубы, являются различные повреждения, направленные перпендикулярно к оси трубы. К

ним относятся клейма, наносимые на поверхности трубы; поперечные риски, возникающие в результате работы клиньями, особенно при вращении труб ротором; дефекты проката на поверхности труб.

Другой вид слома представляет собой разрушение трубы в виде спирали, встречающееся при бурении в обсаженном стволе скважины или в узкой скважине. Направление спирали обычно правое, что совпадает с направлением вращения стола ротора. Спиральный слом начинается всегда с поперечной трещины на поверхности трубы.

Угол подъема спирали составляет приблизительно 45° к оси трубы, что соответствует направлению плоскости, в которой действуют наибольшие нормальные напряжения, возникающие при кручении.

Спиральный слом, как правило, не связан с деформацией, наблюдаемой в процессе изготовления и правки труб, когда поступательное движение трубы сочетается обычно с левым ее вращением.

В промышленной практике наблюдались случаи спирального слома с левым направлением спирали, однако при этом трубы имели левую резьбу и вращение их было левым (против часовой стрелки).

Сломы происходят в бурильных трубах, изготовленных путем контактно-стыковой сварки соединительного конца (замковой части) с трубой. Использование труб, у которых сварка соединительного конца произведена по телу трубы (не по высаженной части) показало, что сломы возникают как по сварному шву, так и по зоне термического влияния шва.

Слом резьбового соединения бурильного замка и утяжеленных бурильных труб

Разрушение резьбового соединения по своему виду А.Е. Сароян делит на две группы: выкрашивание отдельных витков и слом конуса нипшеля или муфты (раструба).

Наиболее многочисленным видом разрушения резьбы является выкрашивание отдельных витков, наблюдаемое на различных участках резьбы вдоль образующей конуса. При выкрашивании отдельных витков трещины усталости, образованные во впадинах смежных витков, распространяются в глубь тела резьбы до их взаимного пересечения, что приводит к сломам части витков. Чаще всего выкрашивание витков происходит на участках, расположенных у большего или меньшего диаметра конуса, т.е. у первых или последних вит-

ков. При одновременном разрушении ряда витков степень разрушения уменьшается в направлении от крайних витков, находящихся в сопряжении, к середине.

Это в значительной степени объясняется неравномерным распределением нагрузки по виткам резьбы и отклонением по конусности ниппеля и муфты. Нагрузка, действующая вдоль оси резьбового соединения, находящегося в скважине, распределяется по виткам резьбы неравномерно: больше у крайних витков, находящихся в сопряжении, и уменьшается к середине.

Кроме осевых сил, на замковое соединение действует изгибающий момент, имеющий переменный характер и равный моменту, действующему на бурильную колонну. Последний приводит к возникновению на поверхностях витков нагрузок, неравномерно распределенных вдоль резьбы. При этом под действием изгибающего момента нагрузки по окружности витка также распределяются неравномерно: наибольшее значение они имеют в осевом сечении замка, в плоскости изгиба, и наименьшее – в плоскости нейтрального слоя.

Реже встречается слом конуса ниппеля, имеющий вид выкрашивания отдельных участков конуса или отлома конуса в форме кольца, что объясняется характером распределения осевых сил и изгибающих моментов по длине резьбы. При этом усталостные трещины, образуясь у впадины резьбы, распространяются в глубь сечения; в некоторых случаях переходят ступенчато от одного витка к другому.

Ширина отломанных колец конуса ниппеля бывает различной: начинается от одного последнего витка и доходит до отлома всего конуса по первому витку, находящемуся в сопряжении (у большого основания).

Слому конуса в резьбовом соединении способствуют отклонения по конусности ниппеля и муфты, особенно разноименные, что приводит к увеличению нагрузки на крайних витках резьбы.

В значительной мере на разрушение резьбы влияет степень ее износа.

При изготовлении замковой резьбы с отрицательным натягом наличие зазора по одной стороне профиля резьбы в свинченном соединении создает возможность относительного движения (скольжения) соприкасающихся сторон профиля при знакопеременном изгибе, что приводит к износу профиля и в дальнейшем способствует его разрушению.

Изготовление резьбы с положительным натягом, при котором профиль резьбы соприкасается по двум сторонам с

одновременным доведением упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты до соприкосновения в процессе принудительного крепления замкового соединения, предотвращает относительное перемещение (скольжение) сторон профиля при знакопеременном изгибе колонны, что уменьшает износ резьбы, а следовательно, и разрушение витков резьбы.

Реже наблюдается отлом тела муфты замка в виде кольца или всей резьбовой части по последнему витку резьбы. Более редкие случаи отлома тела муфты по сравнению с ниппелем объясняются ее большей жесткостью.

Размыв резьбового соединения и тела трубы

Размыв резьбы представляет один из часто встречающихся разрушений резьбового соединения в результате действия прокачиваемой жидкости. Разрушение соединения вследствие размыва происходит в замковом соединении и в соединении трубы с бурильным замком.

Чтобы возник размыв, необходим зазор, по которому могла бы двигаться жидкость, и перепад давления между полостью труб и кольцевым зазором.

Истечение жидкости может происходить как в направлении образующей конуса, так и в направлении винтовой линии. Встречается и комбинированное истечение жидкости: по образующей и винтовой линиям.

Размыв резьбы по образующей происходит вследствие волнообразного движения жидкости по виткам в направлении зазора, который образуется вдоль образующей конуса. При размыве резьбы по винтовой линии разрушается несколько витков, расположенных в месте выхода промывочной жидкости. На остальных витках не отмечается заметных следов размыва, что объясняется отсутствием резких изменений в направлении движения жидкости по винтовой линии.

Если размыв соединения произошел с выходом струи через тело детали, навинченной на трубу, зазор может быть только на части длины резьбы. При этом прокачиваемая жидкость, встречая на своем пути сопротивление, изменяет направление течения, что создает завихрение; в результате разрушаются тело трубы и детали.

Зазор в соединении может образоваться по причинам технологического и эксплуатационного порядка.

Причины технологического порядка следующие:

несоответствие средних диаметров резьбы, заключающееся

в увеличении диаметра муфты и в уменьшении его у нипселя на узком участке вдоль длины резьбы, что связано с технологией резьбофрезерования;

перекос упорных торцов и уступов вследствие неправильной подрезки;

значительное отклонение у отдельных элементов резьбы, особенно по конусности и шагу, а также овальность резьбы, исключающая правильность сопряжения.

Причины эксплуатационного порядка следующие:

свинчивание резьб с поврежденными упорными торцом и уступом, с не очищенной от засохшего глинистого раствора резьбой, недокрепление резьб, что приводит к нарушению правильности сопряжения;

нарушение герметичности вследствие заедания резьбы, отвинчивания соединения в процессе бурения и сработки резьбы;

применение некачественной смазки;

недостаточное значение крутящего момента свинчивания соединений.

Разрыв тела трубы может быть вызван дефектами на внутренней поверхности трубы (глубокие закатанные плены, крупные раковины и др.), нарушающими сплошность поверхности и связанными с технологией изготовления труб.

Наблюдается разрыв бурильной трубы, расположенной у устья, в которую вставляется фильтр при турбинном бурении. Струя промывочной жидкости, выходящая из отверстий фильтра, воздействует на внутреннюю поверхность трубы, в результате возникает разрыв.

У труб с приваренными соединительными концами отмечается разрыв по сварному шву. При этом разрыв появляется с образованием трещины усталостного характера по сварному шву или с наличием значительного внутреннего грата после сварки, на участке которого наблюдается завихрение промывочной жидкости, способствующее разрыву.

Срыв резьбы

Срыв резьбы наблюдается в 8-ниточном резьбовом соединении бурильных труб, соединении переводника с корпусом турбобура, замковой резьбе бурильных и утяжеленных труб.

Срыв резьбы, как правило, происходит в результате значительного износа или разрыва резьбового соединения.

Износ замковой резьбы возникает вследствие многократного свинчивания-развинчивания замкового соединения, свя-

занного со спуском и подъемом бурильного инструмента; вращения бурильной колонны, а также колебаний ее, вызванных работой забойного двигателя, долота и др.

На поверхности резьбы, подвергнувшейся сильному износу, срабатываются обе стороны профиля резьбы. В замковом соединении больше срабатывается короткая сторона профиля, т.е. та, которая расположена ближе к упорному уступу ниппеля, вследствие того, что короткая сторона в процессе работы соединения в скважине является рабочей стороной и воспринимает основную часть нагрузки.

На рис. 8.6 показан ниппельный конец утяжеленной трубы после срыва резьбы.

Переменные нагрузки расслабляют соединения, что создает возможность перемещения одной детали резьбового соединения по другой. Этому в большой степени способствует недостаточная затяжка соединения перед спуском в скважину. Относительное смещение деталей свинченного соединения приводит к постепенному износу поверхности витков и в дальнейшем к уменьшению высоты витка.

Глубина резьбы равна приблизительно 2,2 мм, в то время как глубина резьбы нового соединения составляет 3,74 мм (см. рис. 8.6).

В отдельных случаях срыву способствуют значительные отклонения элементов резьбы, особенно по конусности, которые приводят к увеличению неравномерности распределения нагрузки по виткам резьбы и в дальнейшем к значительному износу резьбы в процессе работы.

В результате износа площадь соприкосновения витков резьбы уменьшается, а следовательно, при одних и тех же осевых нагрузках увеличиваются напряжения по виткам резьбы с последующим ее срывом.

Воронкообразные деформации замкового соединения

Воронкообразные деформации возникают в результате значительного увеличения наружного диаметра муфты. При этом наблюдается также деформация упорного уступа ниппеля.

Проведенными наблюдениями было установлено, что основной причиной, приводящей к воронкообразным деформациям, является значительный крутящий момент, особенно в процессе отвинчивания труб, прихваченных в скважинах, при капитальном ремонте скважин.

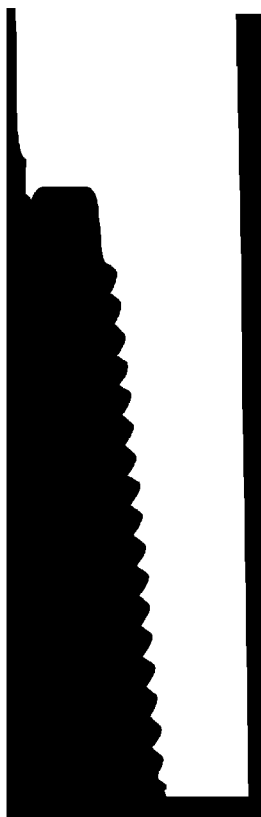


Рис. 8.6. Срыв замковой резьбы

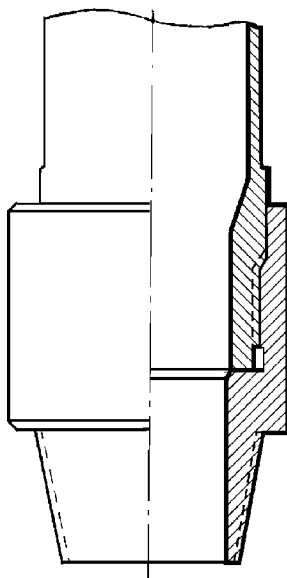


Рис. 8.7. Бурильные трубы с блокирующим пояском

Значительный крутящий момент создает осевую сжимающую силу в резьбовом соединении, приводящую к последующей деформации деталей замков.

*Разрушение бурильных замков
и муфт бурильных труб по телу*

В процессе бурения или капитального ремонта скважин наблюдаются продольные и поперечные трещины по телу замковых деталей и муфт бурильных труб. Этот вид разрушения является следствием приложения значительных усилий, приводящих к довинчиванию деталей замка или муфт на трубы или неправильной термообработки (наличие закалочных трещин, высоких закалочных напряжений).

Продольные трещины, образовавшиеся на муфте 89-мм буровой трубы в процессе приложения значительного крутящего момента, не связаны с понижением качества металла по сравнению с требованиями ГОСТа на буровые трубы и муфты к ним. Трещины образуются в результате возникновения в стенке муфты значительных нормальных напряжений в тангенциальном направлении в процессе довинчивания трубы в муфту.

Трещины, возникающие в результате наличия в замковых деталях значительных внутренних (термических) напряжений, встречаются редко и выявляются до работы или вскоре после пуска замков в работу. На практике отмечались случаи слома новых буровых замков в процессе разгрузки при их транспортировке.

К трубам, позволяющим уменьшить переменные нагрузки, действующие на резьбу, относятся трубы с блокирующим пояском (рис. 8.7), у которого за резьбой имеется проточенный пояс, диаметр которого превышает диаметр расточки замковой детали. Замки навинчиваются на трубы в нагретом состоянии, что позволяет после охлаждения получить напряженное резьбовое соединение. Благодаря блокирующему пояску на резьбу передается лишь часть изгибающего момента, действующего на трубу. Это привело к увеличению предела выносливости труб указанной конструкции по сравнению со стандартной.

Значительные удельные давления, возникающие на по-

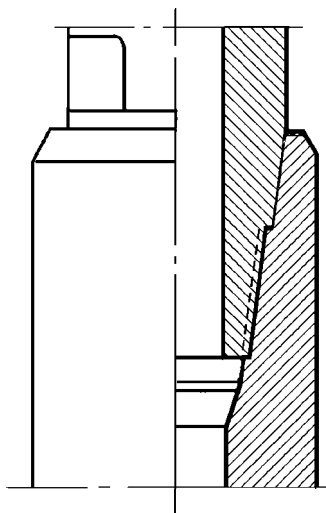


Рис. 8.8. Соединительный элемент ведущей трубы с блокирующим пояском

верхности сопряжения трубы с замковой деталью (особенно на участке контакта торца трубы с внутренним уступом детали), обеспечивают герметичность соединения.

Применяются соединения с блокирующим пояском других конструкций, в которых резьба выполняется цилиндрической и конической. В некоторых конструкциях отсутствует контакт торца трубы с внутренним уступом замковой детали.

Конструкция соединения с блокирующим пояском кроме бурильных труб используется также для соединения ведущих труб с переводником (рис. 8.8). Промысловые испытания соединений ведущих труб с блокирующим пояском показали их высокую работоспособность.

Увеличение глубин скважин и возросшие нагрузки, действующие на бурильную колонну, привели к необходимости повышения механических свойств элементов бурильной колонны. Предел текучести бурильных труб превышает 1050 Н/мм^2 . С целью увеличения прочности бурильные замки изготавливают из хромоникелевых и хромомолибденовых сталей.

Значительное влияние на работу бурильной колонны оказывает уравнированность ее вращающихся частей. В роторном бурении особое значение приобретает уравнированность утяжеленных труб. С этой целью рекомендуется производить механическую обработку утяжеленных труб, что позволяет

Т а б л и ц а 8.1

Проверка бурильных труб	Способ или средство проверки	Критерий отбраковки	Периодичность проверки	Последующее использование отбракованных труб
Ультразвуковая дефектоскопия трубных резьб Опрессовка свечей на давление 30 МПа Проверка сработки замковых резьбовых соединений	Дефектоскопическая установка	Трещины глубиной более 3 мм, длиной по дуге более 50 мм	1 раз в 1 мес или 25–30 рейсов долота	Перевод в материал
	Цементировочный агрегат	Потечи и подпотевание в резьбовых соединениях и теле труб	1 раз в 2 мес	Перевод в материал или ремонт резьбы
	Замер частоты вращения после посадки нипселя в муфту и визуальный осмотр резьбы	3-121 менее 3 об.; 3-147 менее 4 об.; наличие острых граней в нитках резьбы	Бурильные трубы 1 раз в 1 мес, УБТ постоянно	Перенарезка резьбы

Проверка бурильных труб	Способ или средство проверки	Критерий отбраковки	Периодичность проверки	Последующее использование отбракованных труб
Проверка сработки наружной поверхности замков и УБТ	Предельная минусовая скоба	ЗШ-146 до 138 мм; ЗШ-178 до 168 мм; ЗШ-203 до 192 мм; ТБПВ-127	1 раз в месяц	Смена замковых соединений, наплавка износостойких поясков
Проверка наличия смятий в месте посадки трубы в клиновой захват	Предельная минусовая скоба	Уменьшение диаметра бурильной трубы: до глубины 3200 м – 4,5 мм, до 4500 м – 4 мм, свыше 4500 м – 3 мм	1 раз в месяц	Перевод в материал
Наружный осмотр	Визуально при спуско-подъеме	Вмятины, промывности заплечиков, резьбы и тела трубы	Постоянно	Перенарезка резьбы, перевод в материал
Проверка толщины стенки бурильной трубы в гладкой части	Предельная минусовая скоба	Уменьшение диаметра трубы за счет износа на 1,5 мм в любом сечении	1 раз в месяц при глубине скважины более 4500 м, 1 раз в 3 мес при глубине скважины менее 4500 м	Перевод в типоразмер с толщиной стенки, на 1 мм меньшей
		Уменьшение диаметра трубы на 3 мм	–	Перевод в материал

значительно повысить их уравновешенность, а тем самым увеличить надежность работы труб и резбовых соединений. В турбинном бурении важна уравновешенность вращающихся частей турбобура, позволяющая уменьшить вибрации забойного двигателя в процессе работы. Когда для борьбы с искривлениями скважины между турбобуром и долотом устанавливается утяжеленная труба, высокая степень уравновешенности трубы оказывает существенное влияние на уменьшение вибрации турбобура.

В качестве успешной профилактики сломов бурильных труб можно рекомендовать опыт нефтяников Ставропольского края, обобщенный в виде табл. 8.1.

8.5. ОТКРЫТЫЕ АВАРИЙНЫЕ ФОНТАНЫ

Газонефтепроявления при бурении, креплении и освоении скважин – это неорганизованное поступление относительно небольших количеств нефти и газа в скважину и на поверхность, не представляющее на первых порах непосредственного препятствия для выполнения основных технологических операций. Предотвращение и ликвидация возникших нефтегазопроявлений являются, по существу, нормальными технологическими процессами в практике разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Хотя нефтегазопроявления чреваты опасными последствиями и могут перейти в фонтаны, тем не менее нефтегазопроявления считают не авариями, а осложнениями технологического цикла бурения скважин.

Аварийный фонтан – это неконтролируемое поступление нефти и газа на поверхность по стволу скважины, препятствующее проведению бурения и связанное с разрушением элементов оборудования и конструкции скважины. Зачастую аварийные фонтаны осложняются взрывами, пожарами, грифонами и т.д. В зависимости от геолого-технических и организационных условий степень сложности аварийных фонтанов бывает различной (табл. 8.2).

Аварийные фонтаны могут возникать и действительно

Таблица 8.2

Обобщенные сведения об аварийных фонтанах

Типичные причины аварийного фонтанирования скважин	Количество аварийных фонтанов, %				
	Всего	В том числе газовых	В том числе нефтяных	Осложненных	
				пожарами	грифонообразованием
Недостаточная изученность геологических условий бурения, вскрытие пластов с аномально высоким давлением	10	8	2	4	2
Неправильная конструкция скважин, нарушение обсадных колонн и их некачественное цементирование	20	20	–	6	10

Типичные причина варийного фонта- нирования скважин	Количество аварийных фонтанов, %				
	Всего	В том числе газовых	В том числе нефтя- ных	Осложненных	
				пожара- ми	грифоно- образо- ванием
Внезапные поглоще- ния промывочной жидкости при буре- нии	10	9	1	2	2
Отсутствие, неис- правность или не- правильное исполь- зование противо- фонтанной армату- ры на устьях сква- жины	20	17	3	6	5
Нарушения техноло- гических требований буровыми бригадами	40	35	5	10	10

имеют место на всех этапах строительства и эксплуатации скважин. Ликвидация их может продолжаться и продолжает-ся на практике от нескольких часов до нескольких лет. Фак-тор времени при этом носит скорее экономический и техни-ческий, а не принципиальный характер при оценке существа произошедшей аварии. Аварийное фонтанирование скважин всегда приводит к временному или постоянному прекраще-нию основного технологического процесса в скважине (бурения или добычи нефти и газа).

Грифон – это неконтролируемое поступление нефти, газа и воды на поверхность по естественным и искусственным каналам, происходящее в результате нарушения естественной герметичности стволов скважин при бурении и эксплуатации. Грифоны опасны своей неожиданностью как по времени, так и по месту появления, трудностью определения источников пи-тания.

В подавляющем большинстве случаев источником грифо-нообразований служат аварийно-фонтанирующие или ранее фонтанировавшие скважины, а также скважины, пришедшие в процессе эксплуатации в негодность.

*Геолого-технологические причины
возникновения аварийного фонтанирования
скважин*

Основной причиной аварийного фонтанирования при бурении скважин является внезапное или постепенное снижение противодавления на продуктивный пласт, создаваемого весом столба промывочной жидкости в скважине.

Такая обстановка при бурении скважин может сложиться в результате:

- внезапного вскрытия скважиной газонефтедержащего пласта с аномально высоким давлением, т.е. больше нормального гидростатического давления;

- производства буровых работ с промывкой забоя жидкостью, плотность которой не обеспечивает необходимого противодавления на пласты;

- падения уровня жидкости в скважине из-за несвоевременного заполнения ее при подъеме бурильного инструмента или поглощения промывочной жидкости хорошо проницаемым пластом, кавернами и трещиноватыми породами;

- резкого снижения давления на пласт из-за быстрого подъема бурильного инструмента из скважины (поршневой эффект);

- снижения плотности промывочной жидкости в связи с насыщением ее пластовой нефтью или газом (аналогичное явление может иметь место при постановке нефтяных ванн в скважинах с целью освобождения прихваченного бурильного инструмента).

Начавшееся в таких условиях нефтегазопроявление в скважине переходит в аварийное фонтанирование, если:

- отсутствует или неисправно противовыбросовое оборудование на устье скважины;

- неправильно используется противовыбросовое оборудование, что приводит к разрушению его герметизирующих элементов;

- нарушена герметичность обсадной колонны и цементного кольца за ней, что приводит к выбросу нефти и газа по затрубному пространству.

Из приведенных данных (см. табл. 8.2) видно, что более 70 % фонтанов произошло из-за нарушения технологического режима бурения и неправильной установки и эксплуатации превенторов.

Виды, мощность и степень осложненности аварийных

фонтанов достаточно многообразны. Но общим для них является неорганизованное и бесконтрольное выбрасывание на поверхность больших объемов нефти, газа, воды и обломков горных пород. Этот могучий поток, разрушая все на своем пути, устремляется на поверхность земли. Механическое разрушение скважины, уничтожение бурового оборудования и инструмента, постоянная опасность взрыва и пожара, опасность отравления людей, разрушение залежей нефти и газа, а также подземных водных бассейнов в районе фонтанирующей скважины – вот неполный перечень вредных воздействий аварийных фонтанов.

Классификация аварийных фонтанов

По виду выбрасываемой продукции аварийные фонтаны подразделяют на нефтяные, газовые, нефтегазовые, газонефтяные, водяные и газонефтеводяные.

Такое подразделение фонтанов носит чисто условный характер, так как оно не содержит в себе каких-либо количественных параметров. Например, чем отличается нефтегазовый фонтан от газонефтяного и, главное, как их различать на практике, когда, как правило, дебиты скважин по жидкой и газовой фазам меняются и могут быть оценены приближенно. Кроме того, аварийный фонтан, особенно в начальной стадии, представляет собой нестабильный процесс. Нефтяной фонтан, например, может превратиться в газовый и наоборот.

По интенсивности притока продукции различают фонтаны:

а) слабые, когда дебит скважины по газу не превышает $0,5 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$, а по нефти – $100 \text{ м}^3/\text{сут}$;

б) средние, когда дебит скважины по газу доходит до $1 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$, а по нефти – до $300 \text{ м}^3/\text{сут}$;

в) сильные, когда дебит скважины по газу доходит до $1 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$, а по нефти – превышает $300 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Численные пределы величин, характеризующих мощность фонтанов, также приняты условно. Дополнительно к этому можно ввести понятие "очень сильные фонтаны", когда они приобретают качественно новый вид. Пределы дебитов для скважин с очень сильным фонтаном можно рекомендовать по газу более $10 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$, а по нефти более $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$. При этом целесообразно учитывать всю газовую и жидкую фазы продукции фонтана, так как при решении вопросов, связанных с выбросом и реализацией способа ликвидации

фонтана, важно знать объем всей продукции скважины, а потом уже фазовое соотношение.

И, наконец, аварийные фонтаны делят на неосложненные и осложненные. К первой группе относят фонтаны из скважин, у которых еще "не потеряна база" для ликвидации фонтана – сохранены надежность обсадных колонн, фланцевая часть устьевой арматуры и спущенные в скважину бурильные трубы. Фонтанами второй группы считают фонтаны, действующие через разрушенное устье скважины и сопровождающиеся возникновением пожаров, грифонов и кратеров.

Из-за ограниченности разделения аварийных фонтанов всего на несколько групп приведенная классификация полностью не удовлетворяет многообразию геолого-технических обстоятельств, сопутствующих аварийным фонтанам. Поэтому она не может служить основой для быстрого принятия решения о путях ликвидации того или иного аварийного фонтана в конкретных геолого-технических условиях.

Оценка параметров аварийно возникшего фонтана представляет собой важнейшую основу успешной ликвидации его. Поэтому необходима объективная и детальная классификация фонтанов по признакам, влияющим на выбор и возможность быстрой ликвидации таких аварий. Такая классификация фонтанов должна служить основой методики выбора оптимального варианта работ по ликвидации аварийных фонтанов из имеющихся на сегодня методов.

Правильный выбор методов ликвидации фонтанов, основанный на объективных критериях, позволяет сократить сроки аварийных работ и в конечном счете поможет сберечь значительные средства.

В табл. 8.3 приведена классификация аварийных фонтанов по семи основным геолого-техническим и технологическим признакам: фазовому составу фонтана, пластовому давлению, производительности фонтана (дебиту), глубине вскрытия продуктивного горизонта, конструкции и состоянию ствола фонтанирующей скважины, пространственной ориентации ствола фонтанирующей скважины, степени осложненности фонтана, предложенная В.И. Игrevским и К.И. Мангушевым.

Каждому из этих признаков присвоен условный номер (I, II, ..., VII).

Фонтаны с указанными признаками подразделяются на две-четыре категории, которые, в свою очередь, делятся еще на две-три группы. Эти подразделения характеризуются детальными технологическими особенностями фонтанов

Классификация и характеристики аварийных фонтанов (В.И. Игrevский, К.И. Мангушев)

Основные технологические и технические признаки аварийных фонтанов, определяющие условия применения методов их ликвидации	Условный класс	Категории аварийных фонтанов			Основные группы фонтанов			Примечание
		Название	Характеристика	Индекс	Группы	Техническая и количественная характеристики группы	Индекс	
Фазовый состав Пластовое давление	I	Газовый	Из скважины выбрасывается газ	A1	–	–	–	Возможен вынос песка и обломков горных пород
		Жидкостный	Из скважины выбрасывается в основном жидкость	A2	–	–	–	
		Низконапорный	Давление не превышает нормальное гидростатическое и градиент разрыва	Б1	–	–	–	

Производительность фонтана	III	Высоконапорный	вышележащих пластов Давление превышает нормальное гидростатическое и градиент разрыва вышележащих пластов
		Слабые	$Q_r \leq 500 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ или $Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$
		Средние	$Q_r = 500 \text{ тыс.} \div 1 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ или $Q_{\text{ж}} = 100 \div$

Б2	Поддающиеся воздействию противодавлением	Давление не превышает пределы рабочих нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру Давление превышает пределы рабочих нагрузок на обсадные колонны скважины и устьевую арматуру		
В1	–	–	–	Категория фонтана повышается
В2	–	–	–	(на одну) при приближении количества выбрасываемой
	–	–	–	мой

Организация буровых работ	IV	Сильные	300 м³/сут $Q_r = 1 \text{ млн. } \div 10 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ или $Q_{*} = 300 \div 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	B3	-	-	-	сопутствующей продукции (газ или жидкость) к предельному значению его дебита по категории, определяемой дебитом скважины по основной продукции фонтана
		Очень сильные	$Q_r > 10 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ $Q_{*} > 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	B4				
		Разведочное бурение	Геологические условия района работ не изучены (литология, продуктивность, наличие поглощающих пластов и т.д.)	Г1	Приповерхностные Глубинные Труднодоступные	$H < 500 \text{ м}$ $500 \leq H \leq 2000 \text{ м}$ $H > 2000 \text{ м}$		

Продолжение табл. 8.3

Основные технологические и технические	Категории аварийных фонтанов			Основные группы фонтанов		

признаки аварийных фонтанов, определяющие условия применения методов их ликвидации	Условный класс	Название	Характеристика
Конструкция и состояние ствола скважины		Эксплуатационное бурение Изолированные	Основные геологические сведения подтверждены материалами разведочного бурения (литология, глубина и мощность продуктивных и поглощающих пластов и т.д.) Все пласты, залегающие выше продуктивного горизонта, перекрыты обсадными

Индекс	Группы	Техническая и количественная характеристики группы	Индекс	Примечание
Г2	Приповерхностные Глубинные Труднодоступные	$H < 500$ м $500 \leq H \leq 2000$ м $H > 2000$ м	–	
Д1	Надежно изолированные Надежно	Обсадные колонны сохранили герметичность Бурильная колонна цела Герметичность		

колоннами, зацементированными до устья (или до башмака предыдущей колонны, зацементированной до устья); в скважине имеется колонна бурильных труб
То же, но в скважине нет бурильных труб

Неизолированные

В разрезе скважины имеются отложения

	изолиро- ванные	обсадных колонн потеряна. Бурильная колонна цела Герметичность обсадных колонн потеряна. Бурильный инструмент поврежден		
	Ненадежно изолиро- ванные и осложнен- ные			
Д2	Надежно изолиро- ванные	Обсадные колонны сохранили герметичност ь		
	Ненадежно изолиро- ванные	Герметич- ность обсадных колонн нарушена		
Д3	Доступные гидродина- мическому воздей-	Бурильная колонна сохранена	Фонтани- рование возможно как	

		хорошо проницаемых и неустойчивых пород, не пе- рекрытые об- садными колоннами; в скважине имеется колонна бурильных труб То же, но в скважине нет бурильных труб	Д4	ствию Не доступные гидродина- миче-скому воздействи- ю То же	Герметич- ность бурильной колонны нарушена -	-	одновремен- но по трубному и затрубному простран- ству, так и раздельно - по бурильным трубам или затрубному пространст- ву

Продолжение табл. 8.3

Основные тех- нологические и технические признаки аварийных	Услов- ный	Категории аварийных фонтанов			Основные группы фонтанов			Примечание
		Название	Характери-	Индек	Группы	Техническая и	Индек	

фонтанов, определяющие условия применения методов их ликвидации	класс		стика	с
Пространственная ориентация фонтанирующей скважины	IV	Ориентированные	Пространственное положение ствола фонтанирующей скважины подтверждено геофизическими исследованиями	E1
		Слабоориентированные	Геофизические данные о пространственном положении ствола	E2

	количественная характеристика группы	с	
—	—	—	
—	—	—	

Осложненность	VII	Неориентированные Доступные Сложные	фонтанирующей скважины имеются не по всей глубине или эти данные недостаточно убедительны Пространственное положение ствола фонтанирующей скважины неизвестно Верхняя часть обсадной колонны сохранилась Устье разрушено, образовался кратер,

ЕЗ	–	–	–	
Ж1	Негорящие Горящие	Пожара нет Пожар		Учитываются также фактические признаки II, III, V и VI
Ж2	Негорящие Горящие	Пожара нет Пожар		

			имеет место грифонообра- зование					

и пределами количественных оценок отдельных параметров.

Фазовый состав аварийного фонтана определяет характер работ по его ликвидации, поэтому этот признак выдвигается в число основных. Действительно, для ликвидации аварийного газового фонтана требуются разработка специальных мер пожарной и отравляющей безопасности людей, арматура, рассчитанная на высокое рабочее давление, и высокая степень герметизации всей скважины и арматуры. При возникновении нефтяного фонтана появляется необходимость в сборе и транспортировке выбрасываемой нефти и в предотвращении ее горения на поверхности.

Делается акцент на две категории аварийных фонтанов, различающихся по фазовому составу, – газовые и жидкостные, поскольку работы по ликвидации этих фонтанов принципиально различны. Промежуточные случаи (газонефтяные, нефтегазовые, водонефтяные) существенно не влияют на выбор метода ликвидации фонтанов. К какой категории отнести такие фонтаны, всегда можно решить, оценив основной вид продукции фонтана, определяющий его характер. Содержание воды в выбрасываемой фонтаном нефти не требует каких-то дополнительных градаций, поскольку характер работ по ликвидации такого фонтана определяется общим количеством выбрасываемой жидкости и напором в скважине.

Как газовый, так и жидкостный фонтан могут постоянно или в течение какого-то периода выбрасывать песок и обломки других горных пород. Иногда это может приводить к серьезным осложнениям в работах.

По признаку пластового давления аварийные фонтаны делятся на низко- и высоконапорные. Фонтаны первой категории характеризуются пластовым давлением, не превышающим нормальное гидростатическое давление и градиент разрыва пород, слагающих вышележащие пласты. Фонтаны такого типа встречаются все реже, и ликвидация их большого труда не составляет.

Вторая категория – высоконапорные фонтаны являются сейчас преобладающими. Они связаны со вскрытием залежей нефти и газа с аномально высоким пластовым давлением, превышающим и нормальное гидростатическое давление, и градиент разрыва вышележащих пород. В этом случае налицо опасность произвольных утечек нефти и газа, образования грифонов и повышенная опасность работы на устье фонтанирующей скважины.

По соотношению пластового давления и допустимых на-

грузок на обсадные колонны и устьевую арматуру скважины фонтаны второй категории можно разделить еще на две группы (Б2а и Б2б). Наибольшую опасность представляют фонтаны именно второй группы, так как превышение пластового давления над гидростатическим или градиентом разрыва пород, техническими возможностями обсадных колонн и устьевой арматуры лишает смысла всякие попытки ликвидировать фонтан путем герметизации устья скважины или путем задавки фонтана нагнетанием тяжелых растворов.

Как уже отмечалось, к принятой градации фонтанов по их производительности добавлена еще одна категория фонтанов – очень сильные, когда дебит скважины по газу превышает 10 млн. м³/сут и по нефти – 1000 м³/сут. Случаются они редко, но затраты сил и средств на их ликвидацию очень значительны.

Категории фонтанов по признаку III устанавливаются по объему выбрасываемой основной продукции. Если количество попутного продукта также приближается к предельному значению для этой категории, фонтан следует отнести к категории, на одну превышающую ранее определенную. Например, фонтан, выбрасывающий 800 тыс. м³/сут газа и 250 м³/сут жидкости, следует отнести к категории сильных фонтанов В3.

По признаку IV (организация буровых работ) скважины делят на разведочные и эксплуатационные. Целесообразно эту разбивку сохранить и для оценки аварийных фонтанов, поскольку она отражает количественное различие и скважин, и возникающих при их бурении фонтанов. При бурении первых разведочных скважин на любом месторождении степень изученности геологических условий бывает недостаточной, и это естественно. Это обстоятельство накладывает особый отпечаток на разработку и осуществление методов ликвидации таких фонтанов: всегда остается значительный элемент неопределенности и риска.

Фонтаны каждой из этих категорий делятся на три группы:

приповерхностные, когда глубина залегания кровли продуктивного горизонта (условно) не превышает 500 м;

глубокие, когда глубина вскрытия продуктивного горизонта достигает 2000 м;

труднодоступные, когда продуктивный горизонт вскрывается на глубине, превышающей 2000 м.

Такое деление больше отражает возможности современной буровой и геофизической техники, чем природную осо-

бенность фонтанов. С совершенствованием методики и техники определения пространственного положения стволов скважин, техники и технологии бурения наклонных скважин указанные выше предельные глубины могут быть изменены в сторону их увеличения. На современном же этапе такое деление оправдано. Если скважиной вскрыто несколько продуктивных горизонтов, группу и категорию фонтана следует определять исходя из условий достижения самого глубокого горизонта.

Пятым важнейшим технологическим признаком аварийных фонтанов являются конструкция и технологическое состояние ствола фонтанирующей скважины. По этому признаку фонтаны делятся на изолированные (Д1 и Д2) и неизолированные (Д3 и Д4).

К категории Д1 относятся аварийные фонтаны из скважин, в которых все пласты, залегающие выше продуктивного горизонта, перекрыты обсадными колоннами, качество первичного цементирования которых не вызывает сомнений и в которых находится (или может быть спущена) колонна бурильных труб. Фонтаны, полученные из скважин, в стволе которых нет (и не может быть спущена) бурильной колонны, относятся к категории Д2.

Соответственно к категориям Д3 и Д4 относятся фонтаны, полученные из скважин, в разрезе которых оставлены открытыми потенциально поглощающие, напорные и неустойчивые пласты.

Фонтаны категорий Д1 и Д3 могут действовать как одновременно по бурильной колонне и ее затрубному пространству, так и отдельно по трубам или по затрубному пространству.

Аварийные фонтаны категории Д1 делятся на три группы:

надежно изолированные Д1а, когда обсадные и бурильная колонны сохранили свое исходное состояние и герметичность;

ненадежно изолированные (Д1в), когда в результате износа или аварии герметичность обсадных колонн потеряна, но бурильная колонна цела, т.е. остается возможность подачи на забой скважины различных тяжелых и тампонирующих растворов;

ненадежно изолированные и осложненные (Д1с), когда герметичность обсадных колонн нарушена, а бурильный инструмент поврежден или упал ниже досягаемой в условиях фонтана глубины от поверхности земли.

Фонтаны категории Д2 аналогично делятся на две группы

Д2а и Д2в. Аварийные фонтаны категории Д3 могут быть разбиты только на две группы Д3а и Д3в, отличающиеся состоянием бурильной колонны, которое в подобных условиях приобретает очень важное значение.

Успешность подземных работ по ликвидации аварийных фонтанов путем бурения специальных скважин для отвода нефти и газа или закачки различных жидкостей в ствол фонтанирующей скважины или призабойную зону продуктивного пласта во многом зависит от наличия сведений о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины, и это понятно. Если неизвестно положение ствола аварийной скважины, попытки вскрытия его специальными наклонными скважинами или создания гидродинамической связи между скважинами путем гидравлического разрыва пласта не принесут успеха. По этому признаку аварийные фонтаны делятся на три категории:

ориентированные (Е1), когда пространственное положение всего ствола скважины известно и подкреплено геофизическими данными;

слабоориентированные (Е2), когда геофизические (и другие) данные о положении ствола фонтанирующей скважины имеются не по всей глубине скважины, что очень часто бывает на практике, или же когда достоверность геофизических данных вызывает сомнения;

неориентированные (Е3), когда никаких объективных данных о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины нет.

И, наконец, по степени осложненности аварийные фонтаны разделены на две категории:

доступные (Ж1) – верхняя часть обсадной колонны сохранилась;

фонтан действует только по обсаженному стволу скважины, грифонообразования нет;

фонтан можно ликвидировать путем ремонта или замены вышедшего из строя противовыбросового оборудования и герметизации устья аварийной скважины;

сложные (Ж2), когда устье скважины разрушено и вокруг него образовался кратер, имеются грифоны.

Каждая из указанных категорий фонтанов делится еще на две группы в зависимости от воспламенения фонтана. Пожар над устьем фонтанирующей скважины или над образовавшимся кратером, горение грифонов – обстоятельства, серьезно осложняющие работы по ликвидации аварийных фонтанов.

Конечно, рекомендуемая попытка классифицировать аварийные фонтаны по определенным объективным критериям не может претендовать на законченность и полноту учета всех возникающих ситуаций, но она позволяет дать быструю и объективную оценку любому аварийному фонтану, на основании которой должны приниматься решения о путях ликвидации аварии.

*Методы ликвидации аварийных фонтанов
путем герметизации устья скважины*

Метод ликвидации аварийных нефтяных и газовых фонтанов посредством перекрытия устья фонтанирующей скважины широко распространен в практике. Этот метод достаточно прост, несмотря на многообразие вариантов его осуществления. Основан метод на восстановлении равновесия в системе пласт – скважина, нарушенного в результате аварии: восстановление нарушенной герметичности устья скважины и создание в ней противодавления на пласт, превышающего пластовое давление, или же заполнение ее инертными и тампонирующими материалами с целью ликвидации ствола аварийной скважины.

В случаях, когда уже произошло воспламенение струи фонтана, в первую очередь тушат пожар.

Обязательным условием ликвидации фонтанов путем перекрытия устья аварийной скважины являются наличие обсадной колонны и сохранность ее герметичности, исключающие возможность утечки газа и жидкости в окружающую среду при повышении давления в стволе скважины. Желательными, но не всегда обязательными условиями применения этого метода являются сохранность фланцевой основы противовыбросового оборудования на устье фонтанирующей скважины и наличие колонны бурильных или насосно-компрессорных труб в ее стволе.

В зависимости от конкретных геолого-технических и организационных условий для ликвидации аварийных фонтанов разработано и практически применено множество вариантов этого метода.

Все известные приемы герметизации устья фонтанирующих скважин можно представить в виде следующих технических схем:

- а) ремонт или замена противовыбросового оборудования на колонне обсадных труб;
- б) установка специальных приспособлений на имеющийся

бурильный инструмент или имеющееся, но нарушенное противовыбросовое оборудование (в том числе и допускающие свободный или принудительный спуск через них труб в скважину);

в) установка специальных герметизирующих приспособлений в стволе фонтанирующей скважины при частичном разрушении верхней части обсадной колонны и устья скважины.

Наличие в стволе фонтанирующей скважины свободной и исправной колонны труб (бурильных, незацементированных обсадных или насосно-компрессорных) всегда облегчает глушение аварийных фонтанов с устья. В этом случае путем закачки в скважину через эту колонну воды или утяжеленных буровых растворов удается сначала снизить давление на устье скважины, а затем и окончательно подавить фонтан. В случае необходимости для этих целей в скважину спускают бурильные или насосно-компрессорные трубы, свободно или принудительно при помощи тракторов-подъемников и натяжных канатов (рис. 8.9).

Для тушения пожаров на устьях фонтанирующих скважин предварительно отрывают пламя:

а) путем создания водяной или пенной завесы и охлаждения струи фонтана;

б) воздушной ударной волной, созданной взрывом над устьем фонтанирующей скважины;

в) «сдуванием» пламени мощным потоком отработанных газов и воздуха, направляемым на струю фонтана из сопел реактивных двигателей.

В последние годы при ликвидации мощных фонтанов наиболее широко применяется последняя схема. Тушение пожаров с помощью воды и пены возможно при относительно небольшой мощности фонтанов.

Автомобиль газоводяного тушения с турбореактивной установкой предназначен для получения и подачи в очаг пожара огнегасительной струи, представляющей собой смесь отработанных газов турбореактивных двигателей и воды, распыленной до мелкодисперсного состояния.

Установка состоит из самоходного шасси, турбореактивного двигателя, подъемно-поворотного механизма, системы водоснабжения, топливного бака, системы защиты и охлаждения, системы автоматического управления, системы связи и необходимого комплекта противопожарного оборудования.

Для отрыва пламени над горящим фонтаном воздушной ударной волной разработаны два способа взрыва. В обоих случаях желательно точку взрыва максимально приблизить к

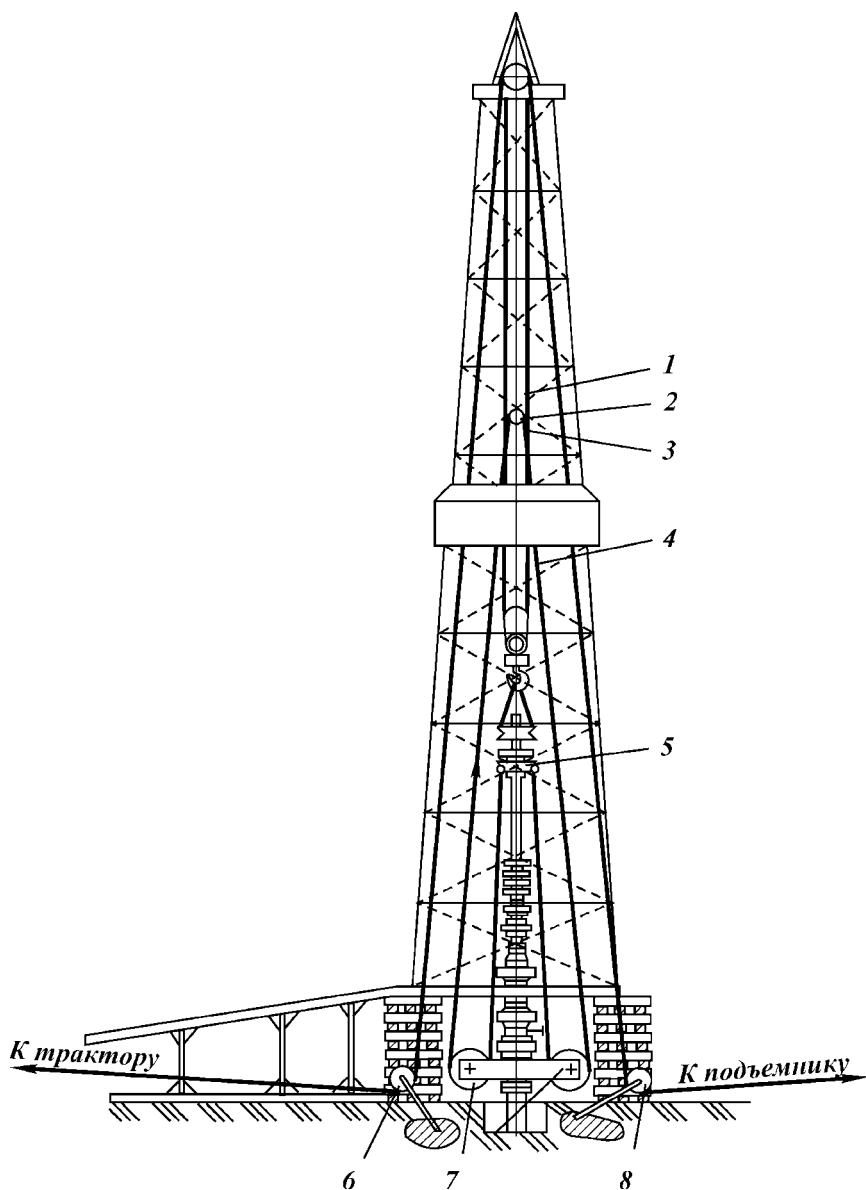


Рис. 8.9. Схема принудительного спуска бурильных труб в фонтанирующую скважину:

1 – талевая система; 2 – верхний натяжной ролик; 3, 4 – натяжной канат; 5 – хомут; 6 – направляющий ролик; 7 – нижние натяжные ролики; 8 – направляющий ролик

вертикали, проходящей через устье фонтанирующей скважины.

По первому способу расчетное количество ВВ размещается в контейнере, подвешенном на стреле-укосине, которая монтируется на специальной тележке. Для перемещения тележки к устью аварийной скважины укладываются рельсовые пути. В период работы с макетом заряда точно фиксируется оптимальное положение тележки в момент взрыва, после чего работа уже ведется с реальным зарядом. Заряд подрывается дистанционно путем подачи сигнала по кабелю.

Подача заряда ВВ к устью аварийной скважины по второму способу показана на рис. 8.10. После предварительного охлаждения площади вокруг горящего фонтана устанавливают передвижные или стационарные опоры высотой 4–5 м. Расстояние между ними в зависимости от температурных условий, размеров кратера и других местных условий может достигать 30–50 м. Натяжка грузового каната и фиксирующих оттяжек строго отрабатывается с макетом заряда. После завершения всех подготовительных операций заряд подается к оси струи фонтана и взрывается. Одновременно со взрывом

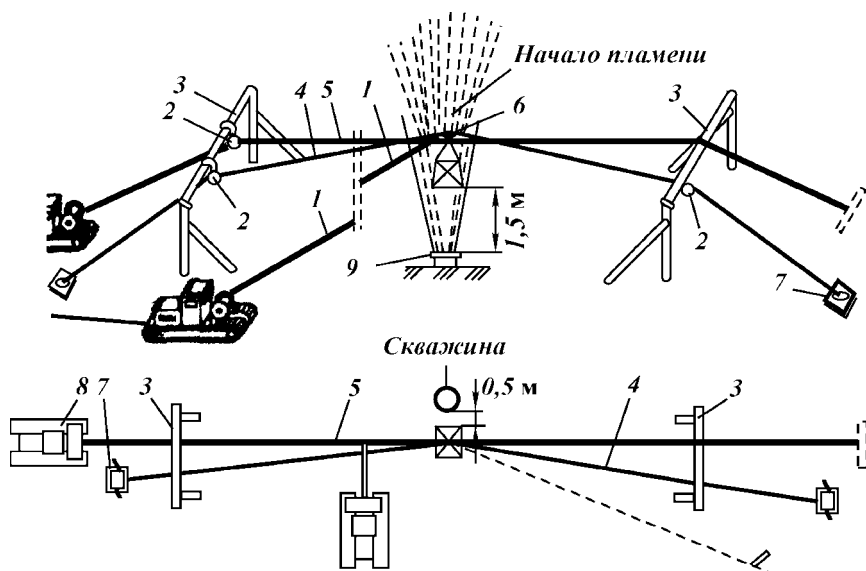


Рис. 8.10. Схема подготовки взрыва на устье фонтанирующей скважины:

1 – натяжной канат подачи ВВ; 2 – направляющие ролики; 3 – опорные рамы; 4 – центрирующий канат; 5 – грузовой канат подвески; 6 – контейнер с ВВ; 7 – лебедки; 8 – трактор-подъемник; 9 – устье фонтанирующей скважины

принимаются меры по охлаждению устья скважины и находящихся вблизи металлических предметов с тем, чтобы предотвратить повторное воспламенение фонтана.

В тех случаях, когда аварийное фонтанирование скважины привело к частичному или полному разрушению имеющегося противовыбросового оборудования, но фланцевая основа последнего (фланец, колонный патрубок и обсадная колонна) сохранилась, меняют вышедшую из строя деталь (задвижка, например), тампонируют образовавшиеся каналы для пропуска газа и жидкости или же меняют целиком устьевую арматуру. Если на устье установлен фланец или повреждена колонна, а дебиты небольшие, ликвидировать фонтан можно после установки специального запорного приспособления, состоящего из пакера с крестовиной и задвижками и устройств для спуска его в скважину при фонтанировании (рис. 8.11). После снятия с устья скважины поврежденного запорного оборудования (превенторов, задвижек, арматуры) под верхней муфтой обсадной колонны устанавливают устройство для подачи пакера в скважину, которое состоит из двух стоек 3, имеющих ленточную резьбу. Стойки соединяются хомутом 12, на котором закреплен кронштейн 13. На последнем установлены червячное колесо 7, нажимная гайка 8 и шарнир Гука 9 карданной тяги, идущей к штурвалу. Направляющий хомут 5 служит для центрирования пакера относительно муфты обсадной колонны. Этот хомут охватывает стойки 3 через бронзовые втулки 4.

Для обеспечения жесткости, а также для удержания хомута 5 в заданном положении устанавливают две планки 6. При подходе хомута 5 к муфте колонны подачу пакера прекращают, снимают обе планки 6 и хомут 5, а затем подают пакер в колонну до тех пор, пока резиновое кольцо 21 не установится в теле трубы. Неподвижный хомут 1 с шарниром 2 служит для подъема и опускания пакера. Пакер подается вниз вращением червячного колеса 7 по стойке 3, колесо увлекает за собой хомут 12, а последний – пакер.

Собственно пакер состоит из внутренней трубы 22 с направляющим конусом, резинового кольца 21, наружной трубы 20, задвижки высокого давления 10, отводящего патрубка 11, крестовины 14, фланца 15, насаженного на внутреннюю трубу 22, нажимных шпилек 16 и гаек 17, фланца 18, насаженного на наружную трубу 20, и сальника 19.

Закрывают фонтан следующим образом. После очистки устья и снятия поврежденной арматуры устанавливают и закрепляют хомут 1 на колонне под муфтой. Затем подносят

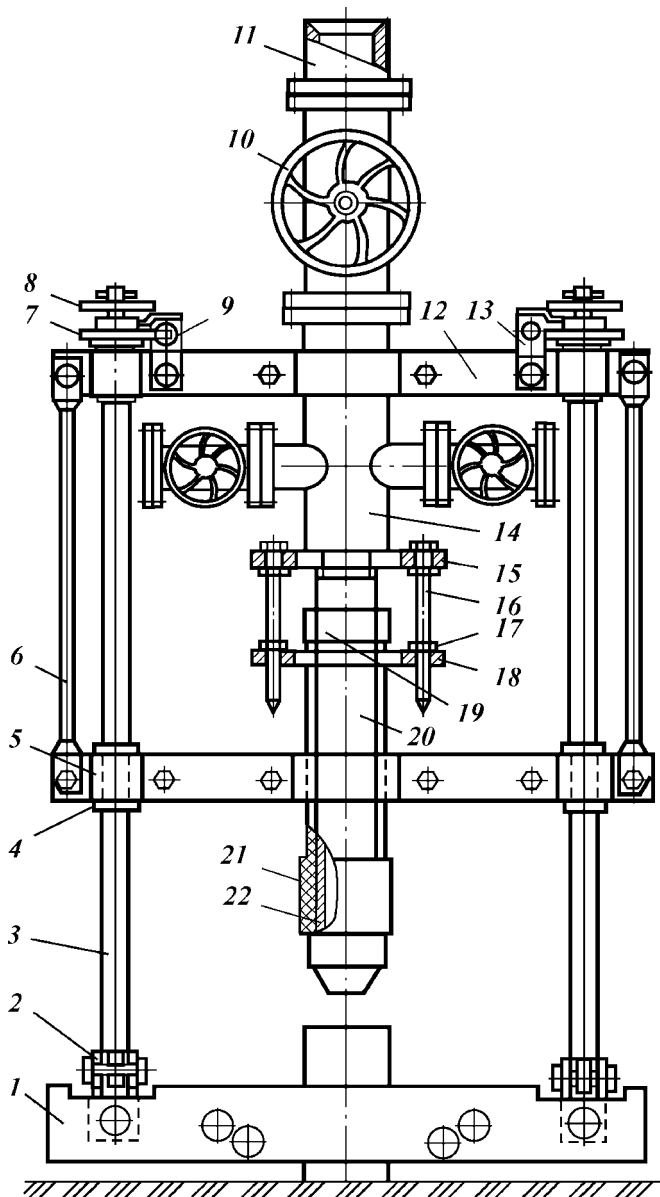


Рис. 8.11. Запорное устройство герметизации устья скважины при закрытии фонтанов

пакер и в горизонтальном положении вставляют в стойки 3 и в шарниры 2.

После проведения остальных подготовительных работ при открытой задвижке 10 устанавливают пакер в вертикальное положение, затем, вручную вращая обе карданные тяги, спускают (задавливают) его в колонну. Подачу пакера прекращают после того, как резиновое кольцо 21 окажется ниже муфты и установится в теле трубы. Вращением гаек 17 перекрывают наружную трубу 20 и уплотняют пакер в колонне. После присоединения отводных линий к крестовине 14 ликвидируют фонтан прикрытием задвижек, одновременно закачивая в скважину жидкость под давлением.

Метод ликвидации открытых фонтанов созданием пробки в кольцевом пространстве основан на превышении забойного давления в фонтанирующей скважине над пластовой закачкой в нее жидкости после создания пробки в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными или насосно-компрессорными трубами ниже места повреждения колонны или между стенками скважины и спущенными в нее трубами ниже интервала возможного разрыва пород давлением газа при глушении фонтана.

Метод применим в случае герметизированного устья скважины и фонтанирования ее через грифоны или в случае опасности возникновения последних при герметизации устья.

Для ликвидации фонтана по указанному методу используют опущенные в скважину бурильные трубы, а при их отсутствии на устье скважины устанавливают сальниковое устройство для спуска труб под давлением и на насосно-компрессорных или бурильных трубах спускают фонарь. Далее через лубрикатор вводят алюминиевые или резиновые шары, которые прокачкой бурового раствора выдавливаются из труб и струей газа прижимаются к фонарю. Вслед за шарами подают порцию материалов (паклю и др.), которые уплотняют зазор между шарами под фонарем, вследствие чего прекращается доступ газа на поверхность по кольцевому пространству. Фонтан ликвидируют дальнейшей задавкой жидкости. Максимальный диаметр шара выбирают из расчета пропуска последнего через колонну труб. При наличии долота в скважине его предварительно отрывают торпедой.

Схема оснастки при задавливании труб показана на рис. 8.12, а схема оборудования устья скважины при спуске труб под давлением (для 114-мм бурильных труб) – на рис. 8.13.

Н.И. Титковым, А.И. Булатовым и Е.А. Лыковым предложен способ глушения фонтанов в бурящихся скважинах.

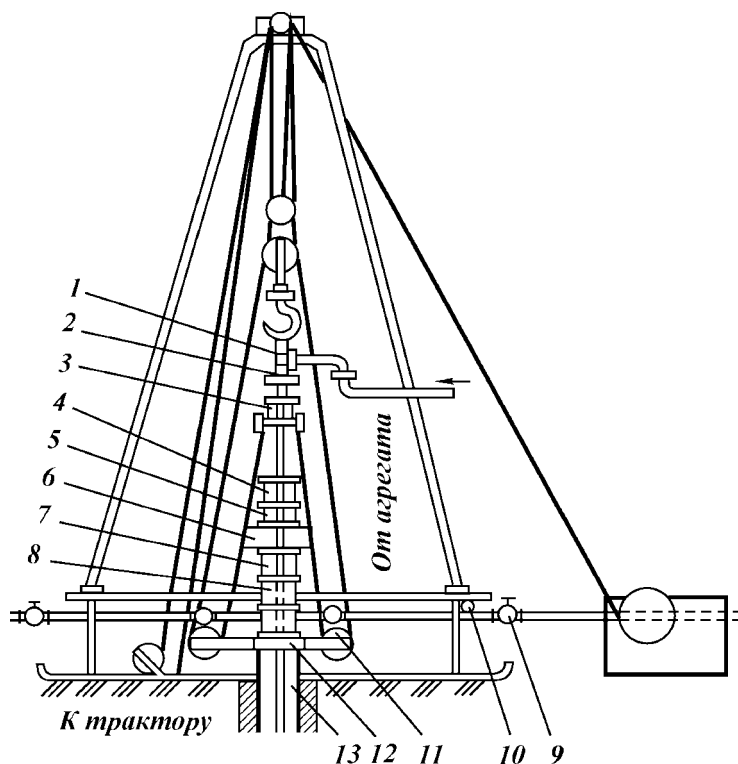


Рис. 8.12. Схема оснастки на устье для спуска буровых труб под давлением:

1 – кран; 2 – обратный клапан; 3 – подвижной захват; 4 – катушка; 5 – уплотняющая головка; 6 – превентор; 7 – переходная катушка; 8 – задвижка высокого давления; 9 – задвижка боковых отводов; 10 – манометр; 11 – ролик; 12 – хомут; 13 – кондуктор

В компоновку бурового инструмента (рис. 8.14) входит шар 2, стопорящийся потайным винтом 4, что обеспечивает свободный проход бурового инструмента с переводником через ротор и превентор. Циркулирующий буровой раствор проходит мимо шара. Над УБТ, несколько выше нулевой точки, на буровом инструменте устанавливают специальный пакер 5. Седло 7 служит для посадки в него шара 2 с последующей герметизацией внутреннего канала (буровых труб).

На рис. 8.14, а показана компоновка бурового инструмента в процессе бурения, на рис. 8.14, б – момент глушения фонтана задавливанием жидкости через буровый инструмент.

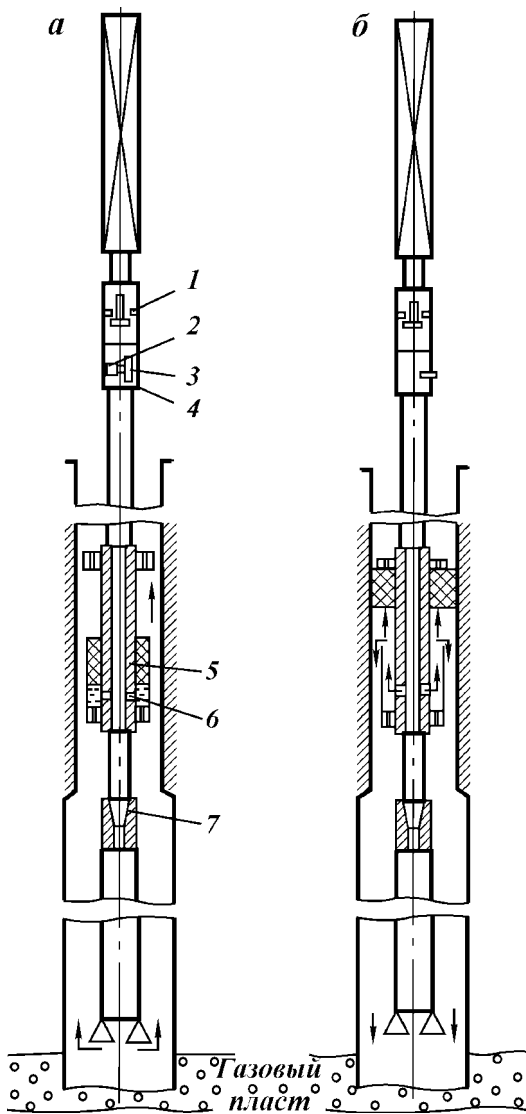


Рис. 8.14. Компоновка бурильного инструмента при глушении фонтанов в бурящихся скважинах

Рассмотрим пример глушения открытого фонтана. В процессе бурения возник фонтан. Для его ликвидации ведущую трубу приподнимают выше ротора, закрывают превентор и, согласно общим правилам борьбы с газопроявлениями, закачивают имеющийся в запасных емкостях буровой раствор. Допустим, что вследствие возникновения пропусков газа, грифонов и других явлений фонтан ликвидировать не удалось. В этом случае (см. рис. 8.14) отвинчиванием винта 4 освобождают шар 2 и создают циркуляцию жидкости. Шар 2 садится в седло, и циркуляция прекращается. При создании избыточного давления обе диафрагмы 6, рассчитанные на определенное давление, разрушаются. Давление передается на пакер 5, который срабатывает и герметизирует затрубное пространство. Жидкость, задавливаемая в бурильный инструмент, при прямой циркуляции проходит в затрубное пространство. Создавшееся давление не может вызвать разрыва части обсадной колонны, находящейся выше пакера, или разрушения приустьевой части оборудования скважины.

Фонтан может быть заглушен с помощью гораздо меньшего количества агрегатов при использовании меньшего количества жидкости ("лобовая" задавка). Кроме того, фонтан можно заглушить, применяя только буровые насосы, так как их подача для проведения указанных работ вполне достаточна.

Экономичность предложенного способа подтверждается также тем, что отпадает необходимость создания глинохвостов. Если же ниже башмака последней колонны разрез представлен крепкими породами, можно также использовать предложенный способ, а при нарушениях в колонне он является единственным.

Если по условиям прочности сверление в рабочем переводнике 3 для винта 4 допустимо, то шар 2 можно заложить в стояк циркуляционной системы на высоте примерно 1,5 м от пола буровой. Тогда обратный клапан 1 следует устанавливать в нижней части инструмента или совсем не применять его.

Преимуществами метода ликвидации аварийных фонтанов путем герметизации устья фонтанирующей скважины являются его техническая простота, быстрые сроки выполнения (при удачном стечении обстоятельств) и относительно небольшая капиталоемкость.

Но этому методу присущи и серьезные недостатки:

а) применимость метода ограничена, так как работы следует выполнять лишь тогда, когда есть уверенность в надеж-

ной герметичности ствола скважины выше продуктивного горизонта; в противном случае герметизация устья скважины может привести к катастрофическим последствиям (образование грифонов, рассеивание запасов нефти и газа и т.п.);

б) исключительная опасность для людей, занятых в ликвидации аварии, особенно в ликвидации мощных фонтанов. (Когда действуют фонтаны с пластовым давлением 30,0–50,0 МПа, подход к устью скважины становится опасным.);

в) неуверенность в длительности и в исходе операции по глушению фонтана.

Поэтому принимать решение о ликвидации аварийных фонтанов таким методом можно только после глубокого анализа геолого-технических, технологических и организационных условий.

Методы ликвидации аварийных фонтанов способом комплекса подземных работ

В тех случаях, когда возможность ликвидации аварийных фонтанов путем производства работ по герметизации устьев фонтанирующих скважин становится невозможной, обычно применяется комплекс подземных работ. Эти работы предусматривают:

непосредственное соединение со стволом аварийной скважины с помощью специальных наклонных скважин и осуществление через них отвода газа и жидкости, а также закачку воды, глинистых или тампонажных растворов (рис. 8.15);

блокирование забоя фонтанирующей скважины путем бурения вокруг нее галереи специальных скважин, через которые интенсивно отбирают нефть и газ, чтобы уменьшить их приток к забою аварийной скважины, или же нагнетают воду и различные буровые и тампонажные растворы в продуктивный пласт с целью прекращения или затруднения притока нефти и газа к забою фонтанирующей скважины (рис. 8.16).

Для соединения со стволом аварийной скважины на достаточной глубине, определяемой из соотношения между пластовым и гидростатическим давлением столба жидкости в аварийной скважине, бурят одну или несколько специально наклонно направленных скважин. Конструкцию и профиль направленных скважин определяют из конкретных геолого-технических условий (глубина интервала соединений, расстояние между скважинами на поверхности, устойчивость и газонефтенасыщенность разреза). Профиль и конструкция должны обеспечить предотвращение преждевременной сты-

Рис. 8.15. Схема проводки направленной скважины для глушения фонтанирующей скважины:

1 – фонтанирующая скважина; 2 – продуктивный пласт; 3 – направленная скважина

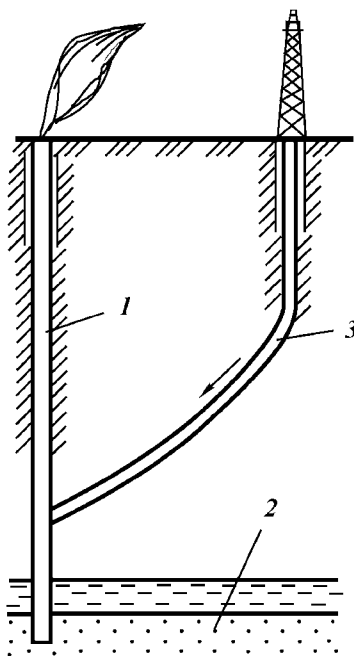
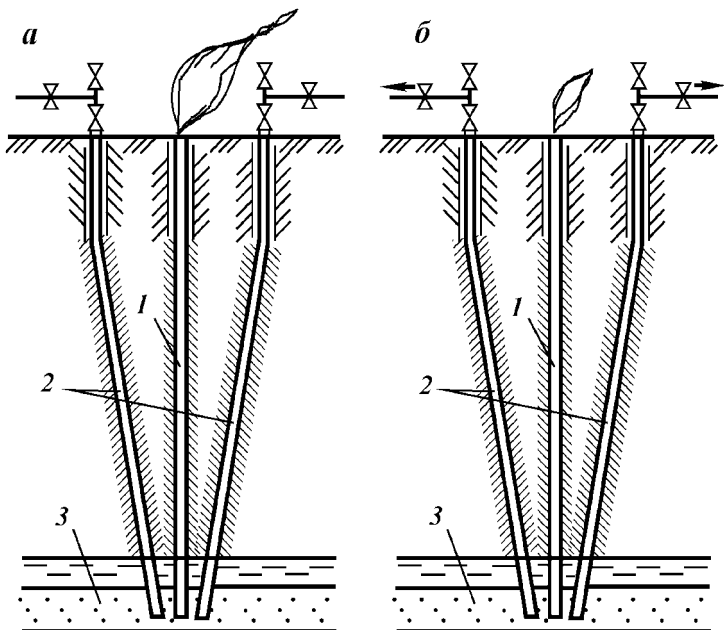


Рис. 8.16. Схема направленных скважин для разгрузки фонтанирующего пласта:

a – фонтан до разгрузки; *б* – фонтан после пуска разгрузочных скважин; 1 – аварийная скважина; 2 – разгрузочные скважины; 3 – продуктивный пласт



ковки стволов аварийной и наклонной скважин и аварийного фонтанирования по стволу наклонной скважины; возможность бурения наклонных скважин с высокой скоростью и высокой точностью ориентирования; получение потока газа или жидкости с давлением, равным пластовому, в момент соединения стволов.

Бурение специальных противofонтанных скважин отличается повышенными требованиями к профилактике нефтегазопроявлений и системе контроля за ориентированием ствола.

Вероятность прямого соединения стволов скважин на глубинах 1,5–2,0 км и более невысокая. Очень часто не имеется сведений о фактическом пространственном положении ствола аварийной скважины. Даже если и есть "точные" сведения об азимуте и значении отклонения ствола фонтанирующей скважины, нельзя забывать, что при точности современных методов определения этих величин рассчитывать на встречу стволов скважин диаметром 250–300 мм очень трудно.

Кроме того, подобные же ошибки неизбежно вкрадываются и в оценку действительного положения ствола наклонной скважины. Тогда вероятность нахождения и вскрытия ствола фонтанирующей скважины становится еще меньшей. Поэтому обычно приходится бурить не одну, а несколько скважин, однако и эта мера часто оказывается неэффективной.

Поэтому были предложены методы создания гидродинамической связи между стволами фонтанирующей и специальных наклонных скважин: гидравлическим разрывом пласта, захватывающим стволы обеих скважин (рис. 8.17, а); размывом перемычки (в отложениях каменной соли) между скважинами (рис. 8.17, б); разрушением перемычки между скважинами взрывом (рис. 8.17, в).

Наиболее отработанным методом соединения стволов аварийной и противofонтанных скважин является гидравлический разрыв пласта с целью создания устойчивой гидродинамической связи между скважинами. Для этого ствол наклонно направленной скважины сближают со стволом фонтанирующей скважины и закрепляют обсадной колонной. Продуктивный пласт наклонной скважиной не вскрывают. Интервал разрыва выбирают в малопроницаемых или практически непроницаемых породах (глины, каменная соль и т.п.).

Даже если удастся создать связь между скважинами, это еще не означает, что фонтан обязательно будет заглушен. Дело в том, что для подавления фонтана необходимо успевать

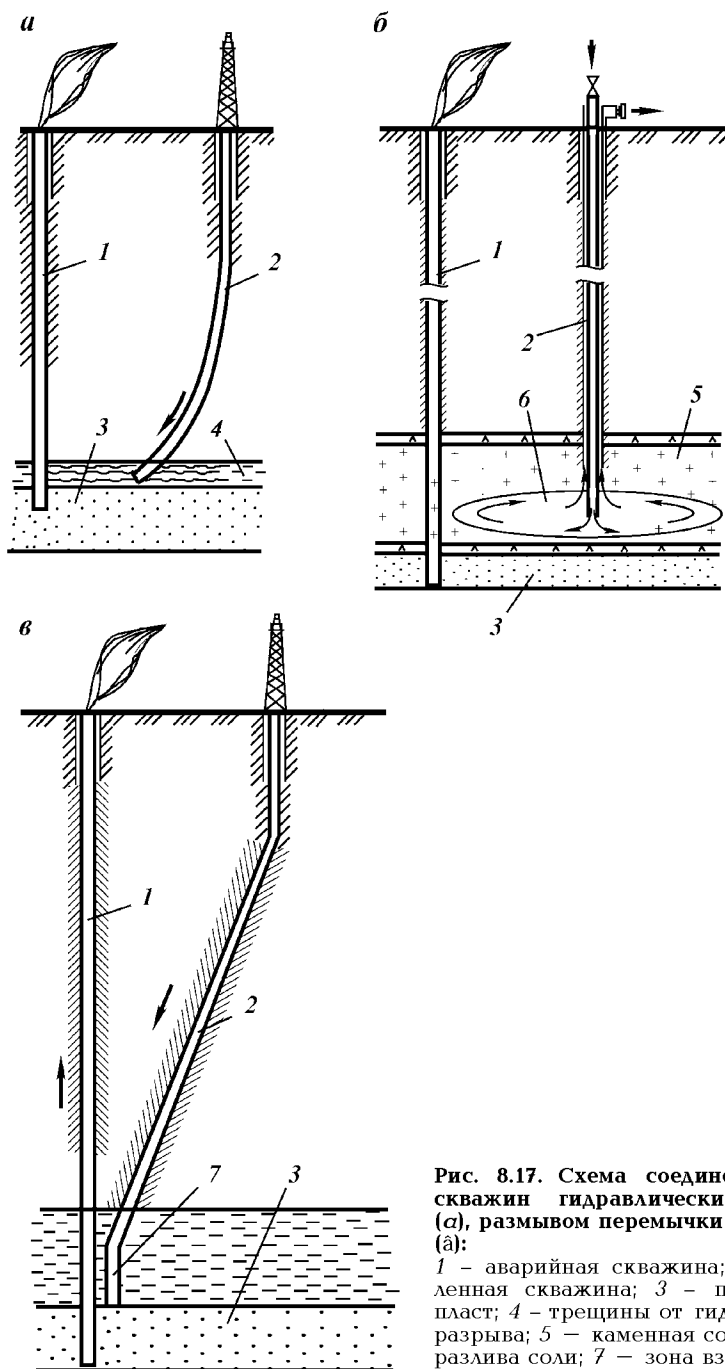


Рис. 8.17. Схема соединения стволов скважин гидравлическим разрывом (*а*), разрывом перемычки (*б*), взрывом (*в*):

1 – аварийная скважина; *2* – направленная скважина; *3* – продуктивный пласт; *4* – трещины от гидравлического разрыва; *5* – каменная соль; *6* – зона разлива соли; *7* – зона разрыва

подавать достаточное количество жидкости. Поэтому пропускная способность канала, по которому будут подавать жидкость в ствол фонтанирующей скважины (промыл, трещина, щель и т.д.), должна быть высокой. А создание таких каналов связи не всегда возможно.

Минимально необходимое для глушения газового фонтана количество жидкости, которое должно быть подано в ствол аварийной скважины, определяется из уравнения

$$Q_{\text{ж}} = K Q_{\text{г}} \frac{\rho_{\text{г}} H_{\text{г}}}{\rho_{\text{ж}} H_{\text{ж}}}, \quad (8.1)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – необходимое количество жидкости, м³/с; $Q_{\text{г}}$ – дебит скважины по газу, м³/с; $\rho_{\text{г}}$, $\rho_{\text{ж}}$ – соответственно плотность газа и жидкости, используемой для глушения фонтана, г/см³; $H_{\text{г}}$ – глубина залегания продуктивного пласта, м; $H_{\text{ж}}$ – глубина подачи жидкости в ствол аварийной скважины (соединение стволов или спуск труб), м; K – безразмерный коэффициент, равный отношению пластового давления к устьевому давлению.

Нет нужды доказывать сложность создания каналов связи между скважинами, имеющих такую пропускную способность.

Методу ликвидации аварийных фонтанов путем бурения серии наклонно направленных скважин присущи некоторые преимущества перед наземными методами глушения фонтанов – этот метод более универсален, менее опасен для людей, и при определенных условиях он может применяться достаточно широко. Этому методу также присущи серьезные недостатки:

а) техническая трудность сближения стволов фонтанирующей и специальных наклонных скважин, которая возрастет по мере увеличения глубины бурения скважин;

б) постоянная опасность получения неожиданных новых фонтанов через стволы наклонных скважин;

в) трудность создания устойчивых и достаточных по пропускной способности каналов связи стволов или призабойных зон пласта, что затрудняет или делает невозможным подачу в ствол фонтанирующей скважины нужного количества и качества жидкостей для глушения фонтана;

г) затяжной характер работ по ликвидации фонтанов, их высокая капиталоемкость, потеря больших количеств нефти и газа;

д) трудность влияния на действие фонтана из скважины, вскрывшей многопластовую залежь, несколько залежей или

мощный пласт газонасыщенных трещиноватых горных пород.

Все указанные недостатки обязывают внимательно изучить эти обстоятельства, прежде чем принимать решение о начале работ по ликвидации фонтана таким методом.

Ликвидация фонтанов с помощью подземных ядерных взрывов

При этом методе ствол аварийной скважины на большой глубине перекрывается путем деформации горного массива с помощью подземного ядерного взрыва. Происходит уплотнение горных пород, смятие обсадных и буровых труб, находящихся в скважине, и разрушение ее ствола на значительном интервале, измеряемом десятками и сотнями метров (рис. 8.18). Стенки ствола фонтанирующей скважины при взрыве могут обрушиться и создать пробку большой мощности, сложенную из горных пород и глинистой корки, что иногда достаточно для полного перекрытия ствола аварийной скважины.

Значительные смещения горного массива в зоне действий взрыва в результате остаточного смещения пород на уровне взрыва создают как бы срез ствола аварийной скважины и перекрытие его на значительном интервале сдвинутой массой горных пород.

В реальных условиях, очевидно, будет происходить комбинированное воздействие взрыва на ствол фонтанирующей скважины, что еще больше повышает надежность этого метода ликвидации фонтанов.

В результате тщательного изучения геологического строения месторождения, конструкции и фактического состояния ствола фонтанирующей скважины выбирают интервал перекрытия и глубину взрыва, отвечающие условиям безопасности и надежности решения задачи.

Для доставки ядерного заряда на заданную глубину бурят специальную наклонную скважину соответствующего диаметра. Профиль наклонной скважины определяется: жесткостью системы спуска заряда и допускаемыми нагрузками на его контейнер; минимально возможным приближением буровой установки к фонтану с учетом его шумового и теплового воздействия на людей; глубиной заложения заряда.

Перед взрывом производится соответствующая подготовка промысловых сооружений и находящихся вблизи населенных пунктов с учетом сейсмического и радиационных эффектов.

При этом должна полностью исключаться возможность создания каких-либо опасных ситуаций для населения и персонала промысла.

После взрыва и прекращения фонтанирования ствол аварийной скважины в кратчайший срок обсаживают колонной с соответствующей обвязкой устья или цементируют по всей глубине в целях недопущения в будущем перетока пластовых флюидов.

Технологический цикл работ по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов с помощью камуфлетных подземных ядерных взрывов включает в себя:

детальное изучение геолого-технических условий фонтана (геологическое строение месторождения, конструкции и фактического состояния ствола фонтанирующей скважины и др.), а также географо-экономической обстановки (обустроенность района, состояние сооружений, населенность и т.д.);

бурение специальной наклонной скважины для доставки заряда на заданную глубину и на заданное расстояние от ствола аварийной скважины;

спуск заряда и герметизацию специальной и ближайших эксплуатационных скважин промысла;

производство взрыва необходимой мощности;

заключительные работы по герметизации ствола аварийной (фонтанировавшей) скважины.

Описанный метод характеризуется следующими преимуществами перед традиционными методами ликвидации мощных аварийных фонтанов:

1) большой надежностью по результату, определенностью завершения работ во времени;

2) перекрытие ствола фонтанирующей скважины на большой глубине в выбранном интервале устраняет опасность грифообразования в будущем;

3) для ликвидации фонтана требуется бурение только одной наклонной скважины, что увеличивает экономичность и быстроту осуществления работ по глушению фонтана;

4) полностью устраняется необходимость в опасной работе людей на устье фонтанирующей скважины.

Накопленные в мире знания и опыт производства подземных ядерных взрывов в различных геологических условиях, разработка достаточно надежных методик прогнозирования сейсмических и радиационных последствий взрывов позволили рекомендовать использование ядерных взрывов для ликвидации фонтанов на территории газодобывающих промыслов.

Выполненные исследования и накопленный производственный опыт уже позволяют определить как круг возможностей, так и критерии эффективности применения этого метода для ликвидации фонтанов.

Выбор метода ликвидации аварийных фонтанов

Своевременный выбор правильного метода ликвидации аварийного фонтана определяет успешность работ, затраты времени и средств на их осуществление. Правильная оценка ситуации, возникшей на промысле в результате аварийного фонтанирования скважины, и определение пути ликвидации фонтана являются наиболее ответственной и наиболее творческой частью работ по устранению аварии. При этом одинаково недопустимы как поспешность, паника и принятие недостаточно обоснованных решений, так и чрезмерная затяжка в организации и осуществлении работ по ликвидации аварии. Необходимы глубокий анализ всех геолого-технических и организационных условий, сопутствующих аварийному фонтану, оценка всех возможных в подобных обстоятельствах вариантов по ликвидации аварии, выбор оптимального, самого быстроосуществимого и надежного, самого экономичного и безопасного для людей варианта.

Предложенная классификация аварийных фонтанов помогает создать объективную основу для принятия такого решения.

Рассмотрим вкратце объективные критерии возможности и эффективности применения различных методов ликвидации аварийных фонтанов.

1. Многочисленные разновидности метода ликвидации аварийных фонтанов путем герметизации устья скважин имеют несколько общих определяющих условий применимости данного метода на практике. Удобнее их рассмотреть в соответствии с вышеизложенной классификацией по тем же основным признакам и категориям.

По признаку I жидкостные и газовые фонтаны могут быть ликвидированы путем герметизации устья скважин.

По признаку II аварийные фонтаны категорий ПБ1 и ПБ2, при всех прочих благоприятных условиях, могут быть ликвидированы с устья. Если фонтаны соответствуют категории ПБ2в, т.е. если аномально высокое пластовое давление превышает нормальное гидростатическое давление, градиент разрыва вышележащих горных пород, пределы прочности

обсадных колонн и устьевого оборудования, всякие попытки их ликвидации путем герметизации устья лишены успеха. Они могут привести только к осложнению аварии и неоправданному риску. Поэтому, если аварийный фонтан соответствует принятой категории ПБ2в, необходимо сразу же приступить к работам по ликвидации каналов поступления нефти или газа в ствол скважины на большой глубине.

Производительность фонтана сильно влияет на успешность работ по его ликвидации путем герметизации устья скважины. Нет необходимости объяснять, насколько трудно и опасно работать людям над устьем скважины, из которого вырывается мощная струя нефти, газа, воды и обломков горных пород. Особенно когда существует опасность отравления людей, взрыва и загорания фонтана (а она существует практически всегда).

На практике известны случаи успешной ликвидации с устья аварийных фонтанов категорий ПБВ1 и ПБВ2. Известно несколько случаев успешной ликвидации фонтанов категории ПБВ3 и даже ПБВ4. Однако, исходя из обеспечения безопасности людей, фонтаны ПБВ3 и ПБВ4 необходимо ликвидировать, полностью исключая работу людей на устье фонтанирующей скважины.

Признак IV носит в данном случае подчиненный характер и не влияет прямо на решение вопроса о применимости или неприменимости метода ликвидации фонтана с устья скважины.

По признаку V необходим наиболее тщательный анализ каждого реального аварийного фонтана, прежде чем будет принято решение о его ликвидации путем герметизации устья скважины. Только фонтаны категорий VD1a и VD2a могут быть надежно ликвидированы таким методом. В отдельных случаях, когда разрез скважины представлен непроницаемыми породами, можно рассчитывать на успех в попытках таким методом ликвидировать фонтаны категорий UD1в и UD3a. Попытки ликвидировать аварийные фонтаны категорий UD1с, UD2в и UD3в, UD4 путем герметизации устья фонтанирующих скважин не будут успешными, так как они неизбежно приведут к образованию грифонов и рассеиванию запасов нефти и газа. Поэтому всякие попытки ликвидировать сильные аварийные фонтаны категорий UD1с, UD2в, UD3в и UD4 путем герметизации устья скважин не только бессмысленны, но и должны быть запрещены на практике по соображениям обеспечения охраны недр.

По признаку VI все фонтаны могут считаться доступными для ликвидации с устья.

По степени осложненности аварийных фонтанов (признак VII) попытки их ликвидации путем герметизации устья оправданы только в случае сохранения верхней части обсадной колонны и фланцевой основы устьевого оборудования – категорий VIIЖ1а и VIIЖ1б. Если же устье разрушено, на нем образовался кратер и возникли грифоны (категории VIIЖ2а и VIIЖ2в), следует прекратить попытки ликвидировать такие фонтаны с устья.

Таким образом, работы по ликвидации аварийных фонтанов, соответствующих категориям IIБ2б, IIIВ3, IIIВ4, VD1с, VD2б, VD3б, VD4, VIIЖ2а и VIIЖ2в, сразу же следует вести из расчета перекрытия ствола фонтанирующей скважины на большой глубине или подавления фонтана путем соединения специальных наклонных скважин со стволом аварийной скважины для закачки тяжелых и цементных растворов, обводнения пласта или отвода продукции фонтана по стволам подготовленных наклонных скважин. Всякие попытки ликвидации таких фонтанов путем герметизации устья скважины обречены на неудачу.

Фонтаны категорий VD1б и VD3а до принятия решения о начале работ на устье скважин подлежат дополнительному изучению. Если невелико пластовое давление, а разрез скважины представлен малопроницаемыми породами, вполне возможно успешное ведение работ по ликвидации такого фонтана с устья.

2. Технологические схемы ликвидации аварийных фонтанов путем бурения специальных наклонных скважин с целью соединения со стволом фонтанирующей скважины (стыковой, взрывом, гидравлическим разрывом пласта) и последующей задавки фонтана закачкой воды и тяжелых растворов или изоляции ствола закачкой в него цементного раствора, обводнения призабойной зоны продуктивного пласта, чтобы воспрепятствовать поступлению в ствол фонтанирующей скважины новых порций нефти и газа, или отвода всей или части продукции фонтана через оборудованные стволы наклонных скважин и создания условий ликвидации основного очага фонтана путем предварительного его ослабления связаны с затратами значительных средств и времени на их осуществление, поэтому использование их должно быть обосновано. Здесь в первую очередь необходимо рассмотреть все те категории аварийных фонтанов, ликвидация которых с устья признана невозможной, т.е. категорий IIБ2б, IIIВ3, IIIВ4, VD1с, VD2б, VD3б, VD4, VIIЖ2а, VIIЖ2б, а также категорий VD1б, VD3а.

Определяющими признаками при оценке принципиальной возможности и целесообразности принятия решения о ликвидации аварийных фонтанов путем бурения специальных наклонных скважин являются:

- а) глубина фонтанирующей скважины и состояние изученности разреза, наличие поглощающих и непроницаемых пластов;
- б) мощность и тип продуктивных коллекторов;
- в) конструкция фонтанирующей скважины;
- г) пространственная ориентация ствола фонтанирующей скважины;
- д) значение пластового давления.

В соответствии с приведенной классификацией аварийных фонтанов ликвидация их путем бурения специальных наклонных скважин возможна в следующих случаях (по основным признакам фонтанов).

По признаку I применение данного метода не ограничивается.

По значению пластового давления (признак II) ограничения в применении метода связаны с принципиальной возможностью создания в стволе аварийной скважины противодействия на пласт закачкой в него жидкости, способного преодолевать пластовое давление, и технической допустимостью такого давления в стволе скважины. Такой возможности может не быть при вскрытии нефтяных и газовых залежей с аномально высоким пластовым давлением, когда давление превышает градиент разрыва обнаженных в разрезе скважин горных пород и допустимые для обсадных труб пределы.

Следовательно, ликвидация аварийных фонтанов в категории ПБ2б методом бурения наклонных скважин не может быть рекомендована, а фонтаны категории ПБ2а могут так ликвидироваться только в отдельных случаях, когда возможный самопроизвольный разрыв вышележащих горных пород не грозит серьезными осложнениями и потерями запасов нефти и газа.

Производительность фонтана (признак III) имеет немало важное значение при ликвидации его путем воздействия через стволы наклонных скважин. Минимально необходимое количество жидкости, которое должно быть подано в ствол фонтанирующей скважины для глушения фонтана, в зависимости от производительности последнего, может достигать больших значений, что не всегда можно осуществить.

Если принять во внимание действительные плотности газа и промывочной жидкости, реальность обеспечения необхо-

димых значений $Q_{\text{ж}}$ вызывает сомнение, так как $Q_{\text{г}}$ достигает, а иногда и превышает 10–12 млн. м³/сут. Поэтому вряд ли можно рекомендовать такой метод для ликвидации аварийных фонтанов категорий IIIВ4 и IIIВ3.

Значительная глубина залегания продуктивного пласта (признак IV) затрудняет применение метода ликвидации аварийных фонтанов путем бурения специальных наклонных скважин. С учетом недостаточной точности современных методов ориентирования бурильного инструмента при проводке наклонных скважин и определении положения стволов скважин в пространстве можно сказать, что ликвидировать аварийные фонтаны категорий IVГ1с и IVГ2с с помощью наклонных скважин нецелесообразно в связи с большой неопределенностью исхода таких работ.

Даже на глубинах до 2000 м достаточно точная проводка и сближение скважин представляют собой сложную техническую задачу. При наличии в стволе фонтанирующей скважины обсадных и бурильных труб практически невозможно осуществить соединение стволов наклонных скважин с аварийной путем гидроразрыва пласта и размыва солей.

Аварийно фонтанирующие скважины категорий VD2a, VD1б, VD1с, VD2a, VD2б, VD3a и VD3б, по существу, недоступны воздействию данным методом. В этих случаях остается только возможность воздействия на фонтан через продуктивный пласт (обводнение пласта или форсированный отбор продукции пласта через галерею специальных скважин), если он ограниченной мощности. Когда продуктивный пласт представлен трещиноватыми коллекторами и его мощность измеряется сотнями метров, подобный метод воздействия на фонтан успеха не имеет.

Пространственная ориентация ствола фонтанирующей скважины (признак VI) имеет важнейшее значение при осуществлении работ, направленных на ликвидацию фонтана путем стыковки стволов аварийной и наклонной скважин на большой глубине. Поэтому терять время и средства на попытки обнажить ствол скважины – источник фонтана категории V1E3 – не следует. Фонтаны категории V1E2 можно ликвидировать таким путем только в отдельных случаях, когда глубина аварийной скважины невелика (до 1000 м).

Степень осложненности фонтана (признак VII) обычно не влияет на успешность работ по ликвидации аварийных фонтанов путем бурения специальных наклонных скважин.

3. Метод ликвидации аварийных фонтанов с помощью подземных ядерных взрывов обладает большой универсальностью.

Таким методом можно ликвидировать, по существу, любой фонтан там, где имеются геолого-технические условия для взрыва. Но подготовка и производство подземного ядерного взрыва на территории нефтяного или газового промысла сопряжены и со значительными затратами средств и ответственностью за все технологические операции. Поэтому использование ядерных взрывов для ликвидации любого аварийного фонтана неоправдано. Их следует применять лишь в тех случаях, когда более доступных и более легковыполнимых возможностей ликвидации мощных фонтанов нет.

К таким фонтанам в первую очередь можно отнести аварийные фонтаны категорий ПБ2б, ПБ3, ПБ4, IVГ1с, IVГ2с, VД1б, VД2 и VД3 (возможны все группы этих категорий); VIE2, VIE3, VIIЖ2 (а и б).

На практике могут возникнуть и такие ситуации, когда аварийные фонтаны и других категорий можно и нужно будет ликвидировать с помощью подземного ядерного взрыва. Очевидно, это будет возможно при упрощении и удешевлении изготовления, доставки и подрыва ядерных зарядов в глубоких скважинах.

Для простоты выбора способа ликвидации конкретного аварийного фонтана В.И. Игrevский и К.И. Мангушев предлагают использовать табл. 8.4.

Приводимая классификация аварийных фонтанов и метода выбора способов их ликвидации не могут претендовать на законченность: на практике возможны и не предусмотренные здесь ситуации.

Необходимо также в каждом конкретном случае учитывать все факторы, характеризующие фонтаны.

Но можно уверенно рекомендовать методы ликвидации аварийных фонтанов для следующих условий.

А. Пластовое давление превышает нормальное гидростатическое, градиент разрыва вышележащих пород и прочностные пределы обсадных колонн и устьевого оборудования;

производительность фонтана превышает 1 млн. м³/сут газа или 300 м³/сут нефти;

глубина скважин превышает 2000 м и геологический разрез выше продуктивного пласта осложнен наличием открытых поглощающих и проницаемых пластов;

фонтан действует из скважины с разрушенным устьем, ствол которой перекрыт обсадными трубами, или в нем имеется колонна бурильных труб, по которым также выбрасывается газ или нефть, особенно когда все эти трубы частично потеряли свою герметичность;

Рекомендации по выбору методов ликвидации аварийных фонтанов

Методы ликвидации аварийных фонтанов	Признаки, определяющие условия применимости данного метода	Аварийные фонтаны, для ликвидации которых			Особые условия
		рекомендуется применение данного метода	не рекомендуется применение данного метода	возможно применение данного метода в отдельных случаях с учетом особых условий	
Герметизация устья фонтанирующих скважин	II, III, V, VII	IIБ1, IIБ2 IIIБ1, IIIБ2 VД16, VД2а	IIБ26 IIIБ3, IIIБ4 VД1с, VД26, VД36 и VД4	— — VД16 и VД3а	— Если разрез скважины представлен непроницаемыми породами. Если нет ограничений по признакам
Воздействие на пласт или фонтан через стволы наклонных скважин	II, III, IV, V, VI	VIIЖ1а VIIЖ16 IIБ1	VIIЖ2а VIIЖ26 IIБ26	— — IIБ2а	II, III и V Если невозможны самопроизвольный разрыв пластов и потери нефти и газа
		IIIБ1, IIIБ2 IVГ1а, IVГ2а	IIIБ4, IIIБ3 (чаще) IVГ1с, IVГ2с	IIIБ3 (редко) IVГ16, IVГ26	Если еще есть реальная возможность подачи расчетного количества жидкости в ствол фонтанирующей скважины Если хорошо известно пространственное положение фонтанирующей скважины

Методы ликвидации аварийных фонтанов	Признаки, определяющие условия применения данного метода	Аварийные фонтаны, для ликвидации которых			Особые условия
		рекомендуется применение данного метода	не рекомендуется применение данного метода	возможно применение данного метода в отдельных случаях с учетом особых условий	
Воздействие на пласт или фонтан через стволы наклонных скважин	II, III, IV, V, VI	VΔ4 VIE1	VΔ1a, VΔ1б, VΔ1с, VΔ2a, VΔ2б, VΔ3a, VΔ3б, VΔ3в, VΔ3г, VΔ3д, VΔ3е, VΔ3ж, VΔ3з, VΔ3и, VΔ3к, VΔ3л, VΔ3м, VΔ3н, VΔ3о, VΔ3п, VΔ3р, VΔ3с, VΔ3т, VΔ3у, VΔ3ф, VΔ3х, VΔ3ц, VΔ3ч, VΔ3ш, VΔ3щ, VΔ3ъ, VΔ3ь, VΔ3э, VΔ3ю, VΔ3я, VΔ3а, VΔ3б, VΔ3в, VΔ3г, VΔ3д, VΔ3е, VΔ3ж, VΔ3з, VΔ3и, VΔ3к, VΔ3л, VΔ3м, VΔ3н, VΔ3о, VΔ3п, VΔ3р, VΔ3с, VΔ3т, VΔ3у, VΔ3ф, VΔ3х, VΔ3ц, VΔ3ч, VΔ3ш, VΔ3щ, VΔ3ъ, VΔ3ь, VΔ3э, VΔ3ю, VΔ3я	—	— Если глубина аварийной скважины не превышает 500–1000 м
Подземный ядерный взрыв	—	IIБ2б IIIБ3, IIIБ4 IVГ1с, IVГ2с VΔ1(а, с), VΔ2 (а) VΔ3 (а) VIE2 VIE3 VIIЖ2а, VIIЖ2	— — — — — — — — —	— — — — — — — — —	— — — — — — — — —

отсутствуют сведения о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины (или значительной части ствола);

устье скважины разрушено и недоступно для людей (кратер, пожар, грифоны) – **подземные ядерные взрывы.**

Б. Пластовое давление не превышает прочностных характеристик обсадных труб и градиента разрыва обнаженных пород;

производительность фонтана позволяет его глушение путем нагнетания жидкости в ствол скважины. Такими предель-

ными значениями производительности фонтана следует считать дебит до 1 млн. м³/сут газа или 300 м³/сут нефти;

глубина скважины не превышает 2000 м;

ствол фонтанирующей скважины открыт и доступен для создания гидродинамической связи его со стволами специальных наклонных скважин (ГРП, размыв, стыковка);

имеются надежные сведения о пространственном положении ствола аварийной скважины — бурение направленных скважин.

В. Герметизация устья аварийно фонтанирующей скважины — во всех остальных случаях.

Оценка характеристик фонтана и режимных параметров его глушения

Газовый фонтан (рис. 8.19) представляет собой сложную газодинамическую систему, которую можно разбить на три участка: источник, канал, сток.

Источник — пласт или система пластов, связанных фонтанирующей скважиной, из которых поступает газ.

Канал — частично или полностью обсаженный ствол скважины, по которому движется газ при фонтанировании. В стволе возможно присутствие подвешенных или оборванных бурильных или насосно-компрессорных труб. Форма и поперечные размеры канала могут быть различными по глубине скважины. На разной глубине газ может двигаться по кольцевому пространству, внутренним трубам или одновременно по кольцу и трубам. Верхняя граница канала — сток, а нижняя — источник.

Сток представляет собой открытое устье скважины или разрыв в колонне, а возможно, и в стенках скважины, через который газ уходит из ее ствола в атмосферу или поглощающий пласт. Возможно одновременное истечение газа в обоих направлениях.

Для определения характеристики фонтана прежде всего составляют геологический разрез скважины с выделением газонасосных, водонасосных и поглощающих горизонтов и указанием их пластовых давлений. На разрез наносят конструкцию скважины и положение находящихся в ней подвешенных или оборванных труб.

Рекомендуется следующий порядок проектирования мероприятий по глушению открытого фонтана.

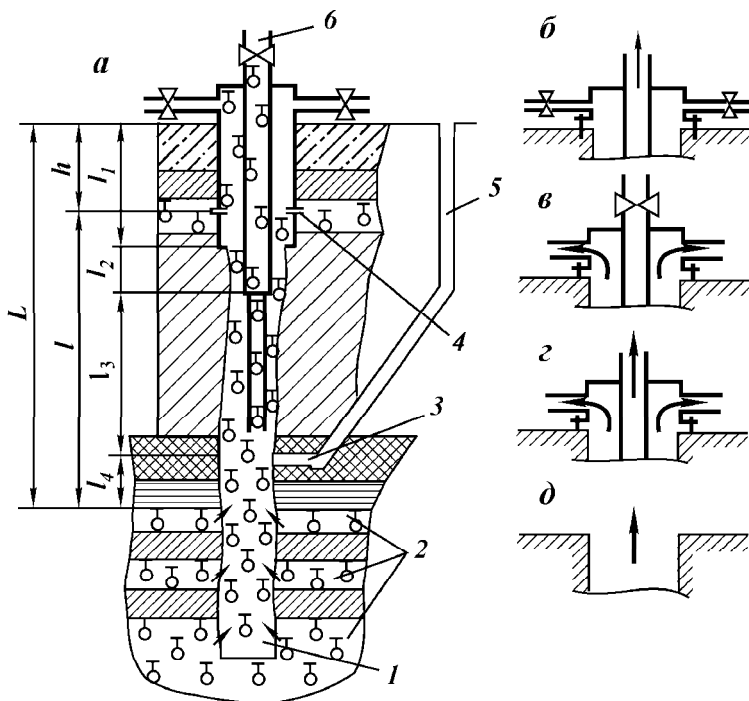


Рис. 8.19. Схема движения газа в фонтанирующей скважине:

а – устье закрыто, но есть разрыв в колонне; *б* – задвижки отводов закрыты, газ течет по внутренней колонне; *б*₁ – газ выходит из скважины по отводам; *б*₂ – газ выходит по отводам и через внутреннюю колонну; *б*₃ – газ из разрушенного устья выходит в атмосферу; 1 – забой скважины; 2 – газоносные пласты; 3 – трещина; 4 – повреждения в колонне; 5 – скважина для глушения; 6 – буровая колонна

1. Определение характеристик фонтана. Необходимо получить более полную информацию о фонтане. Следует установить местоположение газовых и поглощающих пластов и их характеристики, глубину залегания непроницаемых пластов, размеры скважины и находящихся в ней труб, места разрыва колонн, а также найти глубину стока h , давление p_0 , дебит газа Q_0 . Определить p_0 и Q_0 необходимо, если неизвестны параметры пласта и размеры фонтанирующей скважины. Способы их расчета различны по истечению газа в атмосферу и при перетоке его в один из залегающих выше пластов. Выбор способа и точность вычисления p_0 и Q_0 зависят от состояния устья скважины, характера истечения газа, наличия соответствующих измерительных приборов и возможности установки их в поток газа.

При разрушенном устье и наличии кратера, заполненного жидкостью, дебит фонтанирующей скважины можно оценить по размерам буруна (по Н.С. Теплицкому), возникающего на поверхности жидкости.

В случае если колонна труб, по которой вытекает газ, выходит на поверхность, дебит газа можно определить фотометрическим (по Е.Г. Леонову и В.Д. Малеванскому) или акустическим (по Ю.П. Коротаеву) способом.

Если устье скважины оборудовано несколькими нагнетательными линиями и по условиям прочности колонны можно закрыть одну или несколько из них, то на одной из линий можно установить соответствующие средства для измерения дебита газа известными методами.

Приток газа из источника в скважину (канал) описывается уравнением

$$p_{\text{заб}} = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - aQ - bQ^2} = P(Q), \quad (8.2)$$

где $p_{\text{заб}}$ — давление в стволе скважины (канале) у выхода газа из пласта (у источника), Па; a , b — постоянные коэффициенты, характеризующие продуктивность пласта, Q — дебит газа, приведенный к нормальным условиям ($p_{\text{н}} = 1,013 \cdot 10^5$ Па и $t = 20^\circ \text{C}$).

Для последующих расчетов режимов глушения фонтана необходимо иметь значения a , b и $p_{\text{пл}}$. При фонтанировании скважин, находившихся в эксплуатации, эти величины, как правило, известны. Однако в ряде случаев их следует вычислять. Если $p_{\text{пл}}$ и размеры канала известны, а p_0 и Q_0 определены, то необходимо рассчитать $p_{\text{заб}}$ при $Q = Q_0$, т.е. $I(Q_0)$.

Для нахождения a и b необходимо иметь данные о $p_{\text{заб}}$ и Q не менее чем при двух установившихся режимах истечения газа из скважины.

Если пластовое давление $p_{\text{пл}}$ не известно, то его можно приближенно определить из геологических соображений с учетом данных по соседним месторождениям. Если по техническим причинам нельзя найти дебит газа Q_0 и соответствующее ему давление $p_{\text{заб}}$ для определения коэффициентов a и b , то для расчета режимов глушения следует принимать их равными нулю, что завышает параметры этих режимов.

В случае, когда при фонтанировании скважины газ поступает из нескольких горизонтов и известны их характеристика, т.е. параметры $p_{\text{пл}i}$, a_i , b_i для каждого пласта, в качестве $p_{\text{пл}}$ для последующих расчетов следует принять наибольшее, после чего определить a и b .

Указанное допущение при больших расстояниях между пластами и существенной разнице пластовых давлений может привести к значительному завышению расхода задавочной жидкости при последующих расчетах. Поэтому в подобных случаях при наличии данных — $p_{\text{пл}}$, a_i и b_i следует пользоваться более точными методами.

2. Определение исходных данных для расчета. Глушение фонтана закачкой жидкости в ствол фонтанирующей скважины предполагает наличие длинного участка канала, в нижнее сечение которого возможна подача жидкости. Целесообразно глушить скважину подачей жидкости через внутренние трубы, в связи с чем в первую очередь необходимо определить возможность применения труб, имеющихся в скважине, или возможность спуска труб в скважину под давлением. Если использование труб неосуществимо, то следует, исходя из конструкции фонтанирующей скважины и геологических условий, определить возможные места соединения наклонной скважины с аварийной. Этого достигают с помощью гидро-разрыва в непроницаемых породах (желательно, глинах), не перекрытых обсадными колоннами в фонтанирующей скважине. Чем ниже по глубине выбрано место соединения, тем (при прочих равных условиях) ниже темпы закачки жидкости для глушения фонтана.

Для намеченных вариантов подачи жидкости следует рассчитать режимы глушения, после чего выбрать наиболее приемлемый в реальных условиях.

Методика расчета режимов глушения получена теоретически (Е.Г. Леонов, В.Д. Малеванский и др.) для идеализированного случая, схематически изображенного на рис. 8.19, 8.20. Предполагается, что задавочная жидкость подается в нижнее сечение участка канала длиной l (см. рис. 8.17), представляющего собой кольцевое пространство с постоянными по высоте наружным и внутренним диаметрами d_1 и d_2 ; при отсутствии внутренних труб $d_2 = 0$.

В верхнем сечении этого участка давление p_y в процессе глушения остается постоянным. Поступление газа в нижнее сечение описывается зависимостью давления в этом сечении от расхода $p = I(Q)$. Таким образом, для проведения расчетов необходимо иметь следующие исходные данные:

$$\left. \begin{array}{l} l, d_1, d_2, \lambda, \rho_n, \rho_y; \text{ аналитическое или} \\ \text{графическое описание зависимости } p = I(Q) \end{array} \right\} \quad (8.3)$$

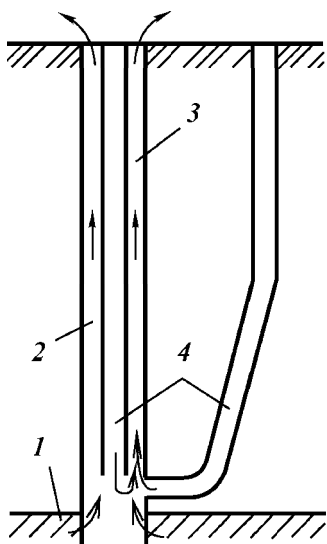


Рис. 8.20. Схема к расчету режимов глушения газовых фонтанов:

1 - пласт; 2 - заколонный канал; 3 - сток; 4 - трубы для подачи жидкости

При расчетах на компьютере зависимость $p = I(Q)$ должна быть задана аналитически, т.е. должны быть даны коэффициенты a и b условия (8.2). Для расчета вручную удобнее использовать график $p = I(Q)$.

С целью проведения расчетов каждый выбранный вариант глушения фонтана необходимо привести к описанной выше схеме (см. рис. 8.23), определив исходные данные (8.3). Все упрощения при выборе этих исходных данных для конкретной ситуации следует проводить так, чтобы расчетные режимы глушения имели дополнительно запас надежности.

Для определения расчетной величины l необходимо знать глубины верхнего и нижнего сечений участка канала, в котором проводят глушение. Верхнее сечение расположено либо на устье скважины при фонтанировании в атмосферу, либо в точке перетока. При закачке жидкости через внутренние трубы нижнее сечение участка совпадает с концом этих труб, а при закачке через наклонную скважину — с трещиной гидроразрыва, соединяющей фонтанирующую скважину с наклонной.

Запас надежности увеличивается, если для расчета выбрать длину канала l меньше действительной.

Величины d_1 , d_2 определяются по известной конструкции скважины. Если они изменяются по высоте канала на участке l , то их рассчитывают по формуле

$$d_{1(2)} = \frac{l_1 d_{1(2)1} + l_2 d_{1(2)2} + \dots + l_m d_{1(2)m}}{l}, \quad (8.4)$$

где m — число участков с постоянными поперечными размерами; $l_1 + l_2 + \dots + l_m = l$ — длины участков; $d_{1(2)1}, d_{1(2)2}, \dots, d_{1(2)m}$ — диаметры канала.

Запас надежности увеличивается при завышении d_1 и занижении d_2 по сравнению с действительными их значениями.

Если нельзя определить коэффициент гидравлического сопротивления λ для конкретного случая, принимают $\lambda = 0,02$ для круглых труб и $\lambda = 0,025$ для кольцевого пространства. Занижение λ приводит к увеличению запаса надежности.

Плотность газа $\rho_{\text{н}}$, приведенная к нормальным условиям, может быть определена по соседним скважинам. Выбор для расчетов заниженного по сравнению с действительным значения $\rho_{\text{н}}$ приводит к увеличению запаса надежности.

$$\rho_{\text{н}} = 1,24\Delta, \quad (8.5)$$

где Δ — удельная плотность газа.

При фонтанировании в атмосферу и невозможности регулировать устьевое давление $p_y = 1 \cdot 10^5$ Па. Если на устье при фонтанировании в атмосферу имеется оборудование, позволяющее поддерживать устьевое давление, то для облегчения глушения следует поднять давление p_y до пределов, допускаемых прочностью обсадной колонны и устьевого оборудования. Выбор для расчетов заниженного по сравнению с действительным значения p_y приводит к увеличению запаса надежности.

Зависимость $p = I(Q)$ следует находить в соответствии с (8.2), если задавочную жидкость подают на незначительном (до 100 м) расстоянии от кровли верхнего фонтанирующего пласта.

Если это расстояние превышает 100 м, то полученные значения параметров в формуле (8.2) следует заменить величинами, вычисленными по формулам:

$$\begin{aligned} p_{\text{пл}}^* &= p_{\text{пл}} e^{-s}; \\ a^* &= a e^{-2s}; \end{aligned} \quad (8.6)$$

$$b^* = b e^{-2s} + \frac{23,8 \cdot 10^4}{(d_1 - d_2)^3 (d_1 + d_2)^2} (1 - e^{-2s});$$

$$s = 0,114 \cdot 10^{-3} \Delta l_4,$$

где l_4 — расстояние от кровли верхнего продуктивного пласта

та (источника) до сечения фонтанирующей скважины, в которое поступает задавочная жидкость, м (см. рис. 8.17); d_1 , d_2 — внутренний диаметр обсадных труб или ствола фонтанирующей скважины и наружный диаметр внутренних труб на участке l_4 , м.

Если для расчета будет выбрана зависимость $p = p(Q)$ так, что полученные значения давления будут больше действительных, соответствующих тому же расходу, то запас надежности увеличится.

3. Расчет режимов глушения. Методика расчетов режимов глушения открытых газовых фонтанов (Е.Г. Леонов и др.) позволяет по исходным данным l , d_1 , d_2 , λ , ρ_H , ρ_y

$$p = P(Q) = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - aQ - bQ^2}$$

получить зависимость $V = V(Q_3)$ объема задавочной жидкости V (достаточного для глушения) от расхода Q_3 этой жидкости заданной плотности ρ_3 . В методике используются следующие расчетные формулы:

$$\left. \begin{aligned} G_0 &= 0; \\ G_{i+1} &= Q_3 \frac{I\rho_3 - I_1(G_i)}{I_2(G_i) - I\rho_H}; \end{aligned} \right\} \quad (8.7)$$

$$\left. \begin{aligned} I_1(C) &= \int_{p_y}^{I(C)} \frac{dy}{1 + w^2 q^2 \left(\frac{10^4 G}{y Q_3} \right)^2}; \\ I_2(C) &= \int_{p_y}^{I(C)} \frac{dy}{y \left[1 + w^2 Q_y^3 \left(\frac{10^4 G}{y Q_3} + 1 \right) \right]^2}; \\ w^2 &= \frac{0,0825 \lambda}{(d_1 - d_2)^3 (d_1 - d_2)^2}; \end{aligned} \right\} \quad (8.8)$$

$$q = \frac{2(p_{\text{пл}}^2 - p_y^2 e^{-2s})}{a + \sqrt{a^2 + 4 \left[p_{\text{пл}}^2 - p_y^2 e^{-2s} \right] \left[b + 10^8 w^2 (e^{-2s} - 1) \right]}} =$$

$$= P(Q) = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - aQ_0 - bQ_0^2};$$

$$2S = 0,228 \cdot 10^{-3} \Delta I; \quad (8.9)$$

$$\bar{Q} = \begin{cases} \sqrt{\frac{1}{w^2} \left(\frac{p_{\text{пл}} - p_y}{gl\rho_3} - 1 \right)} \\ \text{при } \frac{p_{\text{пл}} - p_y}{gl\rho_3} > 1 \\ 0 \leq \frac{p_{\text{пл}} - p_y}{gl\rho_3} \leq 1. \end{cases} \quad (8.10)$$

Если при определении зависимости давления от расхода в нижнем сечении выбранного для глушения участка канала использовались формулы (8.6), то вместо $p_{\text{пл}}$, a , b в (8.9) следует подставить $p_{\text{пл}}^*$, a^* , b^* .

Для расчета величины $V = V(Q_3)$ при некотором ее значении нужно вычислить по (8.8) последовательно G_1 , G_2 , ..., G_i , принимая $G_0 = 0$. Вычисления G_i прекращают, когда при некотором $i = n$ будет выполняться неравенство

$$G_n \geq q \quad \text{или} \quad G_n < 0. \quad (8.11)$$

Теперь искомый объем V определяется по формуле

$$V(Q_3) = \frac{\pi(d_1^2 - d_2^2)}{4} I(n+1). \quad (8.12)$$

Е.Г. Леоновым, В.Д. Малеванским и другими показано, что для каждого значения ρ_3 существует такой предельный расход Q_3 , что при $Q_3 > \bar{Q}_3$ неравенство (8.12) будет выполняться после вычисления конечного числа Q_i , а при $Q_3 \leq \bar{Q}_3$ неравенство (8.11) не будет выполняться при любом значении n . Так как величина Q_3 заранее не известна, то расчеты по формуле (8.7) следует заканчивать, когда число вычисленных членов G_i будет таким, что объем, рассчитанный по формуле (8.12), станет технологически неприемлемым. После этого расчеты повторяют для нового большего значения Q_3 .

Аналитические выражения интегралов (8.8) сложны, и для проведения расчетов вручную их следует упростить.

Если при выбранной величине ρ_3 не соблюдается условие $p_y + \rho_2 Lg \geq (1,15+1,20) p_{\text{пл}}$, то после закачки объема V во избежание возобновления фонтана после остановки насосов в скважину следует закачать необходимое количество жидкости повышенной плотности.

Объемы жидкости, рассчитанные по приведенным формулам, не учитывают возможного ее поглощения в скважине после прекращения фонтанирования, что может происходить из-за сильного дренирования продуктивных горизонтов. В таких случаях вслед за прекращением фонтанирования надо проводить работы по ликвидации поглощения жидкости известными средствами (закачка инертных материалов, быстро схватывающихся смесей и т.п.).

4. Выбор параметров режима глушения газовых фонтанов. Параметры режима глушения газового фонтана выбирают в зависимости от конкретной обстановки и наличия технических средств или возможности изыскания их для проведения работ. Основные факторы, определяющие выбор режима глушения (плотность, темп закачки и количество задавочной жидкости), — рабочее давление, подача и возможное число насосов, цементировочных агрегатов и др.; пропускная способность и прочность колонны труб, находящихся в скважине, намечаемых к спуску под давлением или выбранных для оснащения наклонных скважин; возможность приготовления и накопления задавочной жидкости в необходимых объемах соответствующей плотности.

При необходимости глушения фонтана закачкой жидкости только через имеющуюся в скважине или опускаемую принудительно колонну труб (бурильных или насосно-компрессорных) равнопроходного сечения следует определить пропускную способность труб при максимальном рабочем давлении намечающихся к использованию закачивающих средств.

Для этого пользуются выражениями:

$$p_{\text{тр}1} + p_{\text{тр}2} = p_p + p_{\text{ст}} - p_{\text{пл}}; \quad (8.13)$$

$$Q_{\text{max}} = \frac{\pi^2 q (p_{\text{тр}1} + p_{\text{тр}2})}{\sqrt{8\rho_z \left(\frac{\lambda_1 L_1}{d_{\text{т}1}^5} + \frac{\lambda_2 L_2}{d_{\text{т}2}^5} \right)}}, \quad (8.14)$$

где p_p , $p_{\text{ст}}$, $p_{\text{пл}}$ — соответственно рабочее давление на оборудовании для закачивания жидкости, гидростатическое давление столба задавочной жидкости (от устья скважины до отметки ввода жидкости в ствол фонтанирующей скважины) и пластовое давление газового горизонта, принятое при расчете режимов глушения; $p_{\text{тр}1}$, $p_{\text{тр}2}$ — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений соответственно в нагнетательной линии от насосов до устья скважины и в колонне

труб равнопроходного сечения, спущенных в фонтанирующую скважину; $L_1, d_{т1}, \lambda_1, L_2, d_{т2}, \lambda_2$ — длина, внутренний диаметр и коэффициент гидравлических сопротивлений соответственно нагнетательной линии и колонны труб, спущенных в скважину. Значения λ можно принимать в соответствии с данными, приведенными в Справочнике по гидравлическим расчетам в бурении.

При определении $Q_{\max}$ для различных ρ_z выбирают режим глушения. Далее, согласно Временной инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, для принятого p_p проверяют на прочность трубы нагнетательной линии и колонну труб, спущенных в скважину.

Если для нагнетания задавочной жидкости используют спущенную в аварийную скважину бурильную колонну, в компоновке которой имеются местные сопротивления (турбобур, долота, бурильные замки и др.), то $Q_{\max}$ следует рассчитывать, пользуясь формулами и табличными данными, приведенными в Справочнике по гидравлическим расчетам в бурении.

При этом $p_{тр1}$ в формуле (8.13) будет представлять суммарную потерю напора в бурильной колонне с учетом местных сопротивлений. Расчет проводят следующим образом. По формуле (8.13) определяют сумму $p_{тр1} + p_{тр2}$ (общая максимально допустимая потеря напора в нагнетательной линии и бурильной колонне). Затем, произвольно задаваясь значением $Q_{ж'}$, находят для этого расхода потерю напора в нагнетательной линии $p'_{тр1}$ и бурильной колонне $p'_{тр2}$.

Если имеется неравенство

$$p'_{тр1} + p'_{тр2} = p_{тр1} + p_{тр2},$$

то соответственно уменьшается или увеличивается величина $Q'_{ж'}$, и расчет повторяют, пока не будет выполнено условие

$$p'_{тр1} + p'_{тр2} = p_{тр1} + p_{тр2}.$$

Подобная для этого условия величина $Q'_{ж'}$ и будет отвечать пропускной способности $Q_{\max}$ спущенной в скважину бурильной колонны при максимально допустимом рабочем давлении закачивающих средств.

Однако в большинстве случаев в результате значительных потерь напора в турбобурах и долотах (при реально необходимых расходах задавочной жидкости) необходимо оторвать нижнюю часть бурильной колонны. С этой целью обычно

проводят торпедирование бурильной колонны над турбобуром или УБТ со спуском торпеды через лубрикатор.

При необходимости глушения фонтана закачкой жидкости через наклонные скважины после выбора глубины места соединения их со стволом фонтанирующей скважины следует рассчитать параметры режимов глушения, а затем выбрать наиболее приемлемый режим глушения, исходя из реальных возможностей обеспечения соответствующими закачивающими средствами. Количество и тип их должны быть определены с учетом необходимости проведения гидроразрыва (после окончания бурения наклонных скважин) и размыва трещины до размеров, обеспечивающих пропуск жидкости с необходимым для глушения расходом, при максимальном рабочем давлении закачивающих средств.

Для определения необходимого количества и типа наклонных скважин следует определить пропускную способность каждой скважины при максимальном рабочем давлении закачивающих средств для выбранного режима глушения. При расчетах потери напора от прохождения жидкости через трещину разрыва не учитываются, так как после размыва трещины они несоизмеримо малы по сравнению с общими потерями напора в системе.

Необходимое число наклонных скважин каждого типа для закачки жидкости при глушении фонтана определяют из выражения

$$n = Q_3 / Q_{\max}, \quad (8.15)$$

где Q_3 — темп закачки задавочной жидкости, выбранный для глушения фонтана; $Q_{\max}$ — пропускная способность скважины.

Число и тип наклонных скважин окончательно выбирают в зависимости от технических возможностей их сооружения в районе работ.

Основные мероприятия по предупреждению выбросов и открытых фонтанов при возникновении газопроявлений — увеличение интенсивности промывки и противодавления на проявляющие пласты. Первое обеспечивает замену газированного бурового раствора в скважине дегазированным, что приводит к повышению противодавления в пласты. Если при этом газ продолжает поступать в скважину, то утяжеляют буровой раствор.

Помимо исправности всех частей противовыбросового оборудования для предупреждения открытых фонтанов необходимо закрывать превенторы в следующих случаях: при

длительном оставлении скважины без промывки во вскрытых проявляющих пластах; если при максимальной возможной подаче наносной установки, работающей на скважину, плотность бурового раствора продолжает снижаться; при начавшихся интенсивных переливах бурового раствора.

Всеми работами по закрытию превенторов руководит бурильщик.

Порядок работ примерно таков: бурильщик и его помощник устанавливают на колонну бурильных труб обратный клапан, а при наличии шарового крана его закрывают. Затем бурильщик приподнимает колонну бурильных труб так, чтобы муфта первой трубы находилась на 0,5 м выше ротора.

Если на выкидных линиях установлен гидравлический затвор или диафрагма, сбросовые задвижки на амбары должны быть открытыми; при их отсутствии указанные задвижки открывают для того, чтобы предупредить нарушение резиновых элементов превентора в момент его закрытия. Указанную работу выполняют два помощника бурильщика. После того как задвижки открыты, все члены вахты по сигналу бурильщика, находящегося у пульта управления буровой установкой, закрывают превенторы. Один из помощников бурильщика считает число оборотов штурвала до полного закрытия превентора. При механизированном закрытии превентора бурильщик включает привод сигнала об открытии сбросовых задвижек.

Важный элемент в области предупреждения открытого фонтанирования — определенная очередность закрытия превенторов.

Здесь могут быть два случая:

при интенсивном переливе промывочной жидкости, выбросов, переходящих в фонтанирование, вначале закрывают гидравлический превентор, затем нижний. При отсутствии гидравлического превентора вначале закрывают нижний, а верхний плашечный превентор является резервным;

во всех остальных случаях (слабый перелив промывочной жидкости, резкое снижение ее плотности, поглощение, длительная остановка и др.) закрывают верхний превентор, а нижний остается в резерве.

После того как превентор закрыли, в обоих случаях сразу же закрывают задвижки на всех нагнетательных линиях и устанавливают наблюдения за давлением в затрубном пространстве. В зависимости от этого давления, а также темпа его нарастания составляют конкретный план ликвидации газопроявления. При давлении в затрубном пространстве до 6 —

8 МПа скважину промывают при наличии штуцера на нагнетательной линии и одновременно с этим утяжеляют буровой раствор. Указанный метод ликвидации газопроявления можно применять только в случаях, когда в скважине бурильная колонна спущена на достаточно большую глубину.

Если в скважине имеются пласты, которые при определенном давлении могут поглощать буровой раствор, то ликвидировать газопроявления можно задавливанием раствора в пласт. Его проводят как напрямую, так и созданием противодавления на устье установкой штуцера необходимого диаметра.

Требуемый диаметр штуцера можно определить по формуле расхода через насадку

$$Q = \mu E \sqrt{2gH},$$

где Q — расход жидкости через насадку, м³/с; μ — коэффициент расхода; F — площадь сечения отверстия насадки, м²; g — ускорение свободного падения; H — противодавление, Па.

Задаваясь противодавлением и зная подачу бурового насоса, можно найти диаметр штуцера

$$d = 2 \sqrt{\frac{Q}{\pi \mu \sqrt{2gH}}}.$$

Ниже приводятся коэффициенты расхода для бурового раствора различных плотностей на основании опытных данных.

Плотность бурового раствора, г/см ³	1,2–1,3	1,4–1,6	1,7–1,9
Коэффициент расхода μ	0,9	0,8	0,7

При открытом фонтанировании газа или нефти образует-ся пожаровзрывоопасная зона. Для обеспечения пожарной безопасности администрация бурового предприятия совместно с пожарной охраной определяет границы загазованной зоны, выставляет охрану, устанавливает вдоль границ загазованной зоны и в самой зоне предупреждающие знаки. Принимаются меры к созданию запаса воды для обеспечения безопасной работы при ликвидации аварии. Расход воды определяют, исходя из необходимости подачи в струю фонтана не менее 15 л/с. Если имеющиеся возле буровой емкости для воды недостаточны, то необходимо немедленно приступить к строительству земляного водоема вместимостью 3–4 тыс. м³ и заполнить его водой.

Все работы по ликвидации фонтана следует выполнять под наблюдением пожарной охраны под струями распыленной воды с применением инструментов, не дающих искр при ударе (медь, бронза, латунь). Исполнителей работ нельзя распределять на разные операции одновременно. Все работы необходимо выполнять последовательно, в опасной зоне должно находиться минимальное число (не менее двух) лиц.

Для создания благоприятных условий работы и обеспечения пожарной безопасности лицам, занятым на ликвидации фонтана, необходимо: снять обшивку буровой вышки; разобрать откос (пристройку); демонтировать и оттащить от фонтана на безопасное расстояние (не менее 200 м от скважины) буровое оборудование (лебедку, насосы, двигатели и т.д.), обеспечить пути отступления для работающих на буровой, для чего необходимо с наветренной стороны устроить мостики (трапы) шириной не менее 2 м; убрать с мостиков трубы, инструмент и т.д.; при пользовании трактором-подъемником установить его с наветренной стороны на расстоянии не ближе 50 м от скважины, вне загазованной зоны. На выхлопе трактора установить искрогаситель.

При нефтяном фонтане помимо указанных мероприятий необходимо устроить обвалование вокруг скважины для предупреждения разлива нефти на большой территории, вырыть котлован вне загазованной зоны и проложить трубы диаметром 150—200 мм (в зависимости от мощности фонтана) для спуска нефти из обвалованного участка в котлован.

К закрытию фонтана можно приступить после того как будет очищена территория, обеспечены пути отступления и накоплен достаточный запас воды.

При закрытии фонтана на месте работ должны находиться только лица, непосредственно связанные с этой работой. Пожарные и их командиры (не более трех человек у каждого ствола), обеспечивающие пожарную безопасность работ, должны быть в непосредственной близости от фонтана и не допускать выполнения работ без защиты водяными струями и с применением стального инструмента.

В России и за рубежом большое внимание уделяется проблеме ликвидации последствий нефтегазопроявлений и предотвращению загрязнения окружающей среды.

Задача охраны недр состоит в осуществлении системы мероприятий по предотвращению потерь нефти, газа и конденсата из-за низкого качества проводки скважины, неправильной разработки нефтяных и газовых залежей и эксплуатации скважин, что приводит к преждевременному обводнению или

дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными горизонтами, нарушению прочности колонны и цементного камня за ней, разрушению нефтегазосодержащих коллекторов и другим явлениям, ухудшающим состояние недр.

Размеры загрязнений районов, образующихся в результате локального разлива нефти, могут быть очень большими. Одна капля нефти может образовать на поверхности воды сплошную пленку размером $0,25 \text{ м}^2$. Степень распространенности нефти приблизительно пропорциональна толщине пленки и зависит от химических и физических свойств продукта, а также от скорости ветра и течения. Ориентировочно расчеты показывают, что 1 т нефти способна образовать на поверхности сплошную пленку площадью до $2,5 \text{ км}^2$.

Во ВНИИСПТнефти совместно с Институтом океанологии АН РФ и в ряде других научных учреждений разработан и предложен новый отечественный препарат для ускорения биологического разложения нефти и нефтепродуктов, разлитых на поверхности воды (В.И. Леонидов) — ЭПН-5 — эмульгатор пленочной нефти пятикомпонентный. Этот препарат безвреден для окружающей среды и во много раз эффективнее многих препаратов, предлагаемых зарубежными фирмами.

При разбуривании месторождения необходимо принять меры для предотвращения открытого фонтанирования, грифонопроявлений, обвалов ствола скважины; изолировать друг от друга нефтяные, газовые и водоносные пласты и скважины; обеспечить герметичность колонн и высокое качество их цементирования; до начала бурения необходимо составить и утвердить геолого-технический наряд для каждой скважины. Если в процессе бурения скважин обнаружены пласты с признаками нефтегазоносности, то они должны быть тщательно изучены для определения возможности получения из них промышленных притоков нефти и газа. Такие пласты следует взять на учет, и при их бурении необходимо соблюдать меры по охране недр.

В период разведки и подготовки месторождения к разработке следует опробовать пласты, по которым имеются благоприятные показатели относительно нефтегазоносности. Если при опробовании пласта с признаками нефтегазоносности (по данным промысловой геофизики) получена вода, то необходимо провести изоляционные работы и вторично опробовать те же интервалы.

Первоочередные эксплуатационные объекты месторождения следует разбуривать с соблюдением всех необходимых

мер по охране недр на других объектах, намеченных к вводу в эксплуатацию в более поздние сроки. Если сначала разбуривают нижние пласты, то необходимо осуществлять все технические мероприятия для успешной проводки скважин через продуктивные верхние пласты, чтобы предотвратить выбросы, открытое фонтанирование и глинизацию нефтегазоносных коллекторов.

Пласты с высоким пластовым давлением следует вскрыть с применением утяжеленных буровых растворов при наличии на устье противовыбросового оборудования с целью предотвращения открытого фонтанирования или выбросов.

После окончания бурения скважины и перфорации колонны следует незамедлительно приступить к освоению скважины, чтобы предупредить снижение проницаемости призабойной зоны из-за длительного воздействия на нее воды или бурового раствора.

При наличии нескольких нефтегазоносных объектов их опробуют последовательно "снизу вверх", причем после окончания опробования очередного интервала его изолируют цементным мостом с последующей проверкой местонахождения и герметичности снижением уровня и опрессовкой. В скважинах, где установлены нефтегазоносные пласты, но по техническим причинам они не закончены бурением, должны быть проведены изоляционные работы.

Предупреждение аварий состоит главным образом в выполнении инструкций и правил ведения буровых работ специалистами с достаточно высокой квалификацией. Те особые случаи, когда в скважинах возникают сложные ситуации, преодолеваются инженерными решениями, принимаемыми на уровне руководителей организации.

Под ловильными работами понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов для возобновления бурения. К числу этих операций относятся: освобождение прихваченных труб или УБТ, извлечение из скважины оборванных или оставленных по другим причинам труб, удаление обломков и посторонних предметов из скважины, оборванных или прихваченных кусков кабеля, троса или проволоки.

Потребность в ловильных работах возникает в каждой пятой бурящейся скважине и в четырех из пяти ремонтируемых. Поскольку стоимость ловильных работ (с учетом стоимости эксплуатации бурового оборудования) может быть весьма значительной, подход к ним должен быть взвешенным. Техника и технология этих работ совершенствовались годами и позволяют ликвидировать практически любую аварию в скважине. Однако в некоторых случаях стоимость работ может оказаться очень большой, поэтому скважину приходится ликвидировать. Часто существует несколько способов ликвидации аварии, один из которых является оптимальным.

Составление плана — очень важный этап при проведении ловильных работ, от которого во многом зависит их стоимость. План следует обсудить со всеми, кто принимает участие в работах: со специалистами по ловильным работам или с руководителями этих работ, с людьми, отвечающими за состояние бурового раствора, с буровой бригадой, со специалистами по электрометрическим работам.

Решение о проведении ловильных работ при ликвидации аварии должно быть экономически обосновано. Очевидно, что в мелких скважинах с небольшой продолжительностью цикла строительства и невысокой стоимостью оставленных в скважине труб и инструментов экономически оправданы только самые дешевые ловильные работы. Когда же на строительство скважины затрачены большие средства и надо извлечь инструмент большой стоимости, то экономически целесообразно выполнить ловильные работы.

Принимать решение о ликвидации аварии надо с учетом как научных достижений, так и практического опыта.

Существуют основные правила при проведении ловильных работ. Любой спуск инструмента в скважину должен предусматривать извлечение чего-либо из скважины или улучшение существующей ситуации. Холостые рейсы стоят денег и, кроме того, всегда могут возникнуть дополнительные осложнения в процессе спуска-подъема.

Необходимо составлять эскизы, и обязательно с размерами на все инструменты и снаряды, спускаемые в скважину. Представители организации, ведущей основные работы на скважине, обязаны делать замеры и зарисовки. Если планируется спуск в скважину крупногабаритного или нестандартного инструмента или компоновки, следует разработать план извлечения этого инструмента или компоновки в случае прихвата или слома.

Тщательная регистрация размеров всех спускаемых в скважину инструментов — одно из необходимых условий предупреждения удорожания ловильных работ.

Для подстраховки от прихватов в состав ловильной колонны следует включать ясы. Эта мера необходима и оправдана как с технологической, так и с экономической точки зрения, когда существует реальная угроза прихвата спускаемых инструментов и компоновок.

Прежде чем приступить к ловильным работам, надо довести до требуемых значений параметры бурового раствора и других используемых жидкостей. Может возникнуть необходимость спустить долото, чтобы подготовить ствол скважины и вымыть осадок с "головы" объекта ловильных работ. Следует предусмотреть меры по освобождению ловильных инструментов, если они окажутся прихваченными или не удастся обычными методами отсоединить их от неизвлекаемых объектов ловильных работ. Надо убедиться, что ловильные инструменты хорошо работают на поверхности и соответствуют по размерам объектам ловильных работ. Если эти условия не выполняются на поверхности, трудно рассчитывать на успех в скважине.

Зондирование, позволяющее измерить интенсивность прихвата и протяженность зоны прихвата, может оказать существенную помощь при выборе способа ликвидации аварии. Зондирование основано на возбуждении колебаний в прихваченной колонне с одновременной фиксацией их интенсивности принимающим и записывающим устройствами. В интервалах прихвата колебания гасятся пропорционально его ин-

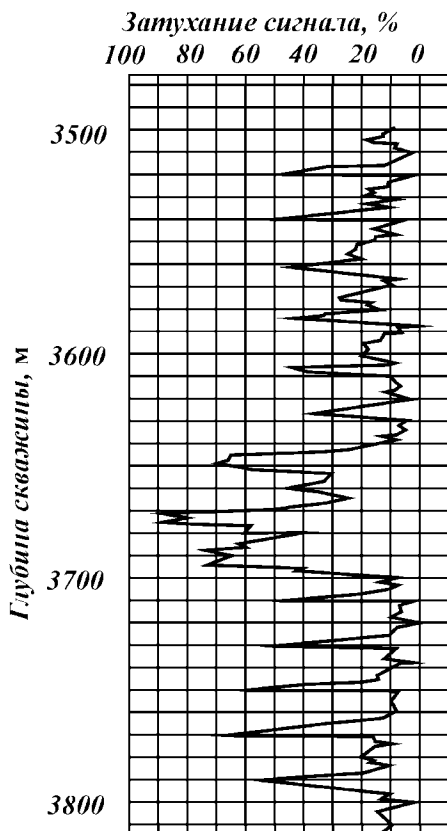


Рис. 9.1. Диаграмма интенсивности прихвата

тенсивности. Скважинные приборы калибруются в заведомо неприхваченной трубе. Обычно это нижняя часть верхней трубы в колонне.

На рис. 9.1 показана диаграмма интенсивности прихвата, выраженная в процентах затухания сигнала. Диаграмма дает полную картину всех интервалов прихвата и возможных зон осложнений. Эта информация может быть очень полезной при оценке ситуации и определении направления работ: отбивка яссами, обуривание или забурирование нового ствола скважины. Зондирование можно проводить в бурильных, обсадных и насосно-компрессорных трубах.

9.1. ОТСОЕДИНЕНИЕ НЕПРИХВАЧЕННОЙ ЧАСТИ КОЛОННЫ ТРУБ

После определения места прихвата колонны труб нередко отсоединяют и поднимают ее неприхваченную часть, чтобы можно было спустить инструменты, предназначенные для ликвидации прихвата, такие как яссы или обурочные приспособления.

Наиболее приемлемыми методами отсоединения неприхваченной части колонны можно считать следующие.

1. Отвинчивание. В выбранном резьбовом соединении над зоной прихвата развинчивают трубы с использованием детонирующего шнура, спускаемого в скважину на кабеле.

2. Химическое резание. На кабеле спускают снаряд, который по команде сверху выбрасывает химический реагент (фторид галогена), образующий ряд отверстий в теле трубы. Прочность трубы уменьшается в том месте настолько, что при незначительном натяжении происходит обрыв в ослабленном месте.

3. Кумулятивное (струйное) резание. На кабеле спускают кумулятивную торпеду кольцевого действия.

4. Механическое резание. Для резания используют резцы, закрепленные в инструменте, спускаемые в прихваченную колонну на трубах меньшего диаметра. Такой инструмент называют внутренней труборезкой. Но трубы можно резать и наружной труборезкой, спускаемой вместе с обурочными трубами. Таким способом отрезают обуренные куски небольшой длины. Внутренние труборезки в значительной мере вытеснены химическими и кольцевыми кумулятивными торпедами, потому что их можно спускать на кабеле, а для спуска труборезки нужна колонна труб или глубинно-насосных штанг, что связано с дополнительными затратами времени и средств. Так как самая существенная статья расходов — стоимость эксплуатации бурового оборудования, которая пропорциональна времени его нахождения на скважине, в большинстве случаев отсоединение с помощью торпед, спускаемых на кабеле, экономически выгоднее.

В 50-х годах бурильные трубы отрезали обычно механическими труборезками. Но затем появились способы, позволяющие спускать режущий инструмент на кабеле, и большинство операций стали выполнять этими способами. Это позволило резко сократить сроки операций.

Один из новейших способов — пиротехнический взрывной метод, при котором инструмент действует как пламенный резак для мгновенного резания и перфорации изделий из стали, включая трубы. В настоящее время его применение ограничено, но ожидается, что он получит более широкое распространение.

Способ отсоединения неприхваченной части колонны следует выбирать с учетом дальнейших работ. Если ловильный инструмент должен соединяться с "головой", оставленной в скважине колонны при помощи резьбы, то надо применять отвинчивание, так как только при этом методе на "голове" может сохраниться резьба.

При любом способе отсоединения необходимо соблюдать следующее условие: над зоной прихвата целесообразно оставлять участок неприхваченной колонны труб, длина которого обеспечивает надежный захват ловильными инструментами, необходимый для создания соответствующего натяжения ловильной колонны. Обычно считают, что для этого достаточно иметь от половины до двух свободных труб над зоной прихвата. При определении длины свободного участка надо учитывать характер и условия проведения операций, следующих непосредственно за отсоединением.

Например, если в обсаженном стволе предстоит обуривание и по плану работ не требуется никаких свинчиваний по резьбе, то вполне логично отрезать колонну выше зоны прихвата на длину в полтрубы. А когда нужно провести отвинчивание бурильной колонны, чтобы приступить к оборудованию, то оставляют целую свободную трубу, если есть вероятность образования осадка. Некоторые специалисты предпочитают иметь в запасе дополнительное резьбовое соединение на случай, если у верхней трубы резьба будет повреждена при отвинчивании колонны. Никогда не следует оставлять труб больше, чем требуется, так как при обурировании это осложнит работу. При отбивании яссом лишние трубы смягчают удары, снижая эффективность работ.

Отвинчивание

При отвинчивании закручиванием влево создают крутящий момент в колонне труб и в выбранном интервале взрывают торпеду из детонирующего шнура, чтобы за счет встряхивания раскрепить резьбовое соединение.

Отвинчивание — самый популярный метод отсоединения неприхваченной части колонны труб, особенно бурильных,

так как только этот метод оставляет в скважине резьбовое соединение на "голове" прихваченных труб, давая возможность снова соединиться с помощью резьбы с прихваченными трубами после спуска ловильной колонны, включающей ясы. При извлечении бурильных труб это особенно важно, так как отпадает необходимость спуска инструментов с захватом, таких как овершоты.

Чтобы избежать случайного отвинчивания в не предусмотренном плане резьбовом соединении, необходимо сначала докрепить резьбы. Это достигается при закручивании колонны труб вправо с последующим расхаживанием при поддержании скручивающего момента. Сравнив число оборотов при закручивании колонны с числом оборотов, на которое колонна раскручивается влево после выключения стопора ротора или ключа, можно оценить степень докрепления резьбовых соединений. Не превышая допустимых значений крутящего момента, эту процедуру повторяют до тех пор, пока докрепление резьб не прекратится.

После докрепления резьб создают крутящий момент "влево". Его также следует передавать вниз по колонне, для чего колонну расхаживают, поддерживая момент. Этот прием способствует более равномерному распределению напряжений кручения по длине колонны и гарантирует наличие момента в точке отвинчивания.

Теоретически в момент взрыва трубы в точке отвинчивания не должны испытывать ни растягивающих, ни сжимающих осевых нагрузок. Поскольку это условие выполнить очень трудно, рекомендуется слегка натянуть трубы в этой точке. При расчетах оперируют весом труб в воздухе, потому что прихват исключает действие выталкивающей архимедовой силы. Однако в момент, когда трубы начинают свободно вращаться, обнажается плоская горизонтальная поверхность на их нижнем торце, обеспечивающая возможность приложения этой силы. Она зависит от площади поперечного сечения по металлу в резьбовом соединении, плотности бурового раствора и глубины.

Торпеда взрывается в трубах, подверженных действию растягивающего усилия и крутящего момента. В результате встряхивания ближайшее к торпеде резьбовое соединение раскрепляется и расположенная выше колонна труб начинает вращаться влево, развивая соединение. Обычно рекомендуется вручную закончить развивание, после чего можно приступить к подъему отвинченной части колонны.

Когда геофизической службе подается заявка на проведе-



Рис. 9.2. Переводник с боковым отверстием

ние отвинчивания с использованием торпеды из детонирующего шнура, в ней должны быть указаны размер и толщина стенки труб, приблизительная глубина кровли зоны прихвата, температура и плотность бурового раствора другой жидкости, заполняющей скважину. На основе этой информации выбираются мощность заряда и тип детонирующего шнура.

Шнуровые торпеды используются и для других целей, из числа которых можно отметить следующие:

освобождение прихваченных пакеров или ловильных инструментов;

встряхивание УБТ;

выбивание бурильных колонн из желобных выработок в твердых породах.

Когда трубы забиты и невозможно или нецелесообразно их очищать, чтобы пропустить шнуровую торпеду внутрь колонны, имеет смысл спустить торпеду в затрубное пространство. Обычно эту работу начинают с того, что спускают шнуровую торпеду в трубы до забитого места, отвинчивают и поднимают незабитые трубы. Затем для соединения с оставшимися в скважине трубами спускают переводник с боковым отверстием (рис. 9.2). Соединив его с "головой" прихваченных труб, спускают внутрь ловильной колонны шнуровую торпеду, которая, дойдя до переводника, выскальзывает через боковое отверстие в затрубное пространство. Чтобы обеспе-

чить спуск торпеды по затрубному пространству с ограниченнымизорами, в ее компоновку включают соединительную головку малого диаметра и гибкие сплюснутые грузы. Отвинчивание проводят так же, как и при встряхивании изнутри, т.е. слегка натянув и закрутив колонну влево. В некоторых районах переводник с боковым отверстием называют наклонным переводником.

Химическое резание

Это новый метод резания труб в скважине. В настоящее время такая операция выполняется многими предприятиями, осуществляющими электрометрические работы в скважинах. Резание инструментом, спускаемым на кабеле,

требует меньше времени и поэтому обходится дешевле. Большое преимущество химического резания — ровный срез без вздутий разрезаемой трубы, без заусенцев и грата. Не требуется никакой обработки места среза, можно сразу спустить труболовку или овершот.

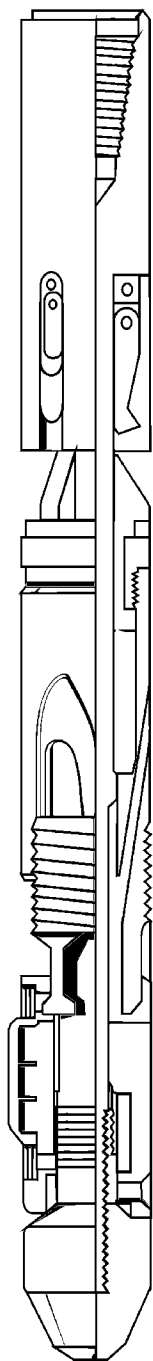
Химическая торпеда-труборезка имеет продолговатый корпус с расположенными по кругу струйными насадками, предназначенными для выброса химических реагентов. В корпусе расположено устройство, обеспечивающее выброс разогретых химических реагентов. Устройство срабатывает по сигналу, передаваемому сверху по кабелю, и выталкивает реагенты (трехфтористый бром или другие фториды галогенов) в камеру-реактор, где они разогреваются, и далее через насадки устремляются к внутренней поверхности отрезаемой трубы. Для предупреждения спутывания кабеля труборезка фиксируется неподвижно в трубе якорным узлом, срабатывающим при повышении давления.

Действие химической труборезки можно рассматривать как круговую перфорацию в одной плоскости. При взаимодействии реагентов с металлом трубы образуются соли, которые не вредят находящейся рядом обсадной колонне, они нетоксичны и быстро расходятся по всему объему находящейся в скважине жидкости.

Химические труборезки эффективно работают только при заглублении под уровень жидкости не менее чем на 30 м. Жидкость должна быть чистой и не содержать наполнителей для борьбы с поглощениями. Имеется опыт успешного применения химической труборезки при гидростатическом давлении 127,5 МПа и температуре 232 °С. В настоящее время иностранные фирмы располагают труборезками практически для всех размеров бурильных и насосно-компрессорных труб, а также для большинства из наиболее распространенных размеров обсадных труб. Этот способ более безопасен для буровой бригады, так как нет необходимости закручивать колонну труб, как это делается при отвинчивании.

Кумулятивное резание

Кумулятивная торпеда-труборезка спускается в скважину на кабеле и имеет заряд из пластического ВВ в форме параболоида, подбираемого в соответствии с типом и размером отрезаемых труб. При кумулятивном резании труба в месте разреза раздувается, и надо удалить раздутый участок, чтобы он не мешал при захвате овершотом или трубо-



ловкой. Обычно для этого не требуется дополнительного спуска-подъема. Кольцевой фрезер спускают вместе с овершотом, срезают раздутый участок трубы и захватывают ее овершотом.

Кумулятивные труборезки часто применяют при ликвидации скважин, а также когда низкий уровень жидкости в скважине, высокая плотность ее или экономические факторы делают нецелесообразным применение химической труборезки. Следует, однако, иметь в виду, что существует вероятность повреждения обсадной колонны, если она соприкасается с обрезаемой трубой в сечении разреза.

Выпускаются кумулятивные труборезки практически для всех размеров в НКТ, бурильных и обсадных труб. Такой же принцип действия и у специальных труборезок для УБТ.

Механическое резание

Отсоединить колонну труб можно также с помощью механической внутренней труборезки, спускаемой на трубах меньшего диаметра или на насосных штангах. К этому методу прибегают, если по каким-то причинам невозможно или нецелесообразно применить труборезку, спускаемую на кабеле. С точки зрения затрат этот метод наименее желателен.

Внутренняя труборезка (рис. 9.3) имеет полый цилиндрический корпус со скользящим по нему якорным устройством в виде разрезной гайки с насечкой на наружной поверхности. Это позволяет фиксировать труборезку на любой заданной глубине. Наличие фрикционных узлов или пружинных фонарей обеспечивает необходимое торможение при ее вращении. После заякоривания труборезки создают небольшую сжимающую осевую нагрузку. При этом резцы из транспортного положения выхо-

Рис. 9.3. Механическая внутренняя труборезка

дят в рабочее, т.е. выдвигаются за габариты корпуса и врезаются в прихваченную трубу. При дальнейшем вращении труборезка отрезает трубу.

Для предупреждения случайного перевода ножей в рабочее положение и их поломки при ударах предусмотрены амортизирующие пружины в механизме подачи резцов. Над труборезкой следует устанавливать механический ясс, чтобы избежать чрезмерных осевых нагрузок, направленных вниз, которые могут привести к поломке резцов или чрезмерному заглублению их в тело отрезаемой трубы. Для создания строго заданной осевой нагрузки можно использовать грузы, отрегулировав ясс на нейтральное положение.

9.2. ЗАХВАТЫВАЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Для ловильных работ применяют специальные инструменты различных типов и назначений. Рассмотрим категорию захватывающих инструментов для труб.

А. Овершоты — основной захватывающий снаружи инструмент и, возможно, самый распространенный из всех ловильных инструментов. Поскольку принцип заклинивания цельного или составного захвата в конической полости, имеющей спиральную (винтовую) проточку, используется почти во всех случаях, то именно такая конструкция и будет описана.

Большинство овершотов состоит из корпуса с конической полостью, верхнего переводника, направляющей воронки, цельного захвата или комплекта клиньев, кольца-ограничителя, уплотняющего узла и стопорного устройства. Внутренняя полость овершота выполнена в виде конуса с винтовой проточкой. В эту полость помещается захват, наружная поверхность которого имеет такую же конусность, как и полость овершота. Захват может быть цельным в виде спирали или разъемным в виде комплекта клиньев.

На наружной конической поверхности захвата делается винтовая проточка с таким же шагом, как у проточки на поверхности полости. На внутреннюю поверхность захвата наносится насечка в виде параллельных или перекрещивающихся канавок. Разъемный захват, который чаще называют плашечным захватом (рис. 9.4, а), применяется обычно в овершотах небольшого диаметра, а цельный спиральный захват (рис. 9.4, б) — в овершотах большого диаметра.

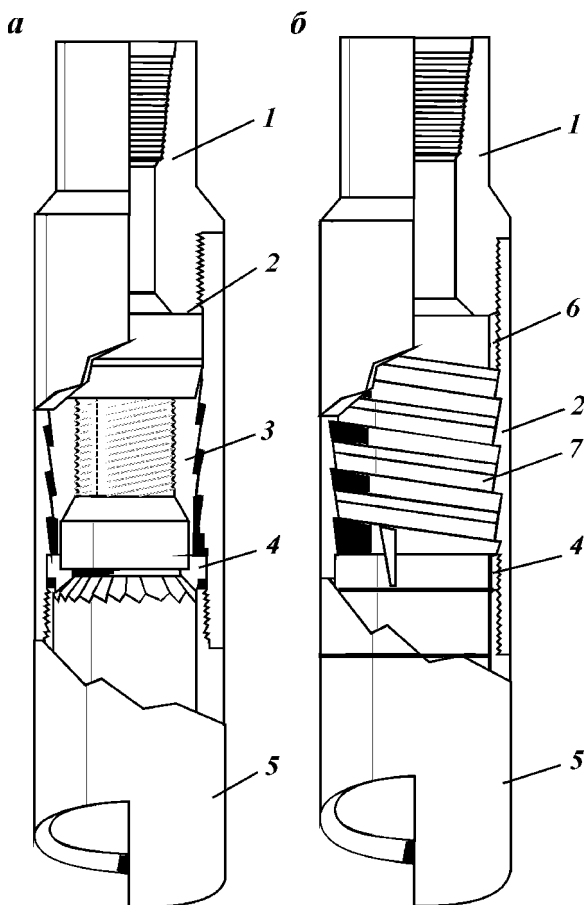


Рис. 9.4. Овершот:

а – с плашечным захватом; *б* – со спиральным захватом: 1 – верхний переводник; 2 – корпус; 3 – плашечный захват; 4 – ограничительное кольцо; 5 – направляющая воронка; 6 – пакер; 7 – спиральный захват

Спиральный захват иногда производит впечатление слабой и даже хрупкой детали, поэтому многие сомневаются в его прочности. На практике спиральный захват обеспечивает прочное соединение, так как он обладает гибкостью и более равномерно распределяет нагрузку по конусной поверхности корпуса. Большинство неудач при работе с овершотами происходит из-за перегрузок, в результате чего корпус овершота раздувается или лопается.

Характер перемещения захвата в конусной полости определяется цилиндрическим кольцом-ограничителем с хвостови-

ком или шпонкой, которая входит в зацепление с захватом и препятствует его повороту, позволяя перемещаться только вдоль продольной оси. При движении вниз по конусной поверхности полости захват уменьшается в диаметре и сжимает находящуюся внутри него трубу все сильнее, по мере увеличения натяжения ловильной колонны. Конструкцией может быть предусмотрен сальниковый узел или пакер для уплотнения пространства между трубой и корпусом овершота, что позволяет вести промывку через прихваченную колонну. Это обычно помогает ликвидировать прихват.

Если подлежащую извлечению колонну планируется ловить за муфту или за соединительный конец буровой трубы, то особое внимание следует уделить стопорным устройствам, обеспечивающим размещение муфты или соединительного конца против той части захвата, которая имеет насечку. Если захват окажется ниже, овершот будет вращаться свободно и его невозможно будет отсоединить. Чтобы остановить овершот в нужном месте, применяют различные стопорные устройства. Иногда они выполнены в виде толстостенных колец, устанавливаемых в полости корпуса над захватом; они могут быть совмещены с уплотняющим узлом либо с пакером.

Овершот, оснащенный плашечным захватом и кольцевым фрезером-ограничителем, следует применять для извлечения буровых труб, если они вписываются по габаритам в захват. Часто "голова" извлекаемой трубы имеет заусенцы, зазубрины и другие неровности. В этом случае "голову" обрабатывают кольцевым фрезером до размеров, позволяющих разместить ее внутри захвата. Если труба значительно повреждена, то целесообразно установить под конусом овершота удлинитель с фрезером или фрезер с направляющей воронкой и обработать трубу до того места, где уже ничто не мешает нормальному размещению захвата. Эти удлинители и воронки армируются изнутри карбидом вольфрама и способны срезать значительную массу металла.

Овершот нетрудно приспособить почти для всех видов ловильных работ. Если над овершотом установить в качестве удлинителя трубу увеличенного диаметра, какие обычно используются при обурировании, то можно захватить муфту намного ниже "головы" извлекаемых труб. Такой прием часто рекомендуют, когда "голова" представлена муфтой или соединительным концом с большими повреждениями, вследствие чего надежно захватить их нельзя.

При попытках извлечь прихваченные трубы захват овершота заклинивается между трубой и корпусом овершота.

Поэтому чтобы отсоединить овершот от прихваченной трубы, необходимо преодолеть силы трения на контакте конических поверхностей захвата и корпуса. Чаще всего это достигается сбиванием корпуса вниз расположенной над ним колонной. Для этого используют также механический ясс, включаемый в колонну непосредственно над овершотом. Перед началом сбивания овершота вниз необходимо убедиться, что гидравлический ясс, который тоже часто включают в ловильную колонну, находится в закрытом положении, иначе можно повредить уплотнения этого ясса.

После сбивания вниз овершот проворачивают вправо с небольшим натяжением, превышающим вес ловильной колонны. Таким образом захват выводится из зацепления с трубой и можно приступать к подъему овершота. Если через овершот пропущен значительный отрезок трубы, то при подъеме может возникнуть необходимость несколько раз повторять процедуру сбивания и освобождения овершота.

При нащупывании овершотом "головы" прихваченной колонны рекомендуется проворачивать ловильную колонну вправо при небольших оборотах. При этом можно включить насос, чтобы промыть скважину в зоне "головы" и зафиксировать момент вхождения ее в овершот по подъему давления на выкиде насоса, после чего насос следует выключить, так как встречный поток жидкости может затруднить вхождение "головы" в овершот. Нельзя резко сажать овершот на "голову" трубы.

Работу яссом надо начинать с легких ударов, постепенно увеличивая их силу, чтобы обеспечить более надежный контакт захвата с трубой. Если сразу начать с резких ударов, то можно сорвать захват и затупить его насечку. Придется поднимать овершот для замены захвата.

Б. Метчики предназначены для ловли оставшейся в скважине колонны бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, в замке или муфте. Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые (на левых бурильных трубах) — для извлечения колонны по частям.

Ловильный метчик (рис. 9.5) имеет форму усеченного конуса для врезания в детали замка бурильных труб при ловильных работах. На верхнем конце метчика нарезана резьба замка бурильных труб, а на нижнем конце — специальная ловильная резьба (правая или левая).

В. Колокола (рис. 9.6) служат для ловли бурильных или обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также

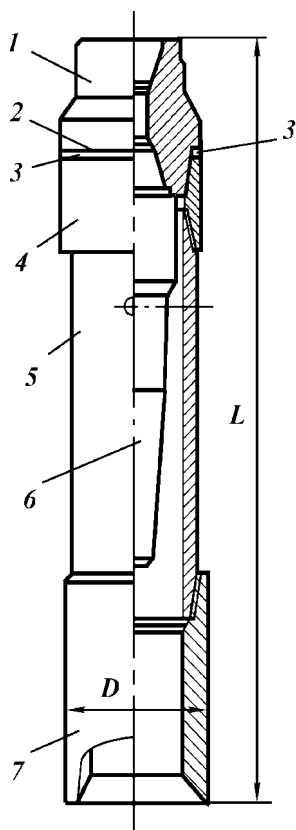


Рис. 9.5. Универсальный метчик с направляющим патрубком:

1 - головка; 2 - прокладка; 3 - упорное кольцо; 4 - муфта; 5 - направляющий патрубок; 6 - метчик; 7 - воронка

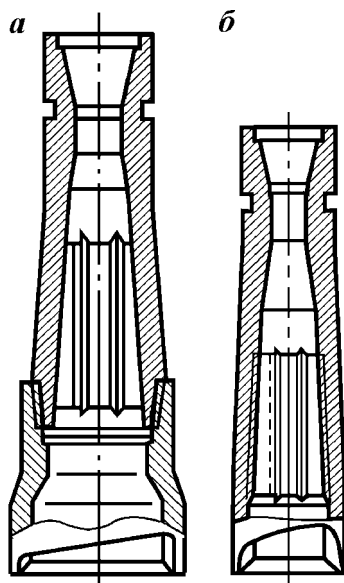


Рис. 9.6. Колокол:

а - с направляющей воронкой; б - с вырезом на нижнем конце

при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы произошёл со стороны ниппеля замка.

Если слом неровный с наличием лент или имеется трещина вдоль трубы, не перекрываемая колоколом, то для ловли необходимо применять "сквозной" (открытый) колокол с соответствующим патрубком или трубой. Для извлечения долота, оставшегося в скважине вследствие отвинчивания или срыва резьбы, применяют колокол-калибр.

Правые колокола используют при ловле правыми буриль-

ными трубами всей оставшейся колонны, а левые — при ловле левыми бурильными трубами для отвинчивания части оставленной колонны. Колокол представляет собой стальной кованый патрубок с верхней замковой резьбой, в нижней части которого нарезана внутренняя ловильная резьба специального профиля для наружного захвата бурильной трубы.

Преимущество метчиков и колоколов — большая длина нарезанной конической части, которой можно соединиться с трубами разного диаметра. Главный недостаток этих инструментов в том, что их обычно нельзя освободить от прихваченных объектов.

Метчики и колокола — самонарезающие ловильные инструменты с упрочненной резьбой и обычно с продольными канавками для выхода стружки, образующейся при нарезании резьбы.

Метчиками и колоколами не следует соединяться с трубами и УБТ, которые могут оказаться прихваченными, но они удобны для извлечения небольших кусков колонн, долот и других объектов, для извлечения которых не требуется больших усилий.

Метчики обычно делают с длинной нарезанной частью, сходящей внизу практически на нет, чтобы увеличить диапазон применения инструмента. Однако иногда метчик упирается тонкой частью в какое-нибудь препятствие и не может достаточно плотно войти в отверстие, чтобы нарезать резьбу. В таком случае тонкую часть метчика отрезают газовой горелкой и обрезанный конец заостряют для облегчения захода в отверстие.

Г. Внутренние труболовки предназначены для захвата труб изнутри, когда невозможно использовать овершоты, так как они уступают последним по ряду характеристик.

Уменьшенная площадь сечения проходного канала накладывает дополнительные ограничения на диаметр спускаемых инструментов, таких как прихватомеры, торпеды для отвинчивания или отрезания труб. При работе с внутренней труболовкой гораздо труднее создать уплотнение между ее корпусом и извлекаемой трубой, чем при работе овершотом.

Однако внутренние труболовки часто применяются для извлечения хвостовиков, оборвавшихся или прихваченных обсадных труб, любых других труб, "голова" которых в оборванном месте увеличилась в диаметре вследствие использования ВВ, усталостного разрушения или продольных трещин. Благодаря небольшому диаметру проходного канала внутренние труболовки имеют повышенную прочность.

Большинство внутренних труболовок (рис. 9.7) работают по тому же принципу, что и описанные выше овершоты. По коническому корпусу труболовки телескопически перемещается захват, внутренняя полость которого имеет одинаковую конусность с корпусом. На поверхности корпуса и полости имеются винтовые проточки с одинаковым шагом. Наружная поверхность захвата предназначена для зацепления с внутренней поверхностью трубы и поэтому имеет насечку.

Чтобы освободить труболовку, ее надо провернуть вправо. Если из-за сильного заклинивания захвата этого не удастся

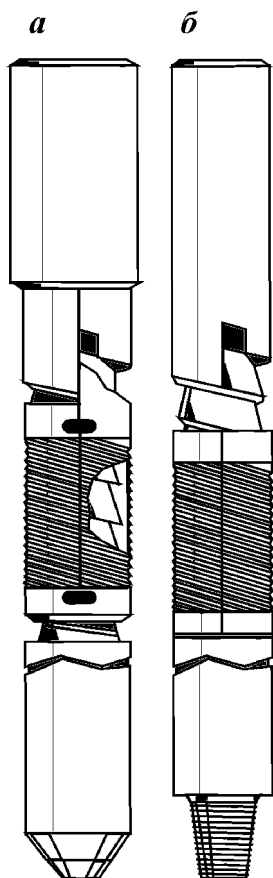


Рис. 9.7. Освобождающаяся внутренняя труболовка:
а – в транспортном положении; *б* – в рабочем положении

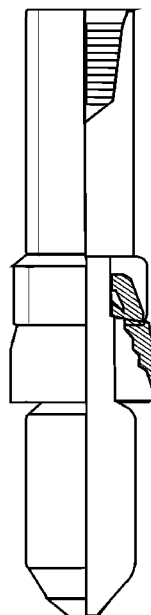
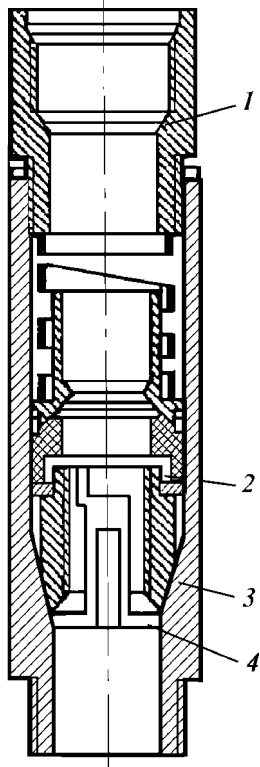


Рис. 9.8. Пакер внутренней труболовки

Рис. 9.9. Шлипс с промывкой:

1 – переводник; 2 – резиновое уплотнение; 3 – корпус; 4 – плашки



сделать, то можно прибегнуть к сбиванию корпуса вниз, для чего обычно над труболовкой помещают механический ясс.

Внутренняя труболовка имеет широкий диапазон применения. Ее можно включать в ловильную колонну над внутренней труборезкой или в комбинации с другими инструментами, за счет чего можно сэкономить время на спуск-подъем. С этой же целью можно размещать под труболовкой фрезы, чтобы обработать верхний торец извлекаемых труб и обеспечить беспрепятственный вход труболовки во внутренний канал верхней трубы.

Для создания уплотнения между корпусом труболовки и извлекаемой трубой, корпус удлиняют и в нижней его части крепят манжету раструбом вниз (рис. 9.8). Часть манжеты может быть закрыта металлическим кожухом, чтобы уменьшить вероятность ее повреждения при спуске и входе во внутренний канал трубы.

Часто над труболовкой устанавливают ограничительный

переводник увеличенного диаметра. Делается это для того, чтобы расположить захват на определенном расстоянии от верхнего торца трубы. Обычно это расстояние выбирают в пределах от 300 до 600 мм, что соответствует местоположению высаженной части бурильной трубы. В другом месте труба может раздуться при сильном натяжении, и извлечь труболовку будет трудно. Если "голова" колонны увеличена в диаметре или имеет трещины, то между ограничительным переводником и труболовкой помещают удлинитель.

Имеются другие конструкции внутренних труболовок, несколько отличные от описанной выше, но большинство из них основано на принципе конического расклинивающего механизма. Для перевода захвата из транспортного положения в рабочее и наоборот применяют байонетные замки, якорные устройства типа корончатой гайки или кулачкового типа.

Д. Ловитель (шлипс) с промывкой (рис. 9.9) применяют для извлечения из скважины бурильных и обсадных труб за замок, муфту или сломанный конец в случаях небольшого веса оставшейся в скважине бурильной колонны, когда вследствие ее проворачивания трудно зацепить метчик или колокол.

Когда конец оставшейся в скважине бурильной трубы в результате слома оказался неровным и имеются продольные трещины, то применяют "сквозной" (открытый) шлипс с соответствующим патрубком или трубой для ловли за первую от сломанного конца муфту или за целую часть трубы. Шлипс позволяет промывать скважину через захваченную бурильную колонну. Если не удастся поднять оставшуюся часть колонны, шлипс можно освободить.

9.3. ОТБИВАНИЕ ЯССАМИ ПРИХВАЧЕННЫХ ТРУБ И ИНСТРУМЕНТОВ

Яссы — это инструменты для нанесения сильных ударов по прихваченной колонне сверху вниз или снизу вверх. Яссы известны давно, еще с тех времен, когда они использовались в канатно-ударном бурении как для углубления скважин, так и для ловильных работ. В настоящее время яссы подразделяют по целевому назначению на ловильные и бурильные. Хотя при конструировании используются одни и те же основные принципы, яссы разного назначения сильно отличаются по использованию. Кроме того, яссы де-

ляются по принципу действия — на гидравлические и механические.

В большинство ловильных колонн включают как гидравлические, так и механические яссы, а также определенное число УБТ для создания ударной массы. В колонну может быть включен акселератор, который называют также интенсификатором и бустером. Гидравлический ясс предназначен для нанесения ударов снизу вверх, а механические — сверху вниз. Акселератор создает дополнительный запас потенциальной энергии, переходящей в кинетическую при срабатывании гидравлического ясса, что приводит к ускорению движения УБТ вверх. Кроме того, за счет запаса свободного хода он гасит удары, практически предотвращая их распространение выше УБТ.

Механический ясс — это телескопический ударный инструмент чисто механического действия. Механические яссы изготовляют либо упрощенной конструкции, когда направляющие плоскости вала (внутреннего элемента телескопической пары) обнажаются, если ясс находится в растянутом (открытом) положении, либо более сложной, с герметизацией и смазкой направляющих пар вала и кожуха.

Удар, передаваемый прихваченной колонне, наносится утяжеленными трубами, получившими разгон на участке движения, равном длине хода ясса при переходе из раскрытого положения в закрытое. Механические яссы устанавливают также над ловильными инструментами типа овершота или внутренней труболовки для их освобождения сбиванием вниз при сильном заклинивании захвата. Специалисты по ловильным работам часто спускают механический ясс в составе компоновки, предназначенной для работы внутренней труборезкой. Ведь пока ловильная колонна будет перемещаться в пределах длины хода ясса, на труборезку будет действовать только нагрузка от веса компоновки ниже ясса, т.е. исключается перегрузка ножей от воздействия веса остальной части ловильной колонны.

Основной узел гидравлического ясса — вал с поршнем, перемещающийся внутри гидравлического цилиндра, входящего в состав кожуха ясса. Цилиндр имеет внутренний канал переменного сечения, заполненный жидкостью (обычно маслом). Когда ясс закрыт, то поршень находится в нижнем положении в узкой части цилиндра, где вследствие небольшого кольцевого зазора движение поршня затруднено. Манжеты поршня имеют особую конструкцию, позволяющую маслу очень медленно перетекать из полости над поршнем в по-

лость под поршнем, когда вал с поршнем движется вверх под действием натяжения ловильной колонны. Пройдя путь, приблизительно равный половине длины хода ясса, поршень оказывается в широкой части цилиндра, сопротивление движению резко уменьшается, и поршень, набрав скорость, ударяет в верхний ограничительный выступ кожуха. Варьируя натяжением колонны, можно изменять силу удара, что является главным преимуществом гидравлического ясса перед механическим.

Большинство гидравлических яссов эффективно работают при температуре до 175 °С, но можно использовать специальное термостойкое масло, которое выдерживает более высокие температуры.

Созданы новые модели гидравлических яссов с перепускными клапанами, обеспечивающими ускоренный переток жидкости из полости под поршнем в полость над поршнем при перезарядке ясса. Однако в работе находится много яссов старых конструкций, не имеющих этого приспособления. В них жидкость перетекает через зазоры в уплотнениях и кольцах поршня. Если к яссу приложить большую сжимающую осевую нагрузку, жидкость будет перетекать под большим давлением, разрушит уплотнения и выведет ясс из строя. Поэтому при перезарядке ясса следует разгружать колонну постепенно. Для выравнивания давления в скважине и в полости ясса в современных конструкциях используется плавающий поршень.

Гидравлический ясс — очень эффективный инструмент при ликвидации прихватов. Потенциальная энергия растянутой колонны труб над яссом превращается в энергию удара, которую можно менять, изменяя натяжение колонны.

Интенсификатор, или акселератор, который также называют бустером, — вспомогательный инструмент, включаемый в ловильную колонну с яссами. При установке его над УБТ появляется возможность увеличить силу удара и изолировать от ударных нагрузок ловильную колонну и буровую установку.

Инструмент, по-существу, является гидроаккумулятором поршневого типа, цилиндр которого заполнен сжимаемым рабочим агентом, обычно нейтральным газом или силиконом. Когда в ловильной колонне создают натяжение, поршень акселератора сжимает в цилиндре рабочий агент и накапливает потенциальную энергию. А когда срабатывает гидравлический ясс, энергия акселератора ускоряет движение вверх УБТ, увеличивая силу удара ясса.

Другая функция акселератора — гашение ударных нагрузок, которые отрицательно влияют на состояние труб и резьб ловильной колонны. Это достигается за счет достаточно большой длины хода вала акселератора при переходе из раскрытого состояния в закрытое, т.е. длина хода гидравлического ясса компенсируется длиной хода акселератора. При работе без акселератора в момент срабатывания гидравлического ясса колонна, расположенная над ним, резко переходит из растянутого состояния в сжатое, что приводит к рывку практически всей колонны вверх. Большая часть энергии этого рывка поглощается силами трения в скважине. Однако на поверхности бывают заметные сотрясения элеватора, талевой системы и даже вышки.

При работе с акселератором этих сотрясений нет. Таким образом, исключение резких сжимающих нагрузок на ловильную колонну — важное преимущество акселератора. Использование его дает возможность уменьшить массу УБТ в ловильной колонне, так как возрастает скорость движения УБТ при нанесении удара. Изготовители выдают рекомендации по массе УБТ, спускаемых с каждым типоразмером яссов. При включении в колонну акселератора очень важно не превышать эти рекомендации, так как сила удара настолько возрастает, что может произойти обрыв под яссом прихваченной колонны (или ловильного инструмента) вместо освобождения ее целиком.

На рис. 9.10 приведена схема колонны для работы яссами. Элементы колонны необходимо спускать в скважину строго в определенной последовательности, так как каждый из них выполняет специфические функции. Овершот или труболовка предназначены для соединения с оставленными в скважине трубами. Механическим яссом наносят удары сверху вниз для сбивания прихваченных труб или заклиненного захвата ловильного инструмента. Гидравлическим яссом наносят удары снизу вверх. УБТ обеспечивают необходимую ударную массу, а акселератор увеличивает скорость движения УБТ и гасит ударные нагрузки, направленные вверх, уменьшая сжимающие напряжения в трубах.

При выборе массы УБТ учитывают размеры яссов, глубину их спуска, плотность жидкости в скважине, прочностные характеристики элементов ловильной колонны и количество прихваченных труб. Изготовители яссов и акселераторов дают рекомендации по массе УБТ для работы с инструментами. Однако, если таких данных нет, можно воспользоваться следующим эмпирическим правилом, которое наиболее приме-

Рис. 9.10. Типичная компоновка ловильной колонны для работы яссами:

1 – бурильные трубы; 2 – акселератор (интенсификатор); 3 – УБТ; 4 – гидравлический ясс; 5 – механический ясс; 6 – овершот

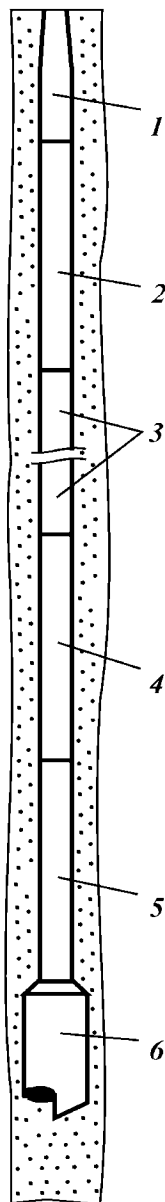
нимо в обсаженных скважинах. УБТ должны быть одного диаметра с яссом, а длина их в метрах равна диаметру в миллиметрах, помноженному на коэффициент 0,36.

Когда яссы спускают с акселераторами, не следует включать в компоновку избыточное количество УБТ, так как это ведет к перегрузке акселератора и скорее помешает работе, чем окажет какую-либо помощь.

После присоединения с прихваченными трубами создают натяжение в ловильной колонне больше ее веса на заданное значение и затормаживают буровую лебедку в ожидании, когда поршень гидравлического ясса дойдет до расширенной части цилиндра и ясс сработает, нанеся удар вверх. Силу удара можно изменять в пределах технических возможностей труб и инструментов, спущенных в скважину. Обычно отбивку яссом начинают со сравнительно легких ударов, постепенно увеличивая их силу по мере необходимости. Возможность менять силу удара – важное преимущество гидравлических яссов.

Когда с прихваченной колонной соединяются овершотом или труболовкой, отбивку яссом надо начинать обязательно с легких ударов и усиливать их постепенно. При этом захват ловильного инструмента более равномерно прилегает к поверхности прихваченной трубы, а потом врезается в нее своей насечкой. Если начать сразу наносить сильные удары, то можно содрать поверхность трубы и затупить насечку захвата.

При отбивке вверх механический ясс работает просто как удлинитель или как телескопический узел. Когда намечается отбивка вниз, гидравлический ясс нужно закрыть и пользоваться механическим яссом. Эта мера необходима, потому что удар сверху вниз по рас-



крытому гидравлическому яссу может вывести из строя его уплотнения, да и сила удара будет ослаблена.

Яссы перебирают после каждого спуска в скважину, даже если не было сделано ни одного удара. При разборке их осматривают и заменяют уплотнения и масло. Затем их испытывают на стенде для оценки сопротивления растяжению.

Два гидравлических яса никогда не спускают вместе, так как они обязательно сработают в разное время и один из них ударит по уплотнениям другого, а это вредно для уплотнений и снижает силу удара.

Яссы следует заменять при любом подъеме колонны из скважины, если даже причина подъема не имела никакого отношения к яссу. Невозможно предсказать, сколько еще сможет проработать ясс, поэтому лучше подстраховаться и заменить его.

В некоторых случаях бурильная колонна оказывается прихваченной на небольшой глубине, например, в желобных выработках или в башмаке направления. Чтобы ликвидировать такой прихват, необходимо сбивать трубы вниз, поскольку удары вверх только усилят прихват. Прежде буровики применяли так называемую "ударную трубу", состоящую из обычной или старой ведущей трубы, на которую свободно надевалась труба большего диаметра. К обеим трубам крепились фланцы в качестве соударяемых плоскостей. Внутреннюю трубу ввинчивали в верхний соединительный конец прихваченной колонны, потом приподнимали вспомогательной лебедкой наружную трубу и бросали вниз. При соударении фланцев прихваченной колонне передавались довольно сильные удары, что часто позволяло ликвидировать прихват.

В настоящее время "ударная труба" почти повсеместно вытеснена яссом для малых глубин, с помощью которого тоже можно наносить сильные удары.

9.4. ОПЕРАЦИЯ ОБУРИВАНИЯ

Обуточными обычно называют трубы большого (по сравнению с бурильными трубами) диаметра, используемые при разбуривании или размывании цементного камня, осыпавшейся породы, осадка и других обломочных материалов, которые могут служить причиной прихвата. Размеры обуточных труб выбирают с учетом специфики их применения. Они должны иметь достаточно большой внутренний диаметр, чтобы обеспечить проход обуриваемой ко-

лонны с соответствующим кольцевым зазором для промывки. В то же время наружный диаметр должен позволить вписаться в поперечное сечение скважин и получить кольцевой зазор для промывки и вращения без заклинивания.

Компоновка низа обурочной колонны состоит из обурочных труб с обычным или безопасным переводником наверху (для соединения с колонной бурильных труб) и с башмачным фрезером внизу. Вооружение фрезера выбирается в зависимости от того, какой материал предстоит разбуривать (породу, осадок, цементный камень или металл).

Обурочные трубы — это чаще всего толстостенные обсадные трубы со специальными резьбами, имеющими повышенную сопротивляемость скручиванию и растяжению.

Операция обуривания — это разновидность бурения, и на обурочные трубы действуют весьма большие скручивающие моменты. Чтобы избежать в таких условиях разрушения резьб, в их конструкции предусматривают упорные заплечики, аналогичные заплечикам соединительных концов бурильных труб. Для повышения прочности резьбового соединения стараются по возможности увеличить площадь поперечного сечения тела трубы в этом месте. Резьбы специальных конструкций просто необходимы, так как обычно коническая резьба обсадной трубы будет докрепляться при бурении, пока не произойдет разрушение резьбового соединения.

Обычно для увеличения зазора между стенкой скважины и обурочными трубами их изготавливают безмуфтовыми с гладкими концами. Такие же трубы применяют при капитальном ремонте скважин в обсаженных стволах. В интервалах, где велика вероятность прихвата вследствие перепада давлений, работают трубами с высаженными концами или с навернутыми муфтами.

Конструкция башмачных фрезеров должна учитывать характер работ, которые предстоит выполнить. Фрезеры с вооружением в виде фрезерованных зубьев обычно используют для разбуривания осадка, выпавшего из бурового раствора, горной породы или цементного камня. Зубья имеют прямую переднюю кромку, и, чтобы предупредить интенсивный износ и размывание циркулирующей жидкостью, их упрочняют. Если предстоит работать по стали, например по телу трубы, резьбовому соединению или металлическим обломкам, то фрезер армируют резцами из карбида вольфрама.

Конструкция фрезера должна обеспечивать условия для промывки, чтобы выносить из скважины шлам и не допускать перегрева твердосплавных резцов. Если обуривание про-

водится внутри обсадной колонны, то никаких резцов не должно быть за пределами внешнего контура боковой поверхности фрезера, чтобы не повредить обсадные трубы. Иногда для предупреждения и стирания труб и уменьшения сил трения наружную поверхность фрезера покрывают слоем бронзы.

Резцами из карбида вольфрама армируют нижний торец фрезера и по возможности внутреннюю поверхность. Если резцы частично выступают внутрь фрезера, увеличивается вероятность подъема части или всех обуриваемых труб вместе с обурочной колонной, за счет чего можно сэкономить на спускоподъемных операциях.

Большое значение имеет длина комплекта обурочных труб. Учитывая, что трубы имеют увеличенный диаметр, повышенную жесткость и гладкую поверхность ввиду отсутствия муфт, очень важно правильно выбрать длину комплекта, чтобы не допустить его прихвата. Не существует какого-либо шаблонного решения или правила для определения максимально допустимой длины, и в каждом случае решение принимается с учетом условий конкретной скважины.

Если в один прием нельзя обурить всю прихваченную колонну, то возникает необходимость отсоединения обуренной части колонны от прихваченной. Это достигается одним из следующих способов.

1. После подъема обурочной колонны спустить овершот, создать ротором крутящий момент влево и отвинтить свободную часть колонны с помощью торпеды из детонирующего шнура, как описано выше.

2. На ту же обурочную колонну вместо башмачного фрезера завернуть наружную труборезку и обрезать обуренную часть колонны.

3. Внутри обурочных труб разместить специальную обурочную труболовку, через которую можно передать обуриваемой колонне крутящий момент влево и пропустить в обуренные трубы торпеду из детонирующего шнура с целью отвинчивания.

4. Специальный разъемный соединитель спустить вместе с обурочной колонной, разместить его в верхней обурочной трубе. С его помощью соединиться с обуриваемой колонной и передать ей крутящий момент влево. Сквозь соединитель пропустить в обуренные трубы шнуровую торпеду для выполнения операции отвинчивания.

Внешний диаметр наружной труборезки несколько больше, чем обурочных труб, с которыми она спускается. Трубо-

резка оборудуется устройством для захвата под муфтой или соединительным концом обуриваемой трубы. Для гладких труб с муфтами применяется устройство с пружинными перьями, обхватывающими трубу под муфтой. Для муфтовых труб с высадкой наружу используют устройства с захватывающими элементами типа защелок или собачек со скошенными упорными поверхностями, которыми они скользят по высаженной части трубы. Для труб без муфт нужны захваты с гидроприводом, где под действием перепада давления подвижная втулка смещается вниз, одновременно приводя в действие захват и выдвигая режущие элементы в рабочее положение.

При натяжении корпус труборезки перемещается вверх, а захват упирается перьями в нижний торец муфты прихваченной трубы и сжимает находящуюся под ним пружину, которая в свою очередь передает усилие подвижной втулке под ней. Втулка смещается относительно корпуса и выводит в рабочее положение режущие элементы, которые упираются в обуренную трубу. При вращении труборезка отрезает трубу.

В конструкции практически всех труборезок используются спиральные пружины, которые гасят ударные нагрузки, предупреждая поломку режущих элементов.

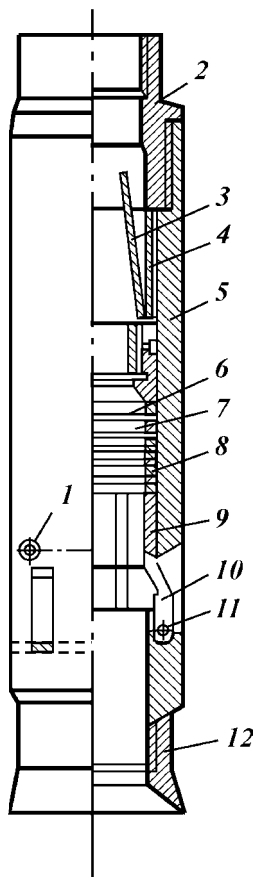
Наружная труборезка (рис. 9.11) состоит из стального корпуса 5 с тремя вертикальными окнами в его нижней части. В этих окнах на пальцах 11 крепятся резцы 10. Выше резцов в корпус труборезки вставлено кольцо 9. Своей нижней частью кольцо не дает резцам выйти через окно наружу, причем в этом положении кольцо удерживается четырьмя медными штифтами 1. На кольце, как на упоре, крепится мощная спиральная пружина 8, а под ней еще два кольца 6 и 7. Выше расположены кольцо 3 овершота с плашками и кольцо 4, которое не дает возможность овершотному кольцу передвигаться вверх.

В верхней части корпуса труборезки ввинчен переводник 2, под обсадные трубы, в нижней части — воронка с козырьком 12 для облегчения завода в корпус обрезаемых буровых труб.

Обуточная внутренняя трубоволка (рис. 9.12) является универсальным инструментом. С ее помощью можно поднять всю обуриваемую колонну или ее часть, отвинтив обуренные трубы и сократив таким образом объем спускоподъемных операций.

Обычно прихваченная колонна, нижний конец которой находится выше забоя, падает после обуривания на забой.

Рис. 9.11. Наружная трубoreзка для бурильных труб



При этом трубы гнутся, долото может выйти из строя вплоть до отламывания шарошек и даже лап, часто нарушается фильтрационная корка на стенках скважины. Поэтому поймать обуриваемую колонну и не дать ей упасть на забой — это очень важная мера, дающая существенный экономический эффект.

Обуточная труболовка состоит из двух основных частей: вала 2 со скользящим по нему заклинивающим механизмом и регулировочной обоймой с фрикционными узлами 4, ограничительными кольцами 3 и замком 5. Труболовку обычно размещают в нижней обуточной трубе, но можно разместить в любой из этих труб. Вращением нижнего переводника влево труболовка заякоривается в обуточной трубе. При этом обойма заклинивающего механизма с клинообразными сухарями скользит вверх по распорному конусу вала, увеличивается в диаметре и входит в зацепление со стенками обуточной трубы.

Под труболовкой устанавливают безопасный разъединитель. Когда в процессе обуривания труболовка сядет на "голову" обуриваемой колонны, соединение с этой колонной произойдет благодаря вращению труболовки вправо. Однако при дальнейшем вращении вправо нижний переводник 10 опустится, а следом за ним опустятся сухари 7, соскальзывая с распорного конуса 6 и выходя из зацепления со стенками обуточной трубы. Теперь труболовка прочно соединена с обуриваемой колонной, а контакт с обуточными трубами осуществляется только через фрикционные узлы регулировочной обоймы.

Возникающий при промывке скважины перепад давления отжимает вниз ограничительные кольца, которые, действуя через систему обойм, удерживают сухари в нерабочем нижнем положении. Когда обуриваемая колонна освобождается и начинает падать вниз, она увлекает за собой вал труболовки,

Рис. 9.12. Обурочная внутренняя труболовка:

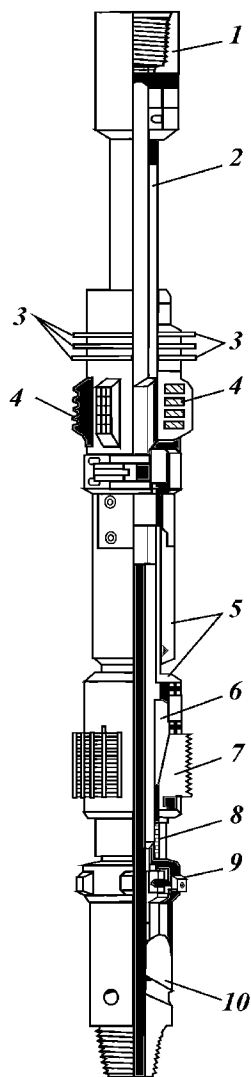
1 – верхний переводник; 2 – вал; 3 – ограничительные кольца; 4 – фрикционный узел; 5 – обойма с замком и защелками; 6 – распорный конус; 7 – сухари; 8 – возвратная пружина; 9 – центратор; 10 – нижний переводник

который своим распорным конусом отжимает сухари к стенкам обурочной трубы. Притом фрикционные узлы удерживают обоймы на месте, за счет чего сухари 7 освобождаются и, подпираемые снизу возвратной пружиной 8, движутся навстречу распорному конусу. Труболовка заякоривается, колонна повисает на труболовке.

Вместе с обурочной колонной можно поднять обуренную колонну, поэтому отпадает необходимость в специальном спуске с целью ее подъема с забоя. Когда на поверхности оказывается обурочная труба с труболовкой внутри, в верхний переводник 1 труболовки ввинчивают бурильную трубу. Затем труболовку поднимают, вручную отключают заклинивающий механизм, спускают на бурильных трубах в башмак обурочной колонны и там снова заякоривают, а бурильные трубы извлекают. После подъема обурочных труб можно поднять обуренную колонну без дополнительных затрат времени.

Если прихваченную колонну нельзя обурить за один рейс, то труболовку заякоривают натяжением обурочной колонны при остановленных насосах. После этого можно создать крутящий момент влево и с помощью торпеды из детонирующего шнура отвинтить освобожденную часть колонны и поднять ее на труболовке вместе с обурочными трубами.

Если “голова” прихваченной колонны находится в каверне и накрыть ее обычной обурочной компоновкой трудно, можно спустить под труболовку слегка изогнутую трубу. С помощью такой сравнительно гибкой трубы, свисающей из-под



башмака обурочной колонны, гораздо проще соединиться с "головой" труб к каверне.

Непосредственно под внутренней труболовкой всегда устанавливают разъединитель с байонетным замком. Для предупреждения случайного срабатывания при спуске разъединитель имеет две предохранительные полосы из легкого листового металла. После соединения с прихваченной колонной создают натяжение, и полосы освобождают замок. Теперь разъединитель можно использовать по назначению. Обычно через него можно передавать прихваченной колонне момент вращения вправо и растягивающие усилия. Разъединение достигается приложением небольшого вращающего момента влево с одновременным натяжением вверх. Наличие разъединителя позволяет поднять труболовку с обурочной колонной в любое время, например при подъеме для смены башмачно-фрезера, или по другой причине.

При обуривании и извлечении длинных колонн труб, нижний конец которых упирается в забой, можно использовать разъёмные соединители с целью сокращения объема спуско-подъемных операций.

Разъёмный соединитель — это переводник, состоящий из двух частей, соединяемых байонетным замком. Он размещается внутри верхней обурочной трубы, ввинчивается в нижнюю муфту безопасного переводника и заканчивается снизу резьбой, соответствующей резьбе на "голове" прихваченной колонны. В конце операции обуривания соединитель за счет вращения вправо соединяется с "головой" обуренной колонны. Если прихваченная колонна не забита, восстанавливают циркуляцию через нее, а потом разъединяют байонетный замок, и компоновку верхней части обурочной колонны можно изменить так, чтобы было удобно проводить дальнейшие работы. Снова соединив байонетный замок, спускают шнуровую торпеду, отвинчивают и поднимают обуренные трубы.

9.5. ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕЛКИХ ПРЕДМЕТОВ

Прежде чем приступить к работам по извлечению из скважины мелких посторонних предметов, надо по возможности, выяснить, что находится в скважине. Это легко установить, когда известно, что осталось в скважине после подъема долота или что в нее случайно попало. Если тип

и форма предметов неизвестны, следует спустить печать. Полезно поместить точно такой же предмет в предохранительный ниппель обсадной колонны соответствующего размера, чтобы имитировать ситуацию на забое. На этом имитаторе можно опробовать ловильные инструменты, которые могут быть применены для извлечения предмета из скважины. Те инструменты, которые оказались неэффективными на поверхности, спускать в скважину не стоит. Гораздо дешевле устроить испытания на поверхности, чем делать лишние спуски-подъемы.

Для извлечения из скважины мелких предметов обычно применяют магнитные фрезеры, металлошламоуловители различных типов, гидростатические желонки и специальные инструменты для конкретных условий.

Магнитные фрезеры — это или постоянные магниты, встроенные в корпус с промывочными каналами, или электромагниты, спускаемые на кабеле.

У фрезеров с постоянными магнитами (рис. 9.13, а) промывочные отверстия расположены по периферии нижнего торца, что позволяет вымыть осадок и шлам и обеспечить непосредственный контакт с извлекаемыми предметами. Обычно между корпусом фрезера и магнитным стержнем имеется бронзовая втулка, поэтому при движении фрезера внутри стальных труб не возникает заметных дополнительных сил трения.

После промывки непосредственно над забоем с целью обнажения поверхности предметов, подлежащих извлечению, фрезер опускают на забой с небольшой нагрузкой и вращением ротором. Когда забой нащупан, ротор останавливают и интенсивно промывают скважину. Затем останавливают насосы, отрывают фрезер от забоя и приступают к его подъему. Во время подъема нельзя вращать колонну ротором, так как при этом увеличивается вероятность потери пойманных предметов.

Большинство магнитных фрезеров оборудуется направляющими воронками, нижняя часть которых может быть выполнена в виде зубчатой коронки (наиболее распространенная форма), может иметь остроугольный вырез или не иметь никаких вырезов. Направляющая воронки создает под магнитом защищенное с боков пространство для размещения улавливаемых предметов и предупреждает возможность соприкосновения их со стенками обсадных колонн.

Электромагнитные фрезеры (рис. 9.13, б) спускают в скважину на кабеле и включают их только по достижении

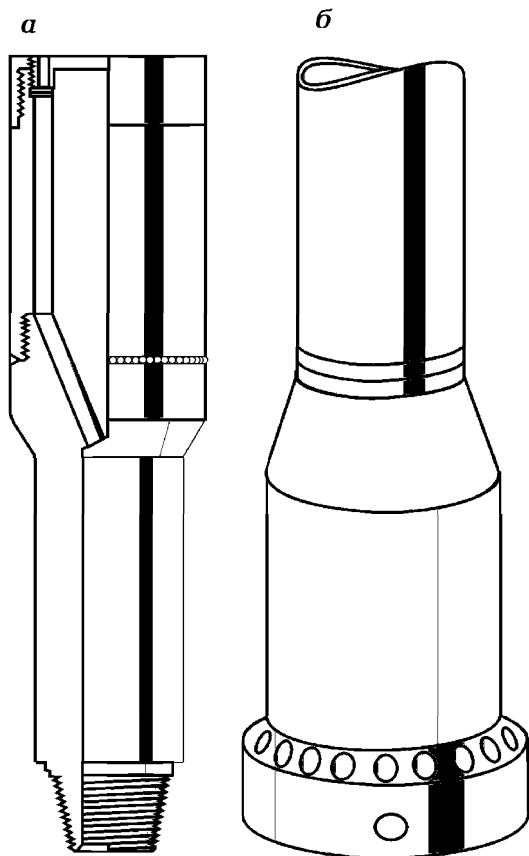


Рис. 9.13. Магнитный фрезер с постоянным магнитом (а) и с электромагнитом (б)

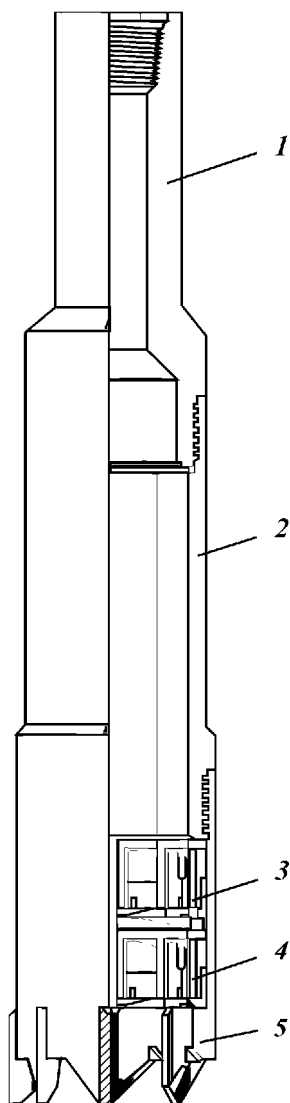


Рис. 9.14. Металлошлакоуловитель колонкового типа

забоя. Их преимущества — резкое сокращение затрат времени на спускоподъемные операции и дополнительная подъемная сила, создаваемая электромагнитом. Однако, если предметы на забое покрыты осадком или шламом, извлечь

их не удастся, так как невозможно осуществить промывку.

Магнитными фрезерами можно поднять предметы, изготовленные из ферромагнетиков. Для подъема предметов из бронзы, алюминия, карбидов и нержавеющей сталей необходимы другие способы.

Металлошламоуловители. Инструменты колонкового типа уже много лет применяются для извлечения шарошек и других предметов аналогичных размеров с забоя бурящихся скважин. Инструмент состоит из верхнего переводника 1, корпуса 2, башмачного фрезера 5 и обычно из двух пружинных кернорвателей: верхнего 3 и нижнего 4 (рис. 9.14). Он предназначен для вымывания осадка с забоя и отбора небольшой колонны породы с забоя. Два кернорвателя, один из которых с короткими пружинными перьями, отрывают керн от забоя и поднимают его на поверхность. Все посторонние предметы, находившиеся на забое, оказываются в корпусе инструмента, запертые снизу керном.

Важное условие нормальной работы металлошламоуловителя колонкового типа — свободное вращение кернорвателей в корпусе или башмачном фрезере. При спуске инструмента забой нащупывается при промывке и вращении ловильной колонны. При посадке на забой кернорватели входят в зацепление с предметами на забое и затормаживаются, а фрезер и корпус продолжают вращаться. Если кернорватели окажутся заклиненными каким-либо мусором, избытком краски, продуктами коррозии или другими посторонними материалами, то при их вращении произойдет слом пружинных перьев, и на забое только добавятся предметы, которые надо извлекать.

Во многих случаях размеры и форма предметов, находящихся в скважине, не позволяют использовать для их извлечения серийно выпускаемые металлошламоуловители. Требуется проявить изобретательность, чтобы создать необходимую конструкцию. Если диаметр стандартного инструмента слишком мал для прохода в него предметов, находящихся в забое, можно из отрезка утолщенной или обычной трубы сделать корпус самодельного ловителя. В трубе делают отверстия, расположенные по кругу, вставляют в них куски стальной проволоки и припаивают их к телу трубы в отверстиях. Получается проволочный захват внутри трубы. Такой инструмент нельзя вращать на забое, так как проволока будет поломана или вырвана из гнезд. Но если инструментом накрыть предмет на забое, то захват его удержит.

Инструмент с фрикционным захватом можно сделать из трубы с п-образными прорезями, если загнать внутрь образовавшиеся языки металла. Таким инструментом можно накрыть и поднять длинные предметы цилиндрической формы, особенно если их длина неизвестна.

Трубный "паук" — самая первая конструкция металлошлагоуловителя. "Пауки" использовались в ударно-канатном и вращательном бурении задолго до производства современных ловильных инструментов. "Паук" — это обычный самодельный инструмент, предназначенный для выполнения специфической работы. "Пауки" делают из труб, прокатанных из малоуглеродистой стали. Наиболее подходящей считается сталь с пределом текучести 280 МПа. "Паук" из стали с пределом текучести выше 390 МПа работать не будет, так как его зубья будут ломаться, а не гнуться.

Зубья "паука" вырезают газопламенной горелкой, и ведущая кромка зубьев имеет криволинейный профиль (рис. 9.15). Кроме того, эта кромка выполнена в виде клина или лезвия. Следует также обратить внимание на зазор между зубьями. Длина зубьев составляет примерно $3/4$ диаметра трубы, из которой изготавливают корпус "паука". В верхней части корпуса на резьбе или сварке устанавливается переводник для соединения с ловильной колонной.

Спуск инструмента — наиболее ответственная операция. При подходе к "голове" находящихся в скважине предметов надо восстановить циркуляцию и с проворотом ротором опустить инструмент, не создавая на него больших нагрузок. Когда зубья коснутся "головы" предмета, это обычно становится заметно благодаря рывкам ловильной колонны. После

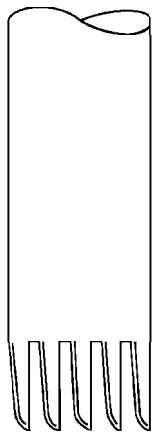


Рис. 9.15. Трубный "паук"

того как инструмент достигнет расчетной глубины (по замерам) и извлекаемые предметы войдут в корпус инструмента, рывки прекратятся. Теперь, продолжая вращать инструмент ротором, создают осевую нагрузку на него, чтобы загнуть зубья внутрь трубы (в виде "апельсиновой корки") для удержания пойманных предметов. Чтобы использовать "паук" еще раз, надо вырезать новые зубья.

Металлошламоуловители гравитационного типа располагают над долотом, фрезером, ловителем с захватом типа кернорвателя. Они работают только при циркуляции, когда восходящий поток жидкости идет по затрубному пространству. Кожух инструмента имеет сравнительно большой диаметр, поэтому в интервале против него площадь поперечного сечения затрубного пространства уменьшается, что ведет к повышению скорости восходящего потока.

У верхней кромки кожуха площадь поперечного сечения затрубного пространства резко увеличивается, что сопровождается образованием зоны разрежения восходящего потока с турбулентными завихрениями. В этом месте поднимаемые с забоя твердые частицы повышенной плотности, такие как куски металла, твердосплавные вставки, обломки зубьев, шарики из подшипников, замедляют движение и оседают в кожух. Гравитационные металлошламоуловители можно спускать по два (один над другим), чтобы увеличить суммарный объем кожухов. Некоторые буровики размещают между ними несколько труб.

Нельзя допускать проведение сварочных работ на валу металлошламоуловителя в промысловых условиях. Буровики усиливают соединение кожуха с валом, приваривая косынки, но без соответствующей термообработки это может привести к образованию трещин и закончиться аварией.

Гидростатические желонки. Когда надо удалить из скважины посторонние предметы, неоднородные по размеру и составу, можно воспользоваться гидростатической желонкой. Желонки выпускают для спуска на трубах и на канате. В работе всех желонки используется принцип перепада гидростатического давления. Сила, с которой предметы проталкиваются через ловец в корпус желонки, зависит от плотности жидкости в скважине. Многие желонки можно опускать на забой многократно, пока все посторонние предметы не будут выловлены, а скважина — очищена. Желонки особенно эффективны для извлечения шарошек, подшипников, кусков металлических труб, болтов, гаек, остатков перфораторов и немагнитных предметов.

Осевые торпеды спускают в скважину на трубах или на кабеле. Они имеют довольно мощный кумулятивный заряд взрывчатки, предназначенный для разбивания находящихся в скважине предметов, которые не удастся извлечь обычными ловильными инструментами. После взрыва обломки извлекают магнитными фрезерами или металлошламоуловителями. Вследствие большой силы взрыва могут образоваться каверны, а часть обломков окажется забитой в стенки скважины. Несмотря на то что торпеда сконструирована так, чтобы сила взрыва была направлена только вниз, практически это трудно осуществить.

Расстояние от торпеды до цели играет огромную роль, поэтому когда торпеду спускают на трубах, над объектом взрыва осуществляют промывку, чтобы повысить эффективность воздействия. Если торпеду спускают на кабеле, то перед этим надо спустить долото, чтобы гарантировать спуск торпеды непосредственно до цели.

Никогда не следует взрывать осевые торпеды внутри труб или обсадных колонн, так как взрывом можно повредить трубы и ухудшить состояние аварийной скважины.

Фрезер используют для разрушения и измельчения подлежащих извлечению из скважины посторонних предметов. Форма фрезера определяется его назначением:

а) фронтального действия: плоский (рис. 9.16, а), конический (рис. 9.16, б) и цилиндрический (рис. 9.16, в);

б) внешнего воздействия: в форме усеченного конуса (рис. 9.16, в), конический (рис. 9.16, г), цилиндрическо-конический (рис. 9.16, д) и цилиндрический (рис. 9.16, е);

в) внутреннего воздействия: цилиндрическо-конический (рис. 9.16, з) и комбинированного воздействия (рис. 9.16, и).

Применяют фрезеры и других конструкций (рис. 9.16, к, л, м, н). Работы по фрезерованию очень трудоемки и требуют много времени, поэтому к этому способу ликвидации аварии следует прибегать в крайних случаях.

Поскольку фрезеры являются в основном режущими инструментами, подход к ним должен быть такой же, как к металлорежущим инструментам в машиностроении. Надо обеспечить необходимую линейную скорость резания. Фрезер диаметром 100 мм должен вращаться с частотой 175 об/мин, а диаметром 300 мм — около 60 об/мин. Работа при больших частотах вращения обеспечивает эффект резания, предупреждает дробление, разрушающе действующее на твердосплавные материалы. Включать насосы и начинать промывку надо до того, как фрезер начнет работать.

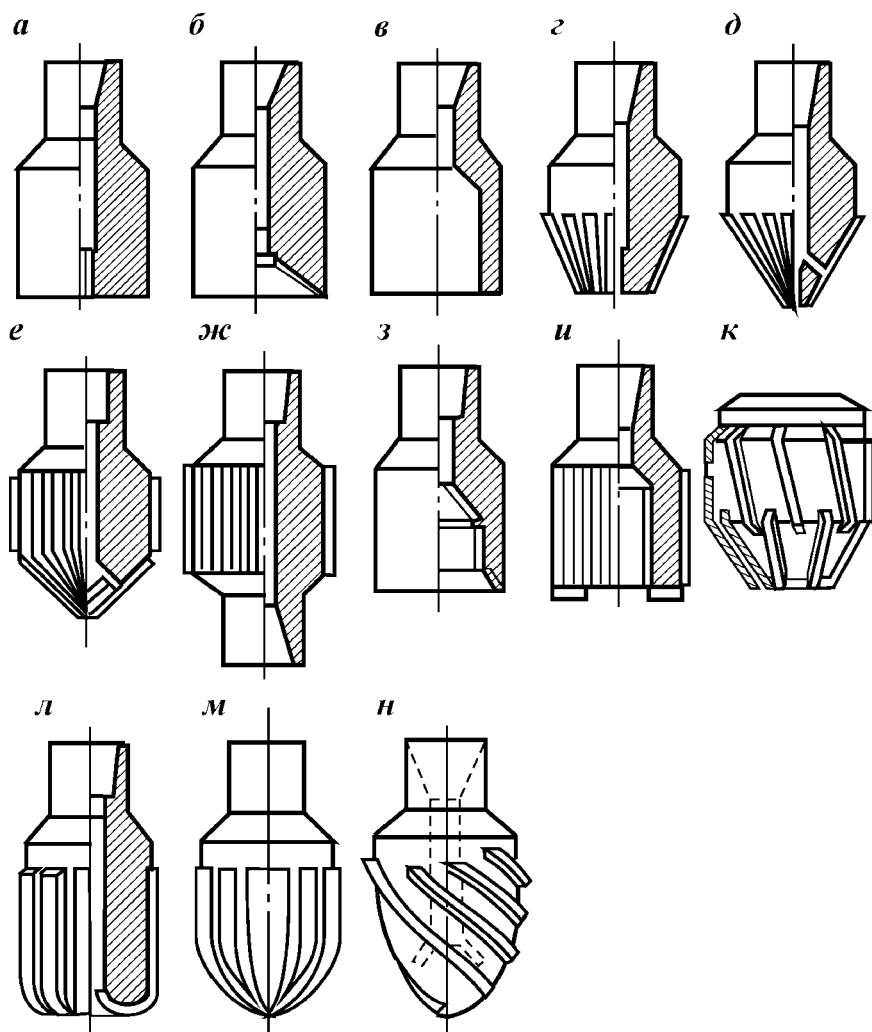


Рис. 9.16. Фрезеры различных типов

Образующийся шлам должен удаляться своевременно, иначе его накопление приведет к сальникообразованию и даже закупорке инструмента или затрубного пространства. Чтобы обеспечить вынос шлама, промывочная жидкость должна иметь вязкость 50–80 мПа·с. Инструмент следует нагружать осторожно, и в течение получаса надо выбрать оптимальную скорость его подачи, обеспечивающую эффективный процесс фрезерования. При излишней нагрузке инструмент будет пе-

регретаться, в результате чего наплавка будет содрана целиком вместе с карбидом вольфрама и связующим материалом.

Если нет условий для выноса шлама на поверхность, надо включать в состав колонны гравитационные металлошламоуловители, располагая их непосредственно над фрезером или над УБТ. Иногда можно использовать обратную циркуляцию. В этом случае условия для выноса шлама на поверхность гораздо лучше, так как площадь поперечного сечения внутреннего канала труб меньше, чем площадь сечения затрубного пространства, соответственно и скорость восходящего потока будет больше. Однако надо иметь в виду опасность закупорки промывочных каналов инструмента и труб стальной стружкой и обломками.

В желобной системе после вибросита часто располагают магниты, чтобы улавливать мелкую стальную стружку, прошедшую сквозь сито. Это помогает точнее оценить массу разбуренного металла и препятствует попаданию в насосы абразивного материала.

9.6. ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ, ВЫЗВАННЫЕ ОСТАВЛЕНИЕМ В СКВАЖИНЕ ИНСТРУМЕНТОВ НА КАБЕЛЕ ИЛИ КАНАТЕ

Работы по извлечению из скважины кабеля или каната и инструментов, спущенных на нем, могут оказаться очень сложными. Здесь надо учитывать, на чем спустились инструменты: на канате или кабеле, оборван этот канат или нет. Если кабель не оборван, то лучше не пытаться освободить его за счет дополнительного натяжения. В лучшем случае произойдет обрыв над инструментами (или приборами), находящимися в скважине, что грозит потерей дорогостоящих инструментов. А если в числе инструментов окажется радиоактивный источник, то ситуация может стать очень серьезной.

Для ликвидации такой аварии можно воспользоваться одним из двух методов, связанных со спуском в скважину колонны труб. Первый метод — спуск труб “поверх” кабеля, а второй — спуск на трубах овершота с боковым окном.

Спуск труб “поверх” кабеля — наиболее безопасный метод, обеспечивающий высокую вероятность успеха. Его рекомендуется применять в глубоких необсаженных скважинах,

а также при ликвидации прихватов радиоактивных инструментов. К недостаткам метода следует отнести необходимость разрезания кабеля и большие затраты времени на спускоподъемные работы.

Для ведения работ по этому методу необходим специальный набор инструментов (рис. 9.17), который практически больше нигде не применяется. В этот набор входят бурильная труба 1, зажим 8 для кабеля с Т-образной подвеской, две кабельные головки 4, цилиндрический груз 5 и овершоты: спускаемый в скважину 2 и для работы на поверхности 6, а также плита с прорезью и переводник 7 (с проточкой) под эту прорезь и копьеобразной головкой для захвата овершотом.

Кабель 10, идущий к прихваченному инструменту, слегка

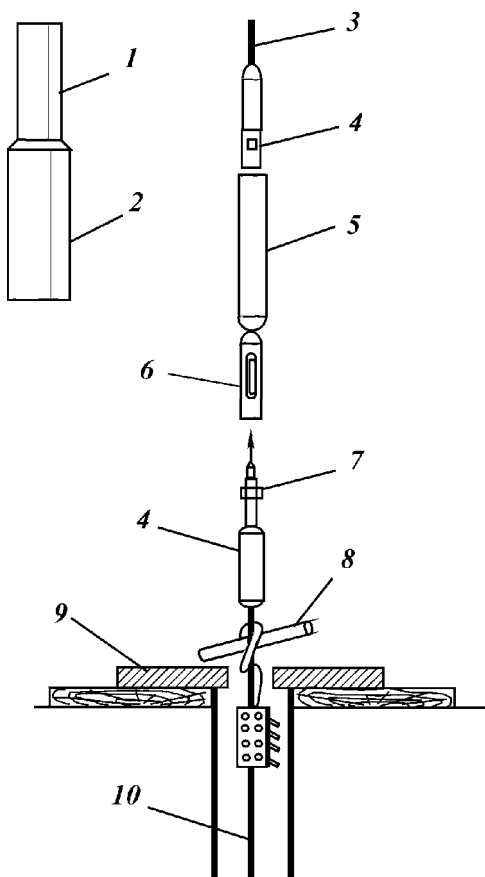


Рис. 9.17. Компонировка инструмента для спуска труб «поверх» кабеля

натягивают (10 кН) и на него крепят зажим 8 на уровне колонной головки или стола ротора 9, после чего кабелю дают слабину, подвешивая его на зажиме. Затем кабель разрезают над зажимом на удобном для работы расстоянии. При этом надо иметь в виду, что в наклонных скважинах протяженность кабеля от прихваченного инструмента до устья увеличивается, когда кабель окажется в трубах, спущенных в скважину. Полученную при разрезе нижнюю часть кабеля оборудуют кабельной головкой, к которой присоединяют переводник с проточкой и копьеобразной головкой. Конец верхней части кабеля 3 (полученной при разрезе) пропускают через ролик на кронблоке и оборудуют кабельной головкой, к которой присоединяют цилиндрический груз 5 с овершотом 6.

Порядок спуска труб показан на рис. 9.18. На первую спускаемую в скважину свечу труб 1 наворачивают снизу овершот 2, предназначенный для захвата оставленного в скважине

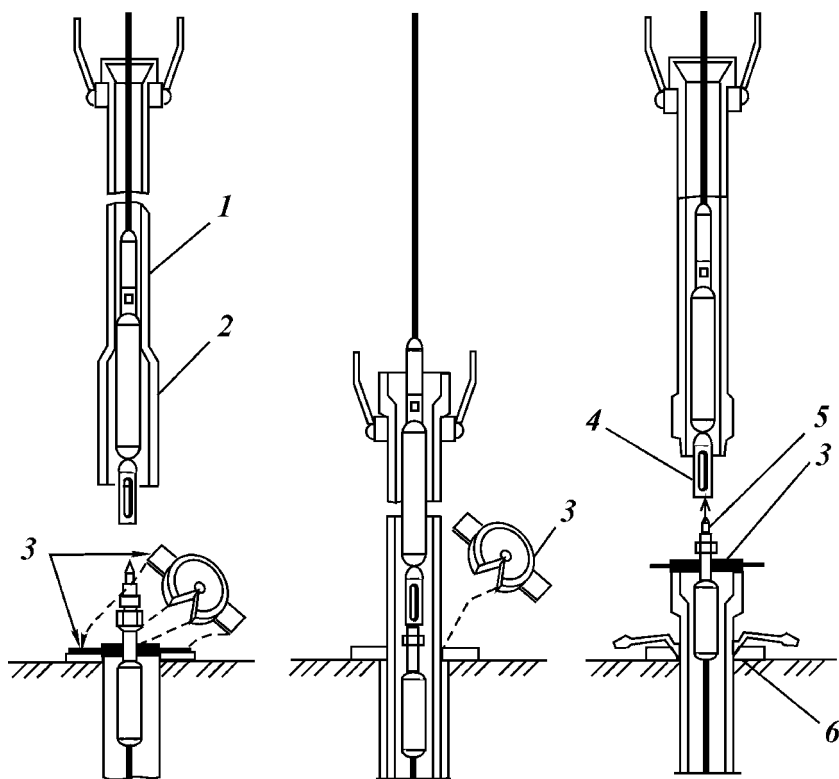


Рис. 9.18. Последовательность операций при спуске труб "поверх" кабеля

инструмента. Конец верхней части кабеля поднимают до верхнего торца свечи, где верховой рабочий опускает овершот с грузом внутрь свечи. По внутреннему каналу свечи овершот 4 с грузом опускается до пола буровой, где один из помощников бурильщика соединяет его с копьеобразной головкой переводника нижней кабельной головки. Натягивают кабель лебедкой каротажного подъемника и снимают зажим с подвеской. Спускают свечу бурильных труб и сажают ее на стол ротора 6.

На проточку переводника 5 нижней кабельной головки надают прорезью опорную плиту 3, дают слабину кабелю, и плита садится на верхний торец свечи. Снимают овершот с головки переводника и приступают к спуску следующей свечи, повторяя описанные операции.

Перед навинчиванием овершота на нижнюю свечу необходимо убедиться, что внутренний канал овершота позволяет достигнуть той части прихваченного инструмента, за которую планируется осуществить захват. На нижнем торце овершота или направляющей воронки не должно быть острых кромок, которые могут перерезать кабель в местах перегиба ствола скважины или при посадке на уступ.

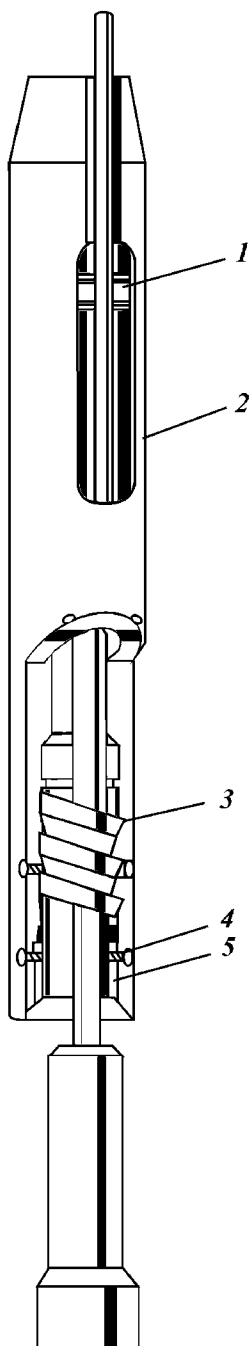
Когда трубы будут спущены до прихваченного инструмента, необходимо проверить, удалось ли захватить его овершотом. Первая проверка осуществляется путем небольшого натяжения труб. Кабель при этом должен дать слабину. Вторая проверка осуществляется при промывке, так как наличие инструмента в овершоте будет отмечено повышением давления на выкиде насосов. Чтобы обеспечить возможность промывки скважины, на верхнюю свечу навинчивают переводник со специальным карманом, в который можно "спрятать" нижнюю кабельную головку с переводником. После этого на трубы навинчивают ведущую трубу с вертлюгом или промывочную головку.

Убедившись, что овершот надежно захватил прихваченный инструмент, снова крепят зажим на кабеле, снимают кабельную головку, набрасывают кабель на элеватор и буровой лебедкой обрывают кабель в кабельной головке прихваченного инструмента. Освободившийся кабель наматывают на барабан каротажного подъемника, а пойманный инструмент поднимают с бурильными трубами.

Все инструменты (кабельные головки, корпуса и ловильные проточки приборов и инструментов, присоединяемых к кабелю), спускаемые в скважину, должны быть тщательно замерены.

Рис. 9.19. Овершот с боковым окном:

1 – ролик; 2 – корпус; 3 – захват; 4 – винт ограничительного кольца; 5 – ограничительное кольцо



Овершот (рис. 9.19) имеет боковое окно в корпусе для пропуска кабеля. Нижняя часть окна переходит в продольный разъем, благодаря чему нижнюю часть окна корпуса 2 можно разобрать на две части и в таком виде надеть овершот на кабель сбоку, заправив кабель внутрь захвата 3 овершота. После этого отсоединенная часть корпуса крепится на прежнее место, и овершот готов к спуску в скважину по кабелю. Спускают его на бурильных или насосно-компрессорных трубах и захватывают прихваченный инструмент за ловильную проточку или за корпус.

Преимущества этого овершота — отсутствие необходимости резать кабель и меньшие затраты времени на спуско-подъемные операции. При заправке кабеля в захват необходимо принять меры, чтобы его не заклинило и не обрезало кромками захвата. Поскольку кабель находится за трубами, надо по возможности избегать проворота труб, чтобы не наматывать на них кабель.

Все глубокие скважины с открытым стволом имеют отклонения от вертикали. Обычно этого достаточно, чтобы кабель при движении вверх прорезал канавки в фильтрационной корке на стенках скважины, благодаря чему значительно возрастают силы трения и даже может произойти прихват кабеля вследствие перепада давления. Поэтому овершот с боковым окном не применяют для ликвидации аварий в глубоких скважинах с открытым стволом.

За последние годы в практике геофизических исследований скважин резко

возросли объемы применения источников радиоактивного излучения. Когда источник оказывается прихваченным или его оставили в скважине, выясняется, что многие производственники имеют смутные понятия о действующих правилах на такой случай.

Радиоактивный источник должен быть извлечен из скважины неповрежденным (если проведение работ окажется целесообразным с точки зрения экономики) или может быть захоронен в скважине, если это не создаст угрозу персоналу и оборудованию в будущем.

Если источник извлечь нельзя, геофизическое предприятие должно поставить в известность местные власти. После этого рассматриваются планы работ и принимаются решения, которые следует согласовывать с заинтересованными службами. Если источник остается в непродуктивной скважине, полная информация о нем должна содержаться во всей документации. На колонной головке или соответствующем репере, устанавливаемом на устье скважины, должна быть смонтирована металлическая плита с выгравированной информацией об источнике.

Если источник остается ниже продуктивной зоны, то обычного спуска обсадных труб с последующим цементированием бывает достаточно для его надежной изоляции. Большинство капсул с радиоактивными источниками имеют корпус, способный противостоять коррозии и эрозии в течение многих лет. Наибольшую опасность представляют потоки жидкости или газа, несущие песок или другой абразивный материал. Чтобы получить согласие на захоронение источника в скважине, должно быть представлено веское обоснование отсутствия возможности попадания капсулы в такой поток, а также повреждения ее при забурировании и дальнейшей проходке второго ствола скважины.

Извлечение оборванного кабеля

Когда кабель обрывается, он падает в скважину совсем не так, как упала бы веревка или цепь. Чем толще кабель, тем больше его жесткость, и чем меньше диаметр скважины или труб, тем выше останавливается в них кабель при падении. Поскольку оба эти фактора изменяются в довольно широких пределах, трудно рекомендовать какое-либо эмпирическое правило, за исключением необходимости помнить, что кабель всегда может оказаться выше, чем вы ожидаете.

Ерш (рис. 9.20) — наиболее подходящий инструмент для извлечения кабеля. Габариты ерша должны соответствовать диаметру труб или скважины, куда его спускают, а крючки ерша должны заклинивать попавший в них кабель, чтобы вытянуть его в линию при необходимости. Если ерш спускают в трубы, то над ним надо установить фланец или муфту-ограничитель. Зазор между ограничителем и стенкой труб должен быть таким, чтобы кабель не мог оказаться выше ограничителя. Это препятствует погружению ерша слишком глубоко в спутанный кабель и образованию над ершом сальника из кабеля, который может заклинить ловильную колонну.

Всегда надо стараться вести ловильные работы в районе



Рис. 9.20. Схема работы ершом



Рис. 9.21. Двухрожковая вилка

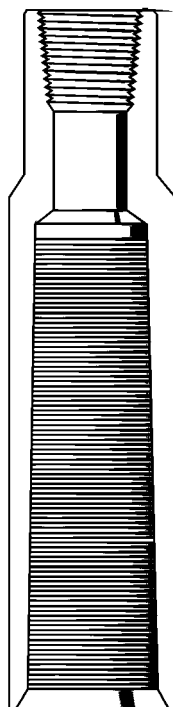


Рис. 9.22. Ловильный колокол

“головы” кабеля. В противном случае кабель может сместиться вниз, масса спутанного кабеля уплотнится и трудно будет внедрить в нее ерш, чтобы зацепить кабель крючком.

Когда ершом зацепить кабель не удастся, обычно спускают двухрожковую вилку (рис. 9.21). Она позволяет захватить кабель не изнутри, а снаружи. Конструкция вилки должна обеспечить проход кабеля между рожками и заклинивание его в крючках. После того как двух- или трехрожковой вилкой удастся несколько разуплотнить массу кабеля и поднять его “голову” выше, снова спускают ерш, так как он считается самым надежным инструментом.

Если ерш спускают под башмак обсадной колонны, то ограничитель над ним не ставят, потому что в расширенной части открытого ствола кабель может оказаться над ограничителем и при подъеме в башмак заклиниться, препятствуя дальнейшему подъему.

Если кабель спрессовался в клубок, в который невозможно внедрить ни ерш, ни вилку, то можно попытаться навести на этот клубок ловильный колокол (рис. 9.22). Зазор между колоколом и стенками скважины должен быть минимальным. Также минимальной должна быть толщина стенки колокола у его нижнего торца. Захваченный колоколом кабель вытягивают в линию, перемещая вверх положение “головы” кабеля.

Необходимо постоянно следить за количеством извлеченного кабеля. Поскольку он обычно спутан, часть оплетки содрана и первоначальная длина его изменилась, остается единственный способ оценить его количество — это взвешивание. Зная массу единицы длины кабеля, можно определить длину извлеченной части, а отсюда — длину оставшейся в скважине части кабеля.

Когда в скважине остается сравнительно короткий (до 30 м) обрывок кабеля над прихваченным прибором или инструментом, то кабель обычно не спутывается, а располагается по прямой вдоль скважины. В этом случае можно попытаться накрыть его овершотом и пропустить в ловильную колонну, а овершотом захватить прихваченный инструмент и извлечь его вместе с кабелем. Во внутреннем канале овершота, удлинителя и труб над овершотом не должно быть сужений и уступов. Овершот спускают медленно, с поворотом. Извлечение короткого куска вместе с инструментом намного дешевле работ по извлечению кабеля.

Когда в скважине прихватывают инструмент, спускаемый на канате, обычно рекомендуют отрезать канат как можно ниже, поднять его и приступить к извлечению инструмента с помощью колонны труб. Такие рекомендации иногда целесообразны и в случае прихвата инструментов, спускаемых на кабеле, если прихват произошел в обсаженной скважине.

На ранних стадиях развития канатно-кабельной техники устройство для отрезания спускалось по прихваченному при помощи еще одного каната, который тоже часто оказывался прихваченным, в результате чего ситуация усложнялась. С появлением взрывных перерезывающих устройств старый метод почти забыт.

В настоящее время наиболее распространенное режущее устройство для каната и кабеля (рис. 9.23) — это инструмент цилиндрической формы, габариты которого позволяют спустить его в НКТ наружным диаметром 50,8 мм для перерезания каната диаметром 14,3 мм. По специальному заказу может быть поставлен инструмент меньшим размером.

Заправив канат в направляющую втулку инструмента, его опускают в скважину, и он скользит вниз вдоль каната под действием собственного веса. После того как он достигнет места прихвата, сверху по канату сбрасывают груз. От удара груза в корпусе канаторезки срабатывает миниатюрное взрывное устройство, которое толкает клин, скользящий по тыльной поверхности режущего элемента. Режущий элемент выдвигается внутрь направляющей втулки и перерезает находящийся там канат (рис. 9.24).

Чтобы канаторезка опустилась по канату как можно ниже, рекомендуется расхаживать прихваченный канат, натягивая его и опуская на 1,5–2 м с резким торможением. Это иногда помогает канаторезке преодолеть некоторые препятствия. Однако она может остановиться на утолщениях, образованных при сращиваниях или при креплении меток на канате, а также в смятых трубах. Точную глубину отрезания каната или кабеля можно узнать только после подъема отрезанного конца.

Выпускаются также канаторезки с подачей сигнала взрывному устройству от электронного таймера. Их применяют в скважинах, где интенсивно оседающие твердые частицы покрывают верхний торец инструмента и, амортизируя удар падающего груза, препятствуют срабатыванию взрывного ус-

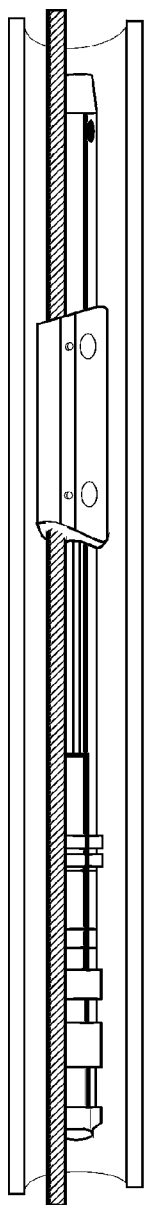


Рис. 9.23. Канаторезка

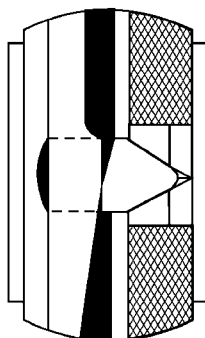


Рис. 9.24. Схема действия канаторезки

тройства. Спускают их также в наклонные скважины, где невозможно обеспечить необходимую скорость падения груза.

9.7. ИЗВЛЕЧЕНИЕ ИЗ СКВАЖИН ПРИХВАЧЕННЫХ ПАКЕРОВ

К ловильным работам, проводимым при извлечении прихваченных пакеров, применимо общее правило аварийных работ: надо иметь как можно больше информации об оборудовании, находящемся в скважине. Если известен шифр пакера и фирма-изготовитель, можно получить исчерпывающую информацию о габаритах, типе пакера, методе пакеровки и снятия, размерах. Во многих случаях очень полезно доставить на скважину точно такой же пакер. Это особенно помогает ловильным работам, когда планируется часть оборудования оставить в скважине. Желательно сохранять старые каталоги, так как фирмы-изготовители часто меняют конструкции и названия, устраивают распродажи и прекращают деловую деятельность.

Пакеры делятся на две основные категории — съёмные и несъёмные. Съёмные пакеры различаются по способу пакеровки: при посадке, натяжении и вращении колонны труб, на которых спускают пакер. Некоторые пакеры имеют гидравлическое якорное устройство над уплотняющим узлом, и не требуется никакой нагрузки со стороны труб. Другие пакеруются за счет изменения давления, а для снятия их необходимо вращение ротором и создание нагрузки для срезания стопорящих шпилек или колец.

По сравнению со съёмными пакерами устройство несъёмных гораздо проще. Они состоят из уплотняющего узла и якорных механизмов для удержания пакера от перемещений вверх или вниз. Эта схема может видоизменяться за счет длины уплотняющих элементов или включения добавочных узлов, таких как взрывное устройство под пакером.

После определения типа пакера, находящегося в скважине, принимаются меры для его извлечения или, если есть необходимость, для соединения с ним. Трубы, на которых спущен пакер, расхаживают с целью убедиться, что они не прихвачены и что силы трения не мешают ведению работ. Если пакер снимается за счет вращения, нужно передать вращающий момент вниз. Для этого на трубах делается метка против уровня стола ротора, трубы закручивают вправо и расхаживают. Это способствует более равномерному распределению напряжений кручения по длине колонны.

Надо замерить удлинение колонны при его натяжении и приблизительно определить глубину кровли зоны прихвата.

Желательно получить более точную информацию за счет спуска прихватомера. Если клинья якорей не удастся вывести из зацепления с обсадной колонной, иногда оказывается эффективным взрыв шнуровой торпеды в корпусе пакера.

Если позволяет геологический разрез, можно создать дополнительное давление под пакером, действие которого будет способствовать извлечению пакера. Можно сделать отверстие в НКТ непосредственно над пакером, чтобы промыть скважину, если в затрубном пространстве накопилось много твердой фазы, выпавшей из жидкости, заполняющей скважину. Если пакер имеет якорный механизм с гидроприводом, можно увеличить давление в затрубном пространстве, чтобы попытаться перевести механизм из рабочего в транспортное положение.

Если прихвачен съёмный пакер, часто очень эффективно отбивание яссами. Колонна труб над пакером отвинчивается или отрезается, после чего спускают ловильную колонну с яссами, и работы ведут, как описано выше.

Для извлечения пакеров применяют также обуривание и в случае необходимости фрезерование. К обуриванию приходится прибегать, когда часть труб над пакером прихвачена осевшей из жидкости твердой фазой. Если длина прихваченных труб небольшая и можно провести обуривание в один прием, то в компоновку низа обурочной колонны можно включить овершот с ловителем типа защелки или собачки, который может захватить обуриваемую трубу под муфту, как это делается при работе наружной трубобрезкой. Вооружение башмачного фрезера выбирается в зависимости от материала, подлежащего разбуриванию. Для осадка, шлама или цементного камня лучше подходит зубчатый фрезер, а для разбуривания пакера — фрезер с наплавкой карбида вольфрама.

Фрезерование и извлечение несъемного пакера — очень распространенные операции. Компоновка низа ловильной колонны включает армированный карбидом вольфрама фрезер, пилотный удлинитель малого диаметра и освобождающуюся внутреннюю трубоволну или захватывающее устройство. Следует особо подчеркнуть, что пилотный удлинитель должен быть навинчен и докреплен, после чего резьба фиксируется против отвинчивания шпилькой, винтом или пояском. Дело в том, что удлинитель будет вращаться внутри относительно узкого проходного канала пакера и под воздействием сил трения о стенки может отвинтиться.

При работе в обсадных колоннах небольшого диаметра лучше применять торцовые фрезеры, а не башмачные, кото-

рые в таких габаритах не отличаются прочностью. Небольшой зазор между фрезером и обуриваемым пакером может привести к заклиниванию. В колоннах большого диаметра рекомендуется работать башмачными фрезерами с наплавкой карбида вольфрама на внутренней поверхности, обеспечивающей свободный проход обуриваемого пакера внутрь фрезера. Наружная поверхность фрезера должна быть отшлифована, чтобы не повредить обсадные трубы. Башмачный фрезер должен иметь корпус достаточной длины, чтобы в нем разместился весь уплотняющий узел пакера с удлинительными.

Захватывающие устройства могут быть разных конструкций, но в большинстве из них используются байонетный замок и рабочие пружины, обеспечивающие срабатывание механизма устройства. В транспортном положении устройство спускается в канал пакера и после разбуривания верхней части пакера оказывается в более широком канале под пакером. Здесь срабатывает механизм, выдвигающий клинья или другой какой-нибудь захват за пределы канала пакера, и при подъеме ловильной колонны устройство упирается в нижний торец пакера и передает ему усилие, направленное вверх.

После разбуривания фрезером интервала, равного длине якорного узла пакера, прекращают вращение, останавливают насосы и натягивают ловильную колонну. Часто этого бывает достаточно, чтобы освободить пакер и поднять его из скважины.

При отсутствии патрубка под пакером в компоновку обурочной колонны над башмачным фрезером включают внутреннюю труболовку с байонетным замком и захватом, рассчитанным на заклинивание в канале пакера. Захват труболовки может быть зафиксирован в рабочем положении срезной шпилькой из бронзы. Ни в каких других случаях захват труболовки не следует фиксировать в рабочем положении.

При разбуривании пакеров необходимо соблюдать требования к работе инструментом, армированным карбидом вольфрама. Если при разбуривании пакер или часть его начнет проворачиваться, скорость бурения резко упадет. В таком случае надо остановить насосы и недолго побурить без промывки. Можно также, приподнимая и опуская ловильную колонну несколько раз, ударить фрезером по пакеру, чтобы заклинить его в неподвижном положении.

9.8. ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В КАВЕРНАХ

В скважинах с открытым стволом "голова" оборванных труб часто уходит в каверну. Обычная ловильная колонна с овершотом может пройти мимо "головы" труб и коснуться их гораздо ниже. В этом случае при вращении колонны направляющая воронка овершота слегка подклинивает, потом срывается. Может оказаться, что соединиться с оборванными трубами спущенной компоновкой не удастся.

Труба, слегка изогнутая вблизи ниппеля и включенная в компоновку ловильной колонны непосредственно над овершотом, отводит инструмент под углом в сторону и иногда позволяет соединиться с ушедшей в каверну "головой" труб. Это самый простой и доступный способ. Некоторые специалисты используют переводник с боковым соплом. При прокачке жидкости из сопла выбрасывается струя, отжимающая переводник к противоположной стенке скважины. Этот способ не везде можно применять, так как струя размывает не только фильтрационную корку на стенке скважины, но и стенку.

Изготавливают специальные переводники, оси резьб которых наклонены друг к другу под определенным углом. Их называют кривыми переводниками, зарубочными переводниками, переводниками со смещенными осями. Их можно применять вместо кривой трубы. Если использование кривой трубы не дает эффекта, можно заменить направляющую воронку овершота специальной направляющей воронкой с отводным крючком (рис. 9.25). Эту воронку сажают на оставленную в скважине трубу ниже "головы", находящейся в каверне. Вращая ловильную колонну, захватывают крючком эту трубу и начинают медленно поднимать ловильную колонну, не уменьшая момента кручения. При этом "голова" трубы выходит из каверны и оказывается в продольной прорези воронки. Подъем ловильной колонны останавливают и, спуская вниз, накрывают овершотом "голову" трубы. Схема работы отводным крючком показана на рис. 9.26.

При работе направляющей воронкой с отводным крючком надо помнить, что на крючок действуют большие нагрузки, и перегружать его нельзя ни крутящим моментом, ни продольными усилиями, так как он может сломаться и осложнить аварию.

Если описанными выше инструментами не удастся на-

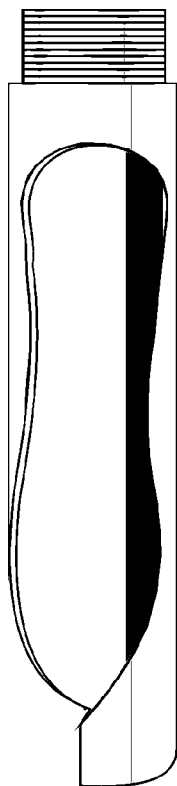


Рис. 9.25. Направляющая воронка с отводным крючком

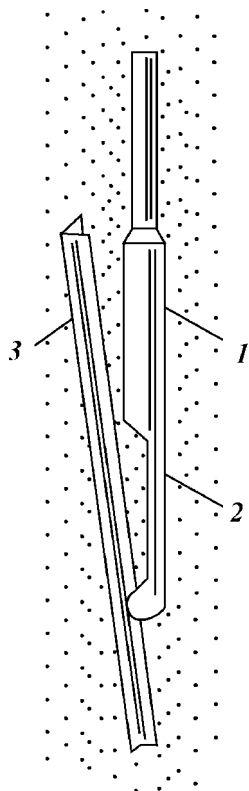


Рис. 9.26. Схема работы отводным крючком:

1 – овершот; 2 – отводной крючок;
3 – отклонившаяся труба

крыть "голову" оборванных труб, то в компоновку ловильной колонны можно включить шарнирное соединение, поместив его непосредственно над овершотом с отводным крючком. Это соединение действует по принципу плоского шарнира, т.е. отклоняется от вертикали только в одной плоскости. Компоновку, состоящую из воронки с отводным крючком 3, овершота 2 и шарнирного соединения 1 (рис. 9.27), собирают на мостках так, чтобы при отклонении от вертикали и вращении вправо воронка была ориентирована прорезью вперед. Для изменения ориентации воронки предусмотрен набор регулировочных прокладок.

После спуска на нужную глубину включают насос и начинают промывку скважины. За счет перепада давления в

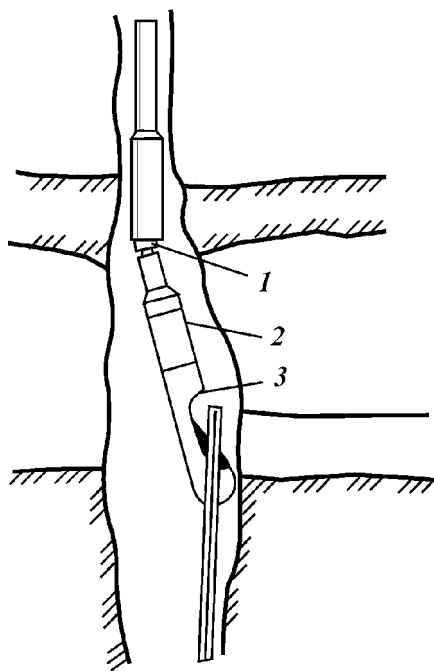


Рис. 9.27. Схема работы шарнирным соединением с отводным крючком

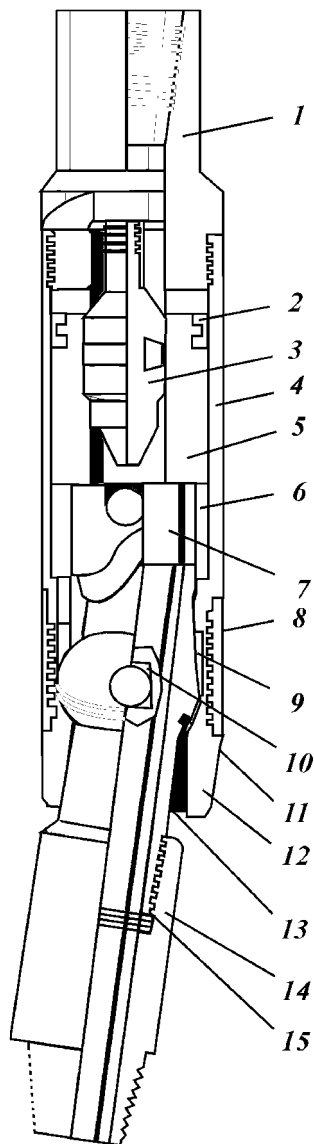


Рис. 9.28. Шарнирное соединение:

1 – верхний переводник; 2 – уплотнение; 3 – пробка с каналом; 4 – кожу; 5 – поршень; 6 – втулка регулируемого рычага; 7 – регулируемый рычаг; 8 – соединительная муфта; 9 – замковое кольцо; 10 – ось шарнира; 11 – уплотнительное кольцо; 12 – корпус шарнира; 13 – стрела шарнира; 14 – нижний переводник; 15 – прокладки

пробке с проходным каналом уменьшенного сечения стрела шарнира вместе с овершотом отклоняется от вертикали под углом $7^{\circ} 30'$ (рис. 9.28). Не останавливая насос, начинают проворачивать ловильную колонну, стараясь зацепить отводным крючком трубы в каверне. Пробку с каналом уменьшенного сечения можно спускать вместе с шарнирным соединением

или продавить промывочной жидкостью после спуска компоновки до нужной глубины.

Шарнирное соединение — это непрочный инструмент, который не рассчитан на сильные удары ясса, поэтому после соединения с трубами выясняется, что они прихвачены, пробку извлекают овершотом малого диаметра, спущенным на проволоке. Затем спускают прихватомер и соответствующую торпеду для отсоединения свободной части труб в интервале, где диаметр скважины близок к номинальному. Отсоединенные трубы поднимают, а в скважину спускают ловильную колонну с яссами и без шарнирного соединения.

Длительный опыт проводки скважин показал, что некоторые эффекты, сопровождающие осложнения, могут полезно использоваться в технологии бурения.

Многочисленными данными подтвержден, например, факт резкого увеличения механической скорости проходки при вхождении долота в зоны АВПД. Наблюдается увеличение скорости проходки при снижении плотности и вязкости бурового раствора даже при его разбавлении пластовыми флюидами.

Упомянутые эффекты обусловлены, в первую очередь, уменьшением разности давлений между скважиной и разбуриваемыми горными породами.

10.1. РОЛЬ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Лучше всего показатели работы долота (механическая скорость проходки и проходка на долото) коррелируются с дифференциальным давлением на забое (с разностью между давлением со стороны скважины на забой и внутриворонным — пластовым давлением). Чем меньше эта разность, тем эффективнее разрушается порода долотом. Очевидно, дифференциальное давление на забое является комплексным гидродинамическим показателем, который значительно влияет на характер взаимодействия долота с породой на забое скважины.

Одна из главных функций циркулирующего бурового раствора — очистка забоя и ствола скважины от обломков породы. От эффективности выполнения этой функции в значительной мере зависит скорость проходки скважины. Однако

в ряде случаев гораздо больше на скорость бурения влияет другой фактор циркуляции — гидромониторный эффект размыва забоя: с увеличением скорости истечения бурового раствора из насадок долота скорость бурения увеличивается.

Скорость и режим циркуляции бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, значение дифференциального давления на забое, качество очистки забоя и ствола от разрушенной породы, степень размыва стенок скважины, энергетические затраты на циркуляцию, т.е. то, что прямо влияет на скорость бурения скважин.

С увеличением производительности промывки будет интенсифицироваться размыв породы на забое, улучшаться удаление шлама с забоя, при этом скорость бурения должна увеличиваться. Однако возникают также отрицательные эффекты: растет дифференциальное давление на забое за счет увеличения потерь напора в кольцевом пространстве, интенсифицируется размыв стенок скважины, увеличиваются энергетические затраты.

При этом потери давления в кольцевом пространстве скважины могут изменяться на единицы и даже десятки атмосфер. Эти значения иногда малы по сравнению с гидростатическим давлением столба бурового раствора, однако и они могут оказать решающее влияние, особенно тогда, когда гидростатическое и пластовое (внутрипоровое) давления близки по значению, что характерно для современной технологии бурения скважин.

Комплексные исследования, выполненные по шести скважинам штата Луизиана, показали, что роль дифференциального давления на забое в процессе проходки скважины весьма заметна особенно вблизи баланса гидродинамического и порового давлений. В подвергнутых исследованиям скважинах бурение велось в интервале 2500—4500 м, гидростатическое давление на забое составляло 35,0—100,0 МПа, пластовое давление изменялось от 27,5 до 93,0 МПа. В процессе бурения соотношение между пластовым и гидродинамическим давлениями у забоя было таковым, что дифференциальное давление на забое изменялось от положительного (+10 МПа) до отрицательного (–6,5 МПа) значения.

Для точных определений значения дифференциального давления на забое использовали прямые измерения давлений в скважинах и геофизические методы оценки внутрипоровых давлений.

Для того чтобы данные были сопоставимыми, при определении механической скорости проходки вводились поправки

на износ зубьев долота, а также на некоторое несоответствие осевых нагрузок на долота и их скоростей вращения. Результаты обработки представлены графическими зависимостями механической скорости проходки от дифференциального давления на забое.

В результате установлено, что изменение дифференциального давления на забое значительно влияет на механическую скорость проходки. Во всех анализируемых скважинах увеличение дифференциального давления от 0 до 7,0 МПа сопровождалось уменьшением механической скорости проходки на 24–73 %. Причем вид этой зависимости может быть как прямолинейный, так и криволинейный (рис. 10.1).

Выявлено также, что степень влияния дифференциального давления на механическую скорость проходки зависит от такого режимного параметра, как осевая нагрузка на долото: с увеличением осевой нагрузки на долото зависимость механической скорости проходки от дифференциального давления становится более существенной. Причем при отрицательном дифференциальном давлении, т.е. когда пластовое давление превышает гидродинамическое давление циркулирующего бурового раствора на забой скважины, скорость проходки продолжает увеличиваться, часто с возрастающим темпом (табл. 10.1).

Существенное влияние дифференциального давления на забое на эффективность работы долот установлено также в работах, выполненных в Краснодарском крае.

Путем сравнения результатов бурения скв. 158 и 154 Западно-Крестищенского газоконденсатного месторождения показано, что в результате уменьшения дифференциального

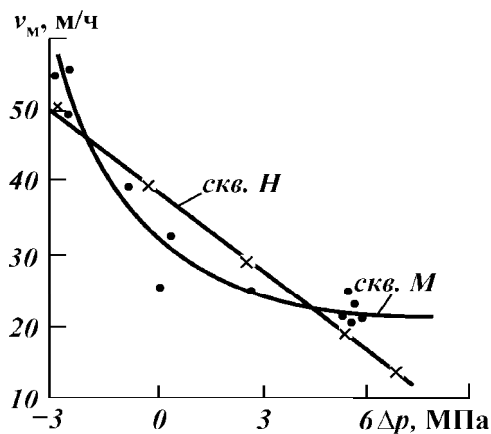


Рис. 10.1. Зависимость механической скорости проходки v_m от дифференциального давления на забое Δp (по данным бурения в Южной Луизиане)

Зависимость приращения механической скорости проходки v_m от удельной нагрузки на долото

Скважина	Скорость вращения долота, об/мин	Осевая нагрузка, %	Увеличение v_m (в %) при уменьшении дифференциального давления от 4,0 МПа до 0
А	100	100	28
В	180	100	34
С	150	115	34
Н	160	125	53
Г	140	150	160
Д	140	150	192

давления на забое на 4,2 МПа в сравнимых геолого-технических условиях бурения удалось повысить механическую скорость проходки в 2 раза (от 0,9 до 1,8 м/ч). Интервал 525 м в скв. 158 в связи с этим был пройден в 2 раза быстрее, чем в скв. 154. Это мероприятие позволило сократить длительность всего цикла бурения на 19 сут.

Фактические данные бурения скв. 1, 3 и 4 Северской площади в интервале 3100—4300 м также подтвердили, что при прочих равных условиях механическая скорость проходки уменьшается с увеличением дифференциального давления на забое.

Таким образом, отрицательным последствием интенсификации промывки скважины может стать увеличение дифференциального давления на забое скважины и, как следствие этого, ухудшение условий взаимодействия долота с разрушенными породами на забое.

Дифференциальное давление на забое скважины определяется следующими геолого-технологическими параметрами:

внутрипоровым давлением в горных породах и их проницаемостью;

плотностью, вязкостью и фильтруемостью промывочного агента;

гидродинамическими сопротивлениями потоку в кольцевом пространстве за бурильной колонной;

избыточным давлением на устье в затрубном пространстве.

Что касается геологических параметров, то они объективны и не подвластны воздействию со стороны производителей буровых работ, в то время как другие параметры могут регулироваться в широком диапазоне значений.

Основные показатели свойств бурового раствора (плотность, вязкость, показатель фильтрации) зависят, прежде всего, от компонентного состава. Нет ни одного материала для буровых растворов, который бы строго избирательно воздействовал на показатели свойств приготовленной системы. С увеличением содержания твердой фазы увеличивается плотность, но уменьшается показатель фильтрации. Обработка растворов полимером с целью уменьшения показателя фильтрации сопровождается повышением вязкости системы. Разжижение бурового раствора, как правило, увеличивает показатели его фильтрации.

Таким образом, основные показатели технологических свойств бурового раствора взаимосвязаны. Однако путем комбинации реагентов удастся избирательно регулировать любой показатель при фиксировании остальных. Поэтому представляется целесообразным рассмотреть степень влияния каждого показателя на эффективность работы долот и скорость бурения скважин.

Качественные зависимости механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора (рис. 10.2) свидетельствуют о том, что эффективность работы долота ухудшается по мере увеличения плотности и вязкости раствора и уменьшения фильтрации. Однако эти зависимости не равнозначны. Наибольшее влияние на механическую ско-

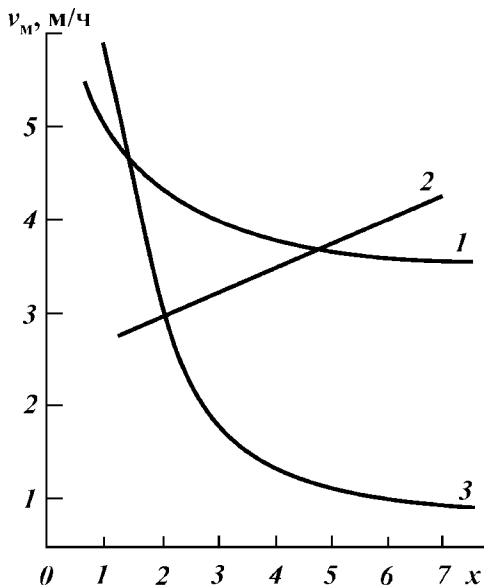


Рис. 10.2. Качественная зависимость механической скорости проходки v_m от показателей свойств x бурового раствора:

1 — вязкости; 2 — фильтруемости; 3 — плотности

рость проходки оказывает плотность бурового раствора. Воздействие вязкости всегда заметно, но менее существенно. Что касается показателя фильтрации, то его влияние установлено, однако оно скорее обусловлено изменением вязкости: с увеличением показателя фильтрации уменьшается вязкость бурового раствора.

Рассмотрим более подробно промысловые и экспериментальные данные по влиянию основных показателей свойств бурового раствора на эффективность работы долот.

Плотность

Путем обработки промысловых данных методами математической статистики установлено, что с увеличением плотности бурового раствора механическая скорость проходки гиперболически понижается (рис. 10.3). Особенно это заметно в интервале $\rho = 1,0 \div 1,5$ г/см³.

Убедительные данные получены при бурении скважин в объединении Краснодарнефтегаз, где уточнены требуемые значения гидростатических давлений в скважинах ряда площадей, в результате чего появилась возможность понизить плотность бурового раствора в скважинах Тихорецкого района: в интервале 0–100 м от 1,18 до 1,12 г/см³, в интервале 2000–3500 м — от 1,28 до 1,16 г/см³; в интервале 3500–4350 м от 1,4 до 1,2 г/см³. Показано, что в результате даже такого

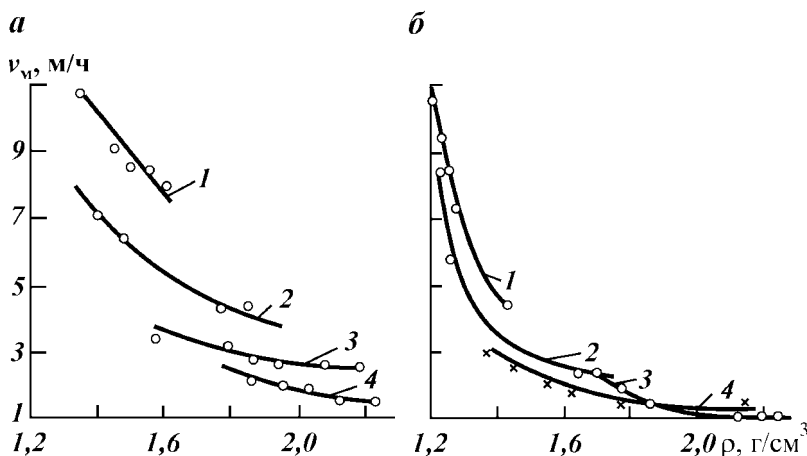


Рис. 10.3. Зависимость механической скорости проходки v_m от плотности ρ бурового раствора:

1 – песчаник; 2 – известняк; 3 – глина; 4 – переслаивание глины и песчаника

незначительного понижения плотности бурового раствора удалось достичь заметного успеха: из 13 скважин семь закончены с ускорением.

На примере площадей Днепроовско-Донецкой впадины В.П. Мациевский показал влияние плотности бурового раствора на механическую скорость проходки. С увеличением плотности бурового раствора от 1,2 до 1,4 г/см³ механическая скорость проходки уменьшилась почти вдвое.

<i>Плотность бурового раствора, г/см³</i>	<i>Механическая скорость проходки, м/ч</i>
1,20	7,4
1,24	6,6
1,28	6,0
1,32	5,0
1,36	4,5
1,40	4,2

Большой опыт по влиянию бурового раствора на показатели работы долот накоплен в процессе разработки Шебелинского газового месторождения, где в первые годы скважины бурили на буровом растворе плотностью 1,8–1,9 г/см³, в последующие (в связи с падением пластового давления) плотность раствора была постепенно доведена до 1,08–1,1 г/см³. В течение рассматриваемого периода буровой раствор обрабатывался в основном ССБ, КССБ и крахмалом.

В результате анализа материалов более чем по 200 скважинам с одинаковым режимом бурения в интервале 1600–1800 м было установлено, что проходка на долото и механическая скорость проходки экспоненциально зависят от плотности бурового раствора

$$h = Ae^{-ap},$$

$$v_m = Be^{-bp},$$

где A , a , B , b — коэффициенты, зависящие от типа трехшарошечного долота, профиля и вооруженности зуба, механических свойств разбуриваемых пород.

Зависимость показателей работы долот от плотности бурового раствора весьма существенная (рис. 10.4). Так, при увеличении плотности бурового раствора от 1,1 до 1,5 г/см³ механическая скорость проходки в приведенном случае понижается в 2–2,5 раза, а проходка на долото — в 2,5–3,5 раза. Особенно заметно это влияние при увеличении плотности от 1,0 до 1,4 г/см³.

Резкое увеличение показателей работы долот на Шебелинском газовом месторождении в связи с переходом на облегченные буровые растворы обусловлено не только уменьше-

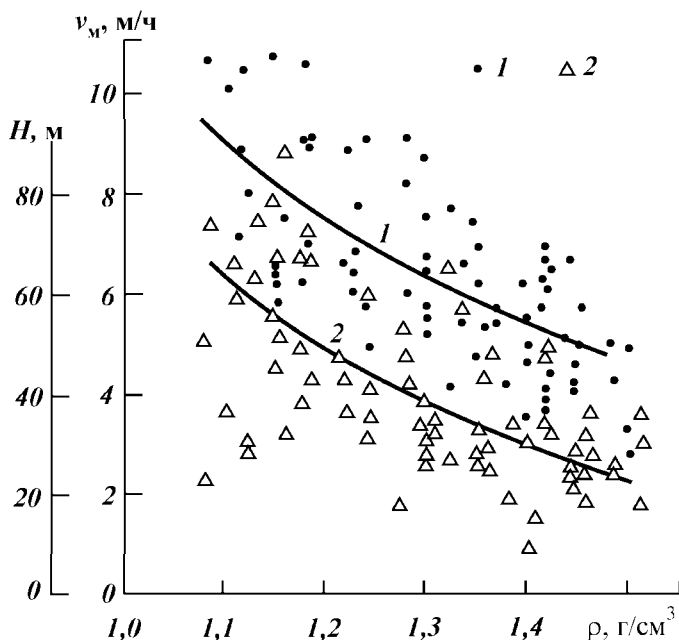


Рис. 10.4. Статистические данные о зависимости механической скорости проходки v_m (1) и проходки на долото H (2) от плотности ρ бурового раствора

нием вредного влияния плотности раствора на процесс бурения, но и повышением общей культуры производства, накоплением опыта, повышения качества долот и т.д. Однако существенное влияние плотности бурового раствора на эффективность работы долот установлено бесспорно.

Подробный анализ влияния плотности бурового раствора на скорости бурения роторным и турбинным способами выполнен на Арланском месторождении в Башкирии, где практически в одинаковых условиях применялись буровые растворы плотностью от 1,14 до 2,05 г/см³. Анализ показал, что в диапазоне плотностей 1,14–1,40 г/см³ проходка на долото и скорость механической проходки может изменяться в 1,5–2 раза.

Оценка влияния плотности бурового раствора на водной основе на эффективность работы долот при бурении скважин в сопоставимых интервалах Давыдовского месторождения в Белоруссии показала, что при уменьшении плотности бурового раствора от 1,30 до 1,20 г/см³ механическая скорость проходки возросла на 30–35 %. При сопоставлении

показателей работы долот при роторном бурении отложений верхней соленосной толщи также показана существенная роль плотности бурового раствора. Например, понизив плотность раствора от 1,33–1,35 до 1,22–1,24 г/см³, достигли увеличения механической скорости проходки от 2,5–3,5 м/ч до 2,7–5,2 м/ч, или до 45 %. В межсолевых отложениях с уменьшением плотности раствора от 1,40 до 1,28 г/см³ отмечено увеличение механической скорости проходки от 0,47 до 0,55 м/ч. Замечено, что шарошечные долота более чувствительны к угнетающему воздействию плотности бурового раствора, чем алмазные.

При бурении скв. 21 Серноводская в б. ЧИАССР выполнен следующий эксперимент. После спуска долота до забоя начали бурение чокракских глинистых отложений при плотности бурового раствора 1,38 г/см³. Примерно через 12 ч бурения с помощью гидроциклонной установки понизили плотность бурового раствора на 0,06 г/см³. При этом отметили увеличение механической скорости проходки по меньшей мере на 30 %, несмотря на то что долото было уже в значительной мере изношено.

Этот эксперимент красноречиво свидетельствует о том, что снижение плотности бурового раствора сопровождается улучшением показателей работы долот.

Экспериментальные работы на стенде при бурении твердых пород долотами малого диаметра показали, что повышение плотности растворов на водной и углеводородной основах примерно одинаково ухудшают механическую скорость проходки (рис. 10.5): при изменении плотности от 1,0 до

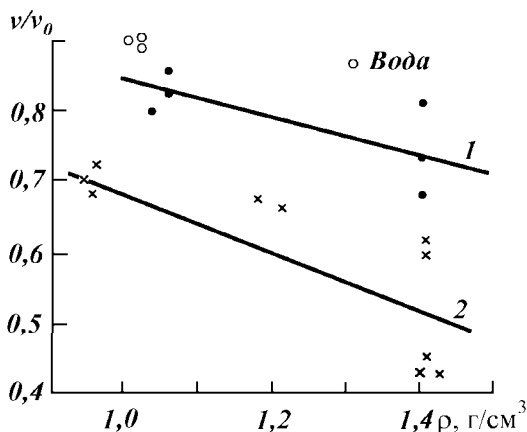


Рис. 10.5. Зависимость механической скорости проходки v/v_0 микродолотами от плотности ρ бурового раствора:

1 - раствор на водной основе; 2 - РУО

1,4 г/см³ механическая скорость проходки уменьшается на 10–30 %.

Механизм влияния плотности бурового раствора на эффективность разрушения долотом породы на забое скважины аналогичен механизму влияния твердой фазы. В этом механизме главенствуют два фактора: изменение градиента давления в поверхностном слое призабойной части пород и образующаяся на поверхности забоя фильтрационная корка. Чем больше гидростатическое давление столба бурового раствора на забой скважин превышает внутривойлочное давление флюида, тем более неблагоприятные условия отрыва от забоя частиц породы. В то же время с увеличением перепада давления между скважиной и войлочным пространством интенсифицируется процесс отфильтровывания в забой жидкой фазы бурового раствора, что неизменно сопровождается образованием на забое фильтрационной корки, состоящей из твердой фазы бурового раствора. Оба явления препятствуют эффективному внедрению зубьев долота в забой скважины, скорость проходки понижается, долото заметно изнашивается на шламочайно-фильтрационном слое, покрывающем забой.

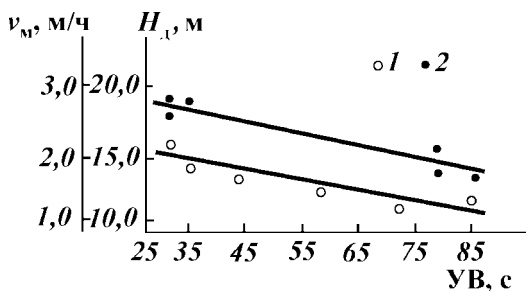
Таким образом, степень влияния плотности бурового раствора на эффективность работы долот зависит не только от абсолютного значения плотности, но, главным образом, от соотношения гидростатического и войлочного давлений на забое скважины, от концентрации твердой фазы, необходимой для обеспечения выбранной плотности, от проницаемости пород на забое.

Вязкость

Сведения о влиянии вязкости бурового раствора на показатели работы долота в литературе скудные и противоречивые. Это объясняется прежде всего некоторой неопределенностью понятия вязкости применительно к тиксотропным промывочным жидкостям.

В практике бурения скважин широко распространено понятие условной вязкости, характеризующее гидравлические сопротивления при истечении бурового раствора через короткую трубку определенного диаметра. Эта характеристика далека от понятия показателя свойств бурового раствора, однако удобна для быстрой оценки в полевых условиях подвижности бурового раствора, поэтому определенный прак-

Рис. 10.6. Влияние условной вязкости бурового раствора на скорости проходки v_m и проходки на долото H_d : 1 – проходка H_d ; 2 – скорость v_m



тический интерес представляет корреляция между показателями работы долота и этой условной характеристикой бурового раствора.

Влияние условной вязкости бурового раствора на механическую скорость проходки менее существенное, чем влияние его плотности, однако статистические данные показывают, что оно часто заметное и однозначное. Так, результаты анализа данных по 48 скважинам и по обработке 106 шарошечных долот диаметром 190 мм в угленосной свите на Арланском месторождении Башкирии показали (рис. 10.6), что при использовании бурового раствора плотностью 1,30–1,35 г/см³ с увеличением условной вязкости от 30 до 80 с (по ПВ-5) механическая скорость проходки уменьшается примерно на 30 %, а средняя проходка на долото — на 20–25 %.

Аналогичные данные, свидетельствующие об отрицательном влиянии вязкости на показатели работ долот, получены во ВНИИБТ. С увеличением условной вязкости бурового раствора в среднем от 4–20 до 8–120 с (ПВ-5) механическая скорость проходки уменьшается на 20–40 % (табл. 10.2). Особенно заметно это в области повышенных плотностей бурового раствора (1,3–1,4 г/см³).

Таблица 10.2

Зависимость механической скорости проходки от условной вязкости бурового раствора

Условная вязкость, с	Механическая скорость проходки (в м/ч) при плотности жидкости, г/см ³				
	1,20	1,24	1,30	1,34	1,40
20–40	7,51	6,16	6,50	5,34	4,30
40–60	7,26	5,71	5,71	4,94	4,09
60–80	6,46	4,19	4,19	4,14	4,11
80–120	5,12	3,74	3,74	3,17	3,20

Пластическая вязкость по сравнению с условной является более строгой технологической характеристикой бурового раствора.

Но, к сожалению, до настоящего времени данные по влиянию этого показателя на эффективность работы долот при бурении скважин практически отсутствуют. Имеются лишь некоторые сведения о стендовых испытаниях при бурении твердых пород долотами малого диаметра. Установлено, что при бурении шарошечными долотами механическая скорость проходки уменьшается с увеличением пластической вязкости.

Особенно тесная корреляция в стендовых условиях наблюдается между механической скоростью проходки и вязкостью фильтрата бурового раствора. При изменении его вязкости в 4 раза механическая скорость проходки линейно уменьшается как для шарошечных, так и для алмазных долот в 1,5–2 раза.

Установлено (Касум-Заде и др.), что прочностные и пластические свойства контактирующих с буровым раствором горных пород зависят не только от их начальной пористости и проницаемости, но и от вязкостных свойств бурового раствора. Так, у песчаника с пористостью 5,2 % и проницаемостью $16 \cdot 10^{-5}$ мД при контакте с буровым раствором вязкостью в 55,3 раза больше вязкости воды твердость, предел текучести и коэффициент пластичности увеличиваются соответственно в 2,33, 3,1 и 1,37 раза. Для высокопроницаемого песчаника (около 38 мД) в этих же условиях предел текучести увеличивается в 1,63 раза, и порода не дает общего хрупкого разрушения под штампом.

Аналогичные закономерности установлены для глинистых пород. У известковой глины пористостью 4 % и проницаемостью 2,9 мД при увеличении вязкости промывочной жидкости в 54 раза прочностные показатели увеличились: твердость в 2,1 раза; предел текучести в 1,59 раза; коэффициент пластичности в 1,2 раза. Для более пористых, но менее проницаемых пелитовых глин в аналогичных условиях отмечено увеличение: твердости в 3,18 раза; предела текучести в 3,04 раза; коэффициента пластичности в 1,5 раза. Замечено, что вязкость бурового раствора оказывает также влияние на прочностные показатели непроницаемых пород, обладающих начальной пористостью (глины, мергели и т.д.).

Таким образом, промысловые и экспериментальные данные подтверждают, что показатель вязкости бурового раствора (или его фильтрата) оказывает влияние на эффек-

тивность разрушения долотом пород на забое: с увеличением этого показателя условия разрушения пород ухудшаются.

Показатель фильтрации

Статистические данные о бурении скважин на Днепровско-Донецкой впадине показали, что механическая скорость проходки надежно коррелируется с показателем фильтрации используемого бурового раствора. Увеличение механической скорости проходки отмечается в связи с ростом показателя фильтрации во всем диапазоне изменения плотности (табл. 10.3). Особенно это заметно при повышенной плотности бурового раствора, когда при изменении показателя фильтрации от 5 до 30 см³ за 30 мин механическая скорость проходки увеличивается в среднем на 20–50 %.

В результате стендовых исследований установлено некоторое влияние показателя фильтрации бурового раствора на прочностные и пластические свойства контактирующих с ним горных пород. Так, при изменении показателя фильтрации в 4 раза при практически неизменной вязкости бурового раствора прочность непроницаемого плотного мергеля увеличилась на 16 %. Среднезернистый алевролит с пористостью 9,6 % и проницаемостью меньше 10 мД в этих же условиях увеличил предел текучести в 1,24 раза.

На основе экспериментальных данных сделан вывод о заметном влиянии на прочность разбуриваемых пород показателя фильтрации бурового раствора: с увеличением показателя фильтрации прочность породы уменьшается.

Таким образом, показатели свойств бурового раствора непосредственно влияют на эффективность работы породоразрушающего инструмента при бурении скважин. Механизм этого влияния наиболее целесообразно рассмотреть с общих позиций взаимодействия долота с забоем скважины.

Таблица 10.3

Механическая скорость проходки, м/ч

Плотность бурового раствора, г/см ³	Показатель фильтрации на ВМ-6 за 30 мин					
	0–5	5–10	10–15	15–20	20–30	30
1,20–1,24	7,7	8,4	8,6	8,8	9,5	9,6
1,24–1,28	6,4	7,7	8,1	8,4	8,2	8,7
1,28–1,32	5,8	6,6	7,5	7,9	8,0	8,8
1,32–1,36	4,9	6,4	7,2	7,1	7,8	8,1
1,36–1,40	4,8	5,6	6,3	6,9	7,3	7,9

10.2. ФИЗИЧЕСКОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССА НА ЗАБОЕ

Разрушение породы зубьями долота происходит как бы в три стадии:

упругая деформация;

возникновение необратимых деформаций (стадия "предразрушения"), приводящих к образованию трещин под зубом в виде усеченного конуса или сферы;

взаимодействия разрушенной зоны с остальным массивом прилегающей породы, в результате чего от поверхности забоя отламываются частицы.

Интенсивность разрушения породы и удаления ее с забоя определяется полем давлений (напряжений) в призабойной зоне, которое формируется от механического воздействия вооружения долота, потоков жидкости из скважины и пласта через забой и горного давления.

Рассмотрим механизм отрыва частиц на забое.

На рис. 10.7 показано характерное положение частицы на забое при бурении шарошечными долотами в момент отрыва при объемном разрушении.

Отделению частицы от материнской породы предшествует образование под ней трещин, в которых давление p_t ниже забойного p_z и пластового (порового) $p_{пл}$. Прижимающее давление ($p_z - p_t$) на частицу препятствует ее отрыву.

Возникновение трещин сопровождается заполнением их промывочной жидкостью или фильтратом, а также пластовым флюидом. Со временем давления вокруг частицы выравниваются. Глинистая корка, образующаяся на поверхности забоя, мешает притоку жидкости из скважины в трещины. При разбуривании хорошо проницаемых пород влияние корки на восстановление давления в трещинах слабее из-за

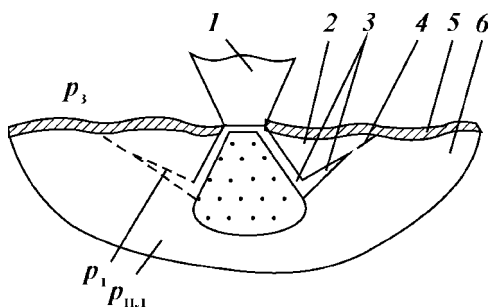


Рис. 10.7. Схематичное представление момента отрыва сколотой частицы породы от забоя:

1 – зуб шарошки; 2 – частицы породы; 3 – трещина; 4 – участок, не пересеченный трещиной; 5 – глинистая корка; 6 – массив горной породы

более интенсивного притока в нее пластового флюида. Наряду с прижимающей силой отрыву частицы от материнской породы препятствуют силы сцепления ее на участках соприкосновения с глинистой коркой, а также сила тяжести самой частицы.

После отрыва частицы сила сцепления ее с породой и прижимающая становятся равными нулю, и перемещению ее по забою в основном препятствуют силы тяжести и трения частицы о глинистую корку, породу на забое, другие частицы и шарошки долота. Мешать движению частицы с забоя в сторону кольцевого пространства может также динамическое давление потоков жидкости, направленных против основного выносящего потока.

Таким образом, условие отрыва частицы породы в призабойной зоне — это превышение страгивающей составляющей результирующих сил давления на частицу, называемой удаляющей силой, над удерживающей силой, определяемой суммой сил сцепления и трения частицы с породой, коркой, прижимающей силой и силой тяжести частицы.

Управляемые при бурении удерживающая и удаляющая силы в основном зависят от:

- давления и скорости воздействия зубьев долота;

- дифференциального давления ($p_z - p_{пл}$);

- прижимающего давления и скорости его снижения;

- динамического давления потока промывочной жидкости на частицу;

- направления потока, обтекающего частицу;

- сил трения, возникающих на поверхности частицы при движении ее в сторону кольцевого пространства.

Влияние перечисленных составляющих на формирование удерживающей и удаляющей сил различно при отрыве и движении частиц. Если обычно на отделение частиц от массива породы превалирующее влияние оказывают силы, обусловленные воздействием зубьев, то движение взвешенных частиц в призабойной зоне в основном зависит от динамического давления и направления потока промывочной жидкости. Рассмотрим лишь гидроаэродинамические силы на физическом уровне.

Повышение дифференциального давления увеличивает удерживающую силу при отрыве частиц вследствие роста прижимающего давления и упрочнения породы, повышая напряжение сжатия ее на забое; удаляющую силу, повышая скорость восстановления давления в трещинах под частицами, т.е. снижая время прижатия частиц.

Это два противоположных фактора: первый препятствует, а второй способствует отрыву частицы от массива породы, однако многочисленные промысловые наблюдения и лабораторные опыты показали, что первый фактор превалирует над вторым.

Удаляющую силу при отделении частиц увеличивают, удерживающую соответственно снижают, повышая скорость уменьшения прижимающего давления на частицы увеличением проницаемости и снижением толщины глинистых корок, реологических свойств раствора и его фильтра.

Применяя смазывающие добавки, удерживающую силу снижают уменьшением сил трения частиц о другие частицы, глинистую корку, поверхность долота и забоя.

Повышение динамического давления потока жидкости на частицы способствует росту удаляющей силы. Его увеличивают, повышая отношение гидравлической мощности N , подводимой к долоту, к площади поверхности забоя.

Как известно, мощность определяется выражением

$$N = Q \Delta p_{\Delta}. \quad (10.1)$$

Подставляя перепад давления Δp_{Δ} в формулу (10.1) в виде $\Delta p_{\Delta} = \rho v^2 / 2\mu^2$ и деля обе части равенства на площадь забоя F , получают соотношение

$$\frac{N}{F} = \frac{Q}{F} \frac{\rho v^2}{2\mu^2}, \quad (10.2)$$

где Q , ρ — расход и плотность жидкости соответственно; v — скорость истечения жидкости из насадок; μ — коэффициент расхода.

Экспериментальные исследования показали, что лучшая очистка забоя наступает при определенных значениях множителей Q/F и v правой части формулы (10.2). Рекомендуются скорости $v = 80 \div 120$ м/с и удельные расходы $Q/F = 0,35 \div 0,7$ м³/(м²·с). При этом перепад давлений, срабатываемый в насадках серийных долот, может достигать 12–13 МПа, обусловленных прочностью долот. В высоконапорных струйных долотах давление составляет 30–40 МПа.

Диапазон изменения Q/F во многих случаях совпадает с его значением, необходимым для успешного транспорта шлама по кольцевому каналу на поверхность.

При заданных Q/F указанных выше значений скорости истечения v достигают, применяя специальные гидромониторные насадки уменьшенных диаметров, приближенные к забою.

Роль показателей свойств бурового раствора в процессе разрушения породы на забое проявляется на всех указанных стадиях, однако существенна она на третьей стадии.

Плотность бурового раствора порождает гидростатическое давление на забой, которое может быть больше или меньше порового давления в разрушаемой породе, но всегда меньше горного давления. Для плотных непроницаемых пород разбаланс между гидростатическим и горным давлениями приводит к возникновению равнодействующей сил на ограниченный объем призабойной зоны массива пород, направленной вертикально вверх. Чем больше разность между горным и гидростатическим давлениями, тем более благоприятны условия для разрушения забоя зубьями долота.

Для проницаемых пород эти процессы гораздо сложнее. Скважина и массив породы на забое оказываются гидравлически сообщающимися системами. Если гидростатическое давление бурового раствора на забой скважины выше порового в породах призабойного массива (положительное дифференциальное давление на забой), то буровой раствор фильтруется через поверхность забоя в породу. С одной стороны, проникновение фильтрата бурового раствора в породу на забое сопровождается улучшением условий ее разрушения долотом за счет выравнивания давления над и под частицей породы, расклинивающего действия, проникающего в естественные и искусственные трещины фильтрата, а с другой — ухудшением условий разрушения из-за образования на поверхности забоя фильтрационной корки, представленной твердой фазой бурового раствора, закупорки забоя этой коркой и создания благоприятных условий для прижатия к забою сколотых частиц дифференциальным давлением на забое. В этом случае в зависимости от соотношения плотности бурового раствора, его вязкости, фильтрации, толщины корки, содержания и состава твердой фазы, а также пористости и проницаемости разрушаемой породы и порового давления в ней эффективность работы долота может изменяться как в лучшую, так и в худшую сторону.

Основной причиной резкого ухудшения технико-экономических показателей бурения с ростом глубины, по мнению большинства отечественных и зарубежных исследователей, является изменение забойных условий разрушения горных пород. При этом подразумевается влияние таких факторов, как наличие порового p_p , пластового $p_{пл}$, дифференциального $\Delta p_p (\Delta p)$, угнетающего p_y и суммарного на забое скважины p_c (гидростатического) давлений; качество бурово-

го раствора; частота вращения долота и динамика его работы.

Влияние Δp на v_m , по мнению А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Лингена, заключается в ухудшении буримости горных пород вследствие роста их прочности на сжатие и возникновения усилий, прижимающих частицы породы (шлам) к забою. Прижимающие силы имеют статическую и динамическую породу, и их значения являются сложной функцией известных показателей, характеризующих процесс бурения.

Статическое, или дифференциальное, по современной терминологии, давление, обуславливающее статические силы, удерживающие шлам на забое, независимо от фильтрационных свойств разрушаемых пород принималось равным разности между гидростатическим давлением на забое скважины p_c и поровым (пластовым $p_{пл}$) давлением:

$$\Delta p = p_c - p_{пл}. \quad (10.3)$$

В процессе бурения в проницаемых горных породах под действием положительного перепада давления $p_c > p_{пл}$ в системе скважина — пласт фильтрат бурового раствора проникает в породу. При фильтровании дисперсная фаза раствора, частично коагулируя слой породы, отлагается на ее поверхности в виде слоя осадка, образуя фильтрационную корку, которая совместно с породой оказывает дополнительное сопротивление движению давления на глубине зарождения трещин, формирующих лунку выкола и условно названных магистральными. В дальнейшем изложении она именуется глубиной разрушения δ_p . В результате по трассе магистральной трещины будет действовать не пластовое, а иное давление, равное давлению на глубине разрушения, — p_p . Поскольку $p_c > p_p$ возникает дифференциальное давление, которое определяется из выражения

$$\Delta p_p = p_c - p_p. \quad (10.4)$$

При разрушении непроницаемых горных пород давление на глубине разрушения p_p будет равно поровому.

В процессе развития магистральной трещины первоначальное давление в ее полости практически равно нулю. Так как $p_c > p_{пл}$, то над частицей по длине l возникает динамический перепад давления, который прижимает частицу к массиву породы, т.е. угнетает ее. Во избежание путаницы, в отличие от дифференциального давления, этот перепад давления предложено именовать угнетающим давлением p_y . В общем случае под угнетающим давлением p_y , в отличие от представлений о

динамическом перепаде давления, понимается разность между суммарным давлением на забое p_c и давлением в трещине:

$$p_y = p_c - p_T = p_c - \theta p_{p'} \quad (10.5)$$

где $\theta = p_T/p_p$ — коэффициент восстановления давления в полости трещины.

Для заполнения полости трещины жидкостью и восстановления давления в ней нужно определенное время, поэтому в зависимости от времени контакта зуба долота с породой τ_k значение p_T и соответственно p_y будут различными. Если τ_k меньше времени заполнения t_3 объема трещины флюидом, то $p_T \rightarrow 0$, $p_y = p_c$. При τ_k больше суммы времени $t_c = t_3 + t_b$, где t_b — время восстановления давления в трещине до уровня давления жидкости на глубине разрушения $p_{p'}$, давление в трещине $p_T \approx p_{p'}$, $p_y \approx p_c - p_{p'}$, т.е. p_y будет равно дифференциальному давлению. В общем случае с учетом τ_k имеем

$$p_c - p_p \leq p_y. \quad (10.6)$$

Угнетающее давление в зависимости от условий разрушения проницаемых пород может изменяться в диапазоне значений от дифференциального давления до давления на забое скважины p_c . При разрушении непроницаемых горных пород диапазон изменения несколько меньше.

Для расчета дифференциального и угнетающего давлений необходимо знать закономерности образования фильтрационной корки, эпюру распределения давления в приповерхностном слое разрушаемой породы, время заполнения объема магистральной трещины флюидами, время восстановления давления в трещине до уровня p_p .

При разрушении горной породы на забое скважины долотом поверхность забоя непрерывно обнажается, что обуславливает необходимость изучения фильтрации с учетом динамики образования фильтрационной корки.

Перераспределение давления в зоне разрушения проницаемой породы на забое и по пласту вызвано фильтратом бурового раствора, поступающего под давлением из скважины. При этом дисперсная фаза бурового раствора отлагается на поверхности забоя с движением жидкости через фильтрующий слой (осадок) при непрерывном увеличении его высоты.

Роль пористой перегородки при разрушении горной породы на забое играет проницаемая горная порода. Для этого случая получают

$$\frac{dV}{Fdt} = \frac{p_c - p_3}{\mu r_o \cdot V/F}, \quad (10.7)$$

где V — объем фильтрата, полученный за малый промежуток времени t с единицы площади поверхности F ; p_c — давление над фильтрационной коркой (суммарное давление на забое скважины); μ — динамическая вязкость фильтрата; p_3 — давление на границе раздела фильтрационная корка — поверхность забоя; r_o — удельное объемное сопротивление осадка (корки); i_o — удельная объемная концентрация твердой фазы (отношение объема осадка к объему фильтрата).

Выражение (10.7) является основным дифференциальным уравнением фильтрования с образованием несжимаемого осадка (корки) на поверхности горной породы в забойных условиях.

Решая совместно уравнения фильтрования (10.7) и установившейся фильтрации (в пласте всегда проявляются упругие свойства породы и жидкости) при соответствующих начальных и граничных условиях, получают уравнения для расчета:

объема фильтрата за время t

$$V = at^{1/2}, \quad (10.8)$$

давления p_3 на границе раздела фильтрационная корка — поверхность забоя

$$p_3 = p_{пл} + \frac{a\mu\sqrt{\pi k}}{3kF}, \quad (10.9)$$

давления на глубине разрушения

$$p_p = p_{пл} + \frac{a\mu}{2RF} \operatorname{erfc} \frac{\delta_o}{2\sqrt{kt}}, \quad (10.10)$$

где

$$\alpha = \frac{F\sqrt{\pi k}}{2r_o x_o k} = \left(\sqrt{1 + \frac{8r_o \cdot k^2 \Delta p}{\pi k \mu}} - 1 \right); \quad \Delta p = p_c - p_{пл}. \quad (10.11)$$

$\kappa = k/(\mu\beta^*)$ — коэффициент пьезопроводности; β^* — коэффициент упругоэластичности пласта; k — проницаемость породы; t — продолжительность фильтрации; erfc — символ дополнительной функции ошибок Гаусса.

Из формулы (10.8) видно, что объем фильтрата V пропорционален $\sqrt{t}$. Этот вывод подтверждается многочисленными экспериментальными данными. Так как объем осадка пропорционален объему фильтрата, то согласно уравнению (10.8)

в процессе бурения при любом времени $t > 0$ на забое образуется фильтрационная корка.

Уравнение (10.8) свидетельствует о том, что при разрушении проницаемых горных пород на забое скважины p_3 не зависит от времени фильтрации и определяется в основном значениями $p_{пл}$ и Δp , параметрами пласта, качеством бурового раствора. Распределение давления по пласту (давление p_p) согласно уравнению (10.10) определяется теми же параметрами, что и p_3 , а также зависит от продолжительности фильтрования (частоты вращения долота) и через δ_o — от осевой нагрузки на долото.

Для расчета дифференциального давления при разрушении проницаемых горных пород можно воспользоваться уравнением:

$$\Delta p_p = \Delta p - (p_3 - p_{пл}) \operatorname{erfc} \frac{\delta}{2\sqrt{kt}} = \Delta p - \frac{\pi}{4r_{o_o} \beta^* k} \times \\ \times \left(\sqrt{1 + 2,55 r_{o_o} \beta^* k \Delta p} - 1 \right) \operatorname{erfc} \frac{\delta}{2\sqrt{\frac{kt}{\beta^* \mu}}}. \quad (10.12)$$

Анализ выражения (10.12) показывает, что при разрушении горных пород при бурении в реальных условиях дифференциальное давление зависит от качества бурового раствора (r_{o_o} , μ), фильтрационных свойств разрушаемых пород (k , κ), частоты вращения долота t , осевой нагрузки (глубины разрушения породы δ) и перепада давления Δp .

При бурении с промывкой водой или безглинистыми растворами предполагается отсутствие μ и r_{o_o} . В этом случае $p_c = p_3$, а дифференциальное давление в соответствии с уравнением (10.12) составляет $\Delta p_p = \Delta p \operatorname{erfc} \frac{\delta}{2\sqrt{kt}}$ и по абсолют-

ному значению весьма мало.

В практике бурения и проведения лабораторных исследований, независимо от фильтрационной характеристики породы, для расчета дифференциального давления используют уравнение (10.3), согласно которому значение Δp определяется только значениями p_c и $p_{пл}$. Зависимость (10.12) позволяет оценить влияние природных и технических факторов на Δp_p при разрушении проницаемых горных пород.

В зависимости от условий разрушения Δp_p численно может приближаться к значению Δp , но всегда меньше него.

Влияние фильтрационных свойств горных пород на Δp_p намного сложнее, чем влияние качества бурового раствора. При разрушении непроницаемых горных пород ($k = 0$) в соответствии с выражением (10.12) $\Delta p_p = \Delta p$. При любом $k > 0$ дифференциальное давление падает, достигая минимального значения для заданных условий разрушения. Начиная с этого момента дальнейшее увеличение проницаемости горных пород сопровождается ростом Δp_p .

С увеличением продолжительности процесса фильтрации t (с уменьшением частоты вращения долота) Δp_p уменьшается и в зависимости от условий бурения может изменяться несколько раз.

Влияние временного фактора и k на Δp_p существенно зависит от качества бурового раствора, в частности, от удельного сопротивления фильтрационной корки. Например, для поддержания на уровне $0,45\Delta p$ при r_o , равном 10^{12} и 10^{13} см⁻², в первом случае время фильтрации $t = 0,008$ с, во втором — его необходимо увеличить в 3 раза ($t = 0,024$), а при $r_o = 10^{15}$ см⁻² вообще невозможно достигнуть этого значения Δp при современных способах вращательного бурения.

Таким образом, дифференциальное давление существенно зависит от параметров режима бурения и фильтрационных свойств разрушаемых горных пород и может изменяться практически от 0 до Δp .

Уравнение (10.3) является частным случаем уравнения (10.12).

Магистральные трещины распространяются в слагающей забой породе, поры которой заполнены флюидом с объемным коэффициентом упругости $\beta_{\text{ж}}$ под давлением p_p или $p_{\text{пл}}$ в зависимости от проницаемости породы. В процессе зарождения и распространения трещины в ее полости первоначально возникает давление p_T , для расчета которого А.А. Брыковым и А.Г. Аветисовым составлено уравнение:

$$p_T = p_p - \frac{3}{4} \frac{h}{m\beta_{\text{ж}}R}, \quad (10.13)$$

где m — общая пористость породы; R — радиус пор (предполагается, что форма их сферическая).

Расчеты, выполненные по формуле (10.13), показали, что для реальных условий бурения, даже при незначительном раскрытии трещины h , первоначальное давление в трещине, а затем в ее "голове" $p_T = 0$ (более точно p_T равно давлению паров жидкости при пластовой температуре).

С гидродинамической точки зрения трещину можно рас-

смагивать как источник, делящий полупространство на две области, на поверхности которых поддерживается давление $p_{\text{т}}$.

Проведенные исследования показывают, что при разрушении проницаемых горных пород в зависимости от условий разрушения p_y может изменяться от значения меньше дифференциального до суммарного давления на забое p_c .

При разрушении непроницаемых горных пород, в отличие от проницаемых, флюиды в полость магистральных трещин поступают в основном через ее "устье". Решая уравнение движения жидкости в клиновидной трещине при соответствующих начальных и граничных условиях, после соответствующих преобразований получают:

$$p_y = p_c \left(1 - 1,55 \frac{p_1^2 r_{\text{ш}}^2 \cos^2 \varphi}{p_c \mu^2 n_{\text{ш}} z^5} + 0,73 \frac{p_1^3 r_{\text{ш}}^4 \cos^4 \varphi}{p_c \mu^2 l^4 n_{\text{ш}}^2 z^0} \right), \quad (10.14)$$

где p_1 — давление на "устье" трещины; $r_{\text{ш}}$ — радиус шарошки; $n_{\text{ш}}$ — частота вращения шарошки, мин^{-1} ; z — число зубьев на рассматриваемом венце; φ — угол наклона оси цапфы шарошки; l — текущая длина магистральной трещины.

Согласно выражению (10.14) угнетающее давление при разрушении малопроницаемых пород зависит от параметров режима бурения, конструктивных особенностей шарошечных долот и может достигать значения $(0,5 \div 1,0) p$.

В случае отрицательного давления на забой (давление столба бурового раствора меньше порового давления в породах) единственным технологическим фактором, влияющим на эффективность работы долота, является плотность бурового раствора: чем ниже плотность, тем эффективнее разрушается забой долотом.

По мере уменьшения дифференциального давления на забое механическая скорость проходки интенсивно возрастает, особенно в области отрицательных дифференциальных давлений (рис. 10.8).

Таким образом, из всех свойств бурового раствора на эффективность работы породоразрушающего инструмента в основном влияет плотность. Роль вязкости, показателя фильтрации и толщины фильтрационной корки подчиненная, особенно при бурении непроницаемых плотных пород и отрицательном дифференциальном давлении на забое. Несмотря на это, комплексный подход к решению задачи повышения эффективности работы долот, особенно при проходке

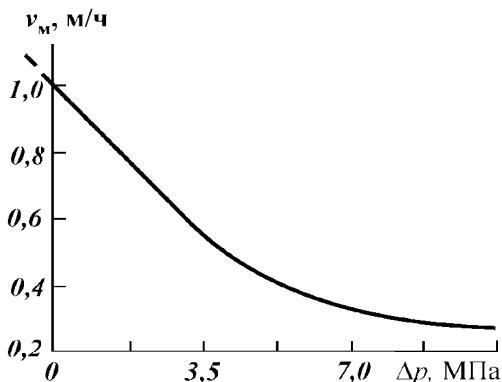


Рис. 10.8. Зависимость относительной механической скорости проходки v_m от дифференциального давления на забое Δp

проницаемых пород при положительном дифференциальном давлении на забое, путем снижения плотности и вязкости бурового раствора и повышения его показателя фильтрации позволит увеличить скорость бурения скважины.

10.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ПРИ РАВНОВЕСНОМ И НЕСБАЛАНСИРОВАННОМ ДАВЛЕНИИ В СИСТЕМЕ ПЛАСТ – СКВАЖИНА

Процесс углубления забоя ствола скважины может осуществляться при положительном дифференциальном давлении $\Delta p = p_z - p_{\text{пл}} > 0$, при равновесном давлении на забое $\Delta p = 0$ или $p_z = p_{\text{пл}}$ и при несбалансированном давлении на забое ($\Delta p < 0$ или $p_z < p_{\text{пл}}$).

С точки зрения достижения максимальных скоростей бурения необходимо стремиться к реализации условия $\Delta p \leq 0$, которое можно достичь несколькими способами:

постепенным снижением перед долблением плотности циркулирующего промывочного агента

$$\rho = (p_{\text{пл}} - p_k) / gh,$$

где $p_{\text{пл}}$, p_k — соответственно пластовое (внутрипоровое) давление у забоя и потери давления в кольцевом пространстве скважины; g — ускорение свободного падения; h — глубина положения забоя скважины;

заменой находящегося в скважине промывочного агента новым агентом плотностью

$$\rho' \leq (p_{\text{пл}} - p_{\text{к}} - p_0)/gh,$$

где p_0 — избыточное давление на устье в кольцевом пространстве скважины;

вызовом флюидопроявления разбуриваемого пласта и организацией управляемого выброса:

$$p_0 + p_{\text{к}} \leq p_{\text{пл}}.$$

Разработан и опробован способ плавного регулирования $p_{\text{с}}$ непосредственно в процессе бурения.

В настоящее время плотность бурового раствора выбирают из расчета поддержания должного противодействия на стенки скважин $p_{\text{ст}}$ в статических условиях. Естественно, чем меньше будет ρ , тем меньше $p_{\text{ст}}$ и соответственно $\Delta p_{\text{р}}$ и $p_{\text{у}}$. Однако даже в этом случае при циркуляции бурового раствора давление в скважине $p_{\text{ц}}$ возрастает по сравнению со статическими условиями как минимум на значение гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве $p_{\text{к}}$, которое может достигать 1–2 МПа. Это противодействие может оказаться достаточным, чтобы $v_{\text{м}}$ снизилось на 50–100 %, поэтому в процессе бурения необходимо сохранять условие $p_{\text{ц}} = p_{\text{ст}}$, для чего необходимо снижать ρ на значение $\Delta \rho = p_{\text{к}}/(gH)$.

Схема обвязки манифольда и принцип работы с использованием гидроциклонной установки (ГЦУ), которая позволяет в процессе бурения плавно регулировать $p_{\text{с}}$ вплоть до получения отрицательных значений дифференциального давления, описаны в специальной литературе. Снижения $p_{\text{с}}$ добиваются уменьшением ρ . Следовательно, в этом случае со снижением ρ уменьшается концентрация твердой фазы ι_0 и изменяется удельное объемное сопротивление фильтрационной корки ι_0 . В итоге интенсивность воздействия на гидродинамические процессы в зоне разрушения возрастает.

С использованием ГЦУ на скв. 21 Серноводская производственного объединения “Грознефть” при разбуривании чокракских отложений с глубины 3050 м показатели работы долот в среднем возросли более чем на 30 %. Еще более ощутимые результаты при внедрении ГЦУ в Каспийской нефтеразведочной экспедиции Мингео РСФСР, когда $v_{\text{м}}$ в некоторых случаях возрастала на 60–80 % без уменьшения проходки на долото. При этом не наблюдались осложнения, связанные с уменьшением $p_{\text{с}}$.

Преимущество описанного способа регулирования p_c состоит также в возможности для каждого конкретного случая бурения оперативно, без остановок основного процесса, выбирать минимально допустимые значения Δp .

Однако геологические условия проводки скважин ограничивают нижние пределы изменения плотности бурового раствора. Поэтому при достижении минимально допустимых значений p_c в дальнейшем становится возможным только местное регулирование давления в зоне разрушения, что чаще всего осуществляется:

за счет реализации эффекта Томса;

гидромеханическими способами — использование забойных сепараторов ЗС, эжекторных насадок и т.д.;

регулированием частоты вращения долота;

подбором утяжелителя определенного качества.

Рассмотрим перспективы внедрения этих способов в практику бурения.

В лаборатории бурения Грозненского нефтяного института установлено, что при 0,2%-ном содержании полиакриламида (ПАА) за счет реализации эффекта Томса скорость распространения фронта жидкости в трещинах возрастает в 4–5 раз. При этом должны уменьшаться значения Δp_p и p_y и, как следствие, возрастет эффективность разрушения горных пород и показатели работы долот.

Широкое промышленное внедрение этого способа регулирования давления, выполненное на площадях Башкирии, подтвердило возможность его выполнения. Значения v_m при использовании ПАА были на 20 % выше ранее достигнутых. Однако температурный диапазон применения ПАА ограничен.

В связи с этим был разработан и испытан забойный сепаратор ЗС, который выгодно отличается от применяемых ранее своей простотой и позволяет эффективно регулировать давления в зоне разрушения независимо от температуры.

Буровой раствор в сепараторе разделяется на осветленную и переутяжеленную фракции. Осветленная фракция (фактически загрязненная вода плотностью 1080–1090 кг/м) поступает к долоту, переутяжеленная — в затрубное пространство. В результате пониженной концентрации твердой фазы в жидкости, поступающей на забой, снижаются значения p_y и, как следствие, облегчается разрушение горных пород.

Механическая скорость проходки при использовании ЗС в Каспийской НРЭ возросла на 40–60 %, а в некоторых случаях на 100 %. Например, при бурении в интервале 3974–3991 м долотом 2К214СТ v_m увеличилась от 0,6 до 1,2 м/ч.

Использование других механических способов местного регулирования давления при $p_c = \text{const}$ в процессе бурения в интервале 1700–2500 м также приводило к росту v_m на 25–35 %.

В некоторых случаях снижения p_y , согласно данным проведенных исследований, можно добиваться регулированием частоты вращения долота n_d .

Значение n_d необходимо снижать до момента достижения p_y , когда при заданной осевой нагрузке будет осуществляться объемное разрушение породы. Изложенное подтверждается практическими результатами бурения, при котором уменьшение n_d сопровождалось ростом v_m .

Итак, в регулировании гидродинамических процессов в разрушаемом слое породы заложен мощный резерв увеличения показателей работы долот.

Между тем при реализации этого способа нельзя воздействовать на общее давление в скважине p_c . В связи с этим очевидна целесообразность применения комбинированного способа регулирования давления на поверхности с помощью системы ГЦУ и забойного оборудования, в частности с помощью ЗС. При этом можно более оперативно снижать Δp_p и p_y с учетом механических и фильтрационных свойств разбурываемых горных пород, а также параметров режима бурения. Перспективность комбинированного способа регулирования давления подтверждается опытом бурения в Каспийской НРЭ, при котором достигалось увеличение v_m на 180–220 %.

На Ключевой площади Волгоградской области объединением "Нижневожжскнефть" и ВНИИБТ проведено опытно-промышленное бурение скв. 336 турбинным способом с промывкой азрированным буровым раствором. Монтаж и обвязка оборудования выполнены по схеме ВНИИБТ (рис. 10.9). При этом использованы компрессорные установки типа КС-16/100 (2 шт.), циклонный диаэратор Западно-Сибирского филиала ВНИИнефтемаша, вращающийся превентер ПВ-307/200 и дегазатор типа ДВС-2 конструкции УкрНИИгаза. Система была оборудована контрольно-измерительными приборами для регистрации значения осевой нагрузки на долото, измерения механической скорости проходки во времени, давления жидкостно-воздушной смеси на стояке.

Выкид вращающегося превентера соединен со штуцерной батареей, с помощью которой создавали противодействие на устье. Выход штуцерной батареи соединялся с циклонным деаэратором, сброс которого обвязан с желобной системой буровой установки. Вакуумный дегазатор использовали в ка-

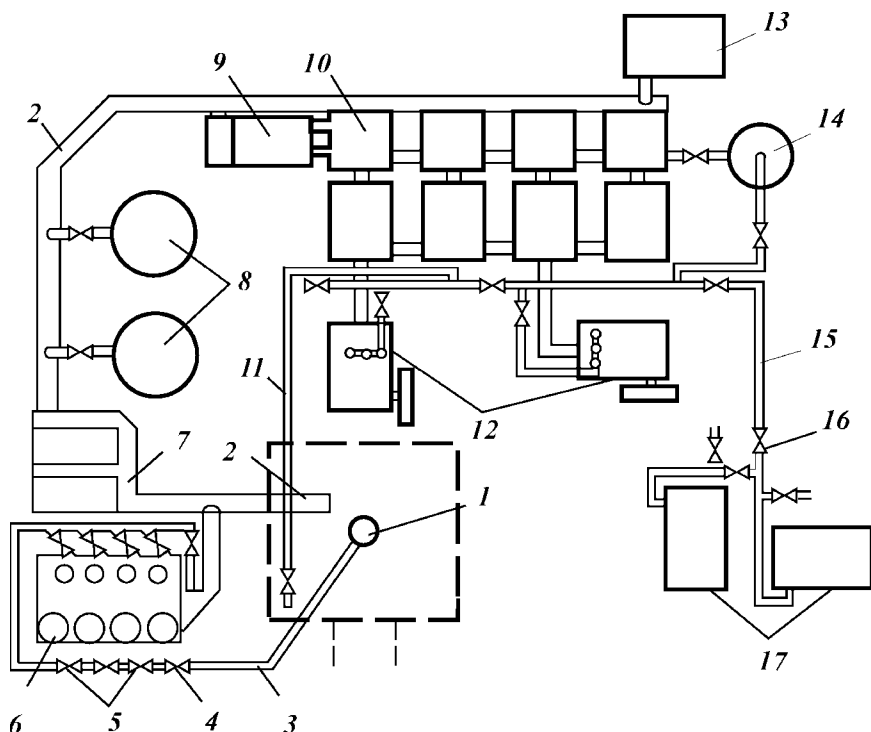


Рис. 10.9. Обвязка скважины при промывке аэрированным буровым раствором:

1 – устье; 2 – желоба; 3 – выкид; 4, 5 – задвижки; 6 – деаэратор циклонный; 7 – блок очистки; 8 – емкости для реагентов; 9 – дегазатор вакуумный; 10 – прием буровых насосов; 11 – нагнетательная линия; 12 – буровые насосы; 13, 14, 15, 16, 17 – блок компрессора с манифольдами и смесителями

честве второй ступени очистки бурового раствора от воздуха и газа.

Технологически процесс осуществлялся следующим образом. Восстанавливали циркуляцию перед очередным долблением, затем в нагнетательную линию одновременно подавали буровой раствор насосом У8-6 и воздух компрессором КС-16/100 при давлении на стоянке 6,0–10,0 МПа. Производительность бурового насоса составляла 22–27 л/с, воздуха – 13–27 м³/мин. Выходящая на устье жидкостно-воздушная смесь попадала в деаэратор, где из бурового раствора удалялась большая часть воздуха. Затем раствор подавали в вакуумный дегазатор ДВС-2, где окончательно очищали от воздуха. Остаточное содержание воздуха составляло 2–6 %.

За 8–15 мин до наращивания бурильной колонны или

прекращения циркуляции по другой причине компрессор отключали и скважину переводили на деаэрированный буровой раствор с предусмотренной ГТН плотностью.

В качестве забойного двигателя использовали турбобур ТС-5Б-71/2 в сочетании с долотами ИСМ-212.

Как уже отмечалось, технико-экономический анализ показал высокую эффективность бурения с регулированием гидродинамического давления на забой, хотя резерв снижения плотности бурового раствора путем его аэрации был использован не полностью. По сравнению с лучшими показателями работы 214-мм серийных долот установлено увеличение проходки на одно долото на 69 % и механической скорости проходки — на 36 %.

Однако, несмотря на то что описанные методы снижения плотности бурового раствора при бурении дают заметный эффект, они имеют ряд ограничений и требуют высокоточных сведений как о пластовых давлениях, так и о показателях свойств бурового раствора в скважине. Возникает также большая опасность неуправляемого выброса пластового флюида в результате слабого контроля за противодавлением на пласты со стороны скважины.

Более сложна, но достаточно надежна и эффективна технология циркуляции бурового раствора с регулируемым противодавлением на устье, которая широко применяется в зарубежной практике. Сущность этой технологии, часто называемой методом бурения при равновесном давлении в скважине, состоит в следующем (рис. 10.10). Буровой раствор, как и при обычной технологии, подают в скважину через бурильную колонну. Кольцевое пространство на устье загерметизировано вращающимся првентером (пакером), поэтому в поверхностную систему буровой раствор попадает через штуцерную батарею и газовый сепаратор, рассчитанный на давление до 1,6 МПа, рабочий клапан которого отрегулирован примерно на 0,4–0,6 МПа. Перед началом долбления вместе с буровым раствором в скважину нагнетают воздух и снижают гидродинамическое давление на пласты до тех пор, пока не начнется флюидопроявление. В этом режиме продолжают работать буровой насос и компрессор, устанавливается приближенно стационарный режим циркуляции. Газожидкостная смесь с некоторым избыточным давлением поступает через один из штуцерных отводов в газовый сепаратор, где газ выделяется и поступает через рабочий клапан на факел. Буровой раствор проходит очистку на вибросите и подается для окончательной дегазации в дегазатор, затем при

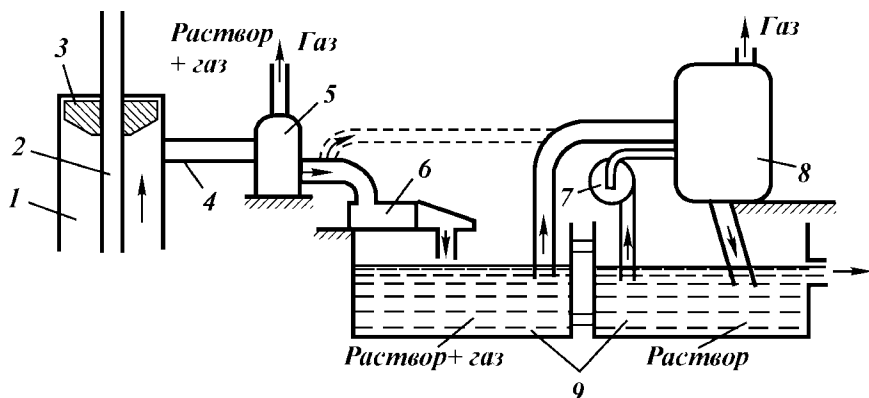


Рис. 10.10. Схема циркуляции бурового раствора при несбалансированном давлении в скважине:

1 – скважина; 2 – буровая колонна; 3 – пакер вращающегося превентора; 4 – регулировочная задвижка или штуцер; 5 – газовый сепаратор; 6 – выброс; 7 – центробежный насос; 8 – дегазатор; 9 – емкости

необходимости проходит дополнительную очистку от шлама и снова нагнетается буровыми насосами в скважину.

По мере интенсификации флюидопроявления уменьшают подачу воздуха компрессором и тем самым управляют выбросом. В случае, если даже при полном отключении подачи воздуха интенсивность выброса увеличивается, включают в работу регулируемый штуцер, создают с его помощью на устье противодействие и уменьшают проходное сечение до тех пор, пока флюидопроявление стабилизируется на уровне избыточного давления на устье перед штуцером 0,4–0,6 МПа. Иными словами, управление гидродинамическим давлением на забой осуществляют регулированием подачи воздуха в буровую колонну и расхода газожидкостной смеси через штуцерную батарею на выходе из скважины.

Описанная технология позволяет снизить в процессе бурения дифференциальное давление на забое до нуля и даже до отрицательных значений, что способствует, как показал зарубежный опыт, резкому увеличению скоростей бурения скважин. Так, пенсильванские отложения и отложения уолфкемп в интервале 3354–4399 м в США по такой технологии пробурили за 44 сут вместо 60–90 сут.

Но выгоды этой технологии циркуляции заключаются еще и в том, что во-первых, исключается опасность прихвата бурового инструмента из-за перепада давления между скважиной и пластом; во-вторых, уменьшается вероятность возникновения поглощений бурового раствора.

10.4. СПЕЦИАЛЬНОЕ УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ ПРИ РАВНОВЕСНОМ И НЕСБАЛАНСИРОВАННОМ ДАВЛЕНИИ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

Когда создают условия, при которых гидродинамическое давление в скважине меньше пластового в любом месте вскрытого скважиной разреза, тогда начинается флюидопроявление, которое необходимо контролировать и которым надо управлять на устье в процессе бурения.

Иногда эти проявления незначительные из-за плохой проницаемости проявляющего пласта или низкого пластового давления, но иногда скважина начинает фонтанировать газом, и единственной возможностью управления таким фонтаном без его глушения остаются создание и регулирование противодействия на устье в затрубном пространстве. Заметим, что бурение при управляемом фонтанировании обеспечивает не только высокие скорости проходки, но и исключает поглощения и обеспечивает качественное вскрытие продуктивных горизонтов.

Вращающиеся превенторы и паркеры

Важным технологическим узлом, часто используемым при промывке скважины, является вращающийся превентор или вращающийся пакер ведущей трубы. Вращающийся превентор применяют при бурении в условиях равновесного или несбалансированного давления в стволе скважины, когда специально создают условия для незначительных нефтеводогазопроявлений с целью достижения высоких скоростей бурения за счет снижения дифференциального давления на забое до нуля. Это устройство позволяет герметизировать кольцевое пространство скважины на устье и надежно управлять процессом промывки путем регулирования противодействия на устье. Поэтому возникающие пластовые проявления при использовании вращающегося превентора становятся управляемыми.

Вращающийся превентор применяют в следующих случаях:
при бурении в отложениях с аномально высоким пластовым давлением, склонных к флюидопроявлениям и выбросам;
при равновесном и несбалансированном давлениях в стволе скважины, когда для контроля за флюидопроявлением ре-

гулируют противодействие в кольцевом пространстве скважины с помощью устьевых штуцеров;

при промывке скважины методом обратной циркуляции;

в случаях применения в качестве промывочного агента воздуха и газа.

Вращающийся превентор устанавливают непосредственно над превентором. Его резиновый элемент надежно обжимает ведущую шестигранную или квадратную трубу и герметизирует кольцевое пространство между бурильной колонной и собственным корпусом. В этом случае циркуляция бурового раствора возможна только через боковой отвод в корпусе вращающегося превентора, который подключается к штуцерному манифольду. В зависимости от конфигурации трубы резиновый элемент изменяет свою форму. Его можно применять на квадратной и шестиугольной ведущей трубе, на теле и замке бурильной трубы. При этом не требуется смена резинового элемента.

Широкое распространение в зарубежной практике получили вращающиеся превенторы фирмы "Ракер-Шефер", используются также вращающиеся устьевые пакеры фирмы "Хайдрил". Превенторы зарекомендовали себя как надежные аппараты, эффективно работающие в разнообразных условиях бурения скважин.

Вращающийся превентор (рис. 10.11) имеет корпус 1, нижний фланец для присоединения к противовыбросовому превентору и стандартный боковой фланец для присоединения к штуцерному манифольду. Несмотря на то что размеры корпусов могут быть разными, вращающийся узел 3 универсален и подходит ко всем корпусам. Этот превентор позволяет использовать шестигранную ведущую трубу диаметром не более 168 мм и квадратную трубу диаметром не более 152 мм. Вращающийся вкладыш имеет внутри шестиугольную конфигурацию.

Резиновый элемент выполнен из прочной резины. Для замены резинового элемента необходимо поднять защелку на 75 мм и повернуть ее на 1,5 оборота влево. Защелка освободится так, что можно узел уплотнения снять и резиновый элемент заменить. После замены резины узел уплотнения закрепляют, повернув защелку вправо и опустив ее на 75 мм.

В этом вращающемся превенторе используются однорядные конические роликоподшипники. Они помещены в масляную ванну и выдерживают значительные осевые и радиальные нагрузки. Уплотнительная вращающаяся прокладка выполнена из специального материала, имеющего низкий ко-

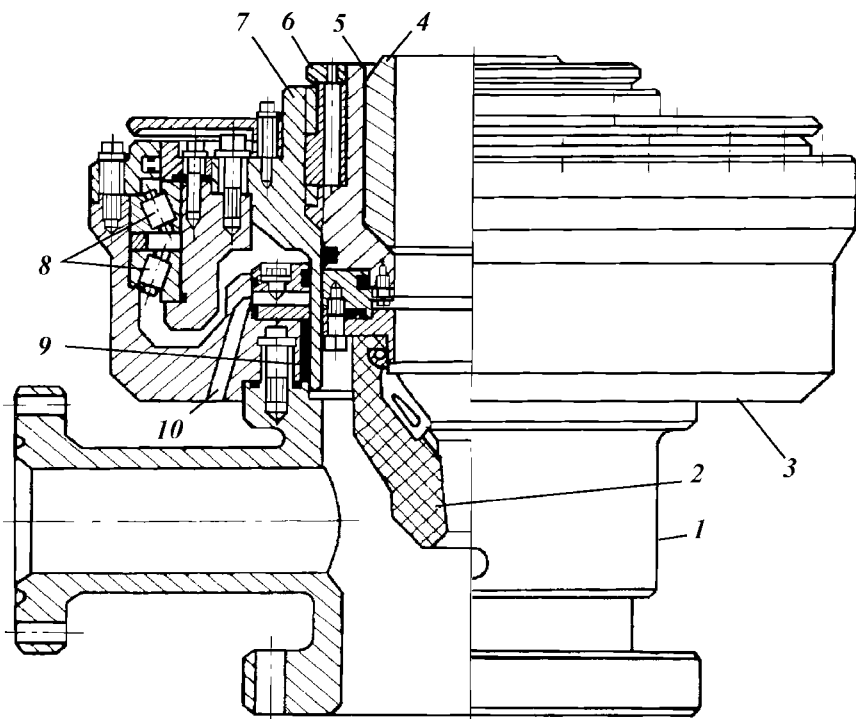


Рис. 10.11. Вращающийся превентор:

1 – корпус; 2 – резиновый пакер; 3 – вращающийся узел; 4 – муфта для вращения буровой колонны; 5 – узел крепления пакера; 6 – замок; 7 – вращающаяся вставка; 8 – подшипники; 9 – уплотнительная прокладка; 10 – дренажное отверстие

эффект трения и высокую термостойкость. Кроме того, есть сальниковая набивка, герметизирующая масляную ванну подшипников. В случае повреждения вращающейся прокладки будет обнаружена течь через контрольное отверстие.

Превенторы фирмы “Ракер-Шефер” рассчитаны на максимальное давление 15–20 МПа.

Фирма “Хайдрил” выпускает вращающийся пакер, который может использоваться с превентором любого типа. С применением вращающегося пакера появляются возможности для дальнейшего повышения эффективности бурения. Пакер LS-2 (рис. 10.12) аналогичен по назначению вращающемуся превентору. Он может использоваться более широко при обычной технологии промывки для создания небольших противодавлений с целью сжатия пузырьков газа в скважине в начальном периоде бурения, когда технологические показате-

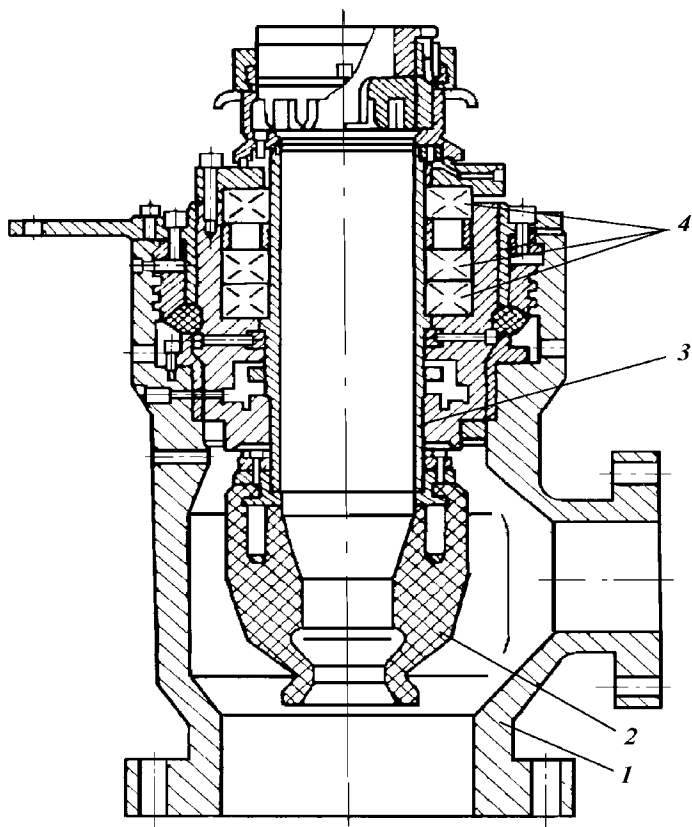


Рис. 10.12. Вращающийся пакер LS-2 фирмы "Хайдрил":

1 – корпус; 2 – резиновый пакер; 3 – вращающаяся втулка; 4 – подшипники качения

ли свойств раствора еще не доведены до требуемой нормы. Пакер LS-2 является самостоятельным узлом, устанавливаемым над противовыбросовым превентором. Его присутствие не мешает обычному бурению, так как он может быть легко отключен.

Этот аппарат имеет следующие преимущества: невысокий, требует минимум пространства, содержится в компактном корпусе с боковым выводом, нижние фланцы которого подходят к любому типу превентора; обеспечено удобство установки вращающегося узла в корпусе: через стол ротора узел опускают в низ корпуса и регулирующее кольцо поворачивают по часовой стрелке до упора; все части бурильной колонны могут быть извлечены через вращающийся узел при из-

быточном давлении внутри скважины; можно наращивать колонну при избыточном давлении в скважине; нет необходимости удалять вращающийся узел из корпуса до тех пор, пока долото не достигнет устья; извлекается узел вместе с долотом после освобождения его поворотом регулирующего кольца против часовой стрелки; уплотняющая прокладка высокоэффективная, надежно защищает металлические поверхности от инородных частиц; пока поддерживается подача масла, износ прокладки ничтожно мал; замена деталей, подверженных износу, не вызывает затруднений; легко, с минимальными затратами времени готовится к работе; для подготовки достаточно удалить защитный рукав; система смазки простая и надежная, осуществляется через лубрикатор и легко контролируется; масляный резервуар находится под более высоким давлением, чем буровой раствор, поэтому смазка постоянно попадает между уплотнительными прокладками и смазывает их. Вращающийся пакер LS-2 был использован при бурении скважин при максимальном давлении более 13 МПа и частоте вращения до 150 об/мин. При этом он показал высокую работоспособность.

Регулируемые устьевые штуцеры

Важную роль в регулировании режима скважины при равновесном и несбалансированном давлении в стволе играют устьевые штуцеры. В зарубежной практике бурения используют штуцеры с постоянным и переменным живым сечением. Наибольший интерес представляют штуцеры с регулируемым живым сечением. Поэтому рассмотрим устройство и работу регулируемого фонтанного штуцера фирмы "Свако". Этот штуцер является гидравлически управляемым, обеспечивающим плавное регулирование площади проходного сечения до 13 см², рассчитан он на рабочее давление до 70 МПа.

Принцип действия регулируемого штуцера основан на том, что два плоских с отполированными торцами прижатых друг к другу диска, имеющие эксцентричные фасонные окна, поворачивают относительно друг друга. При несовпадении окон канал закрыт, при полном совпадении окон канал полностью открыт, при частичном совпадении окон канал имеет промежуточное живое сечение, так что регулирование его осуществляется бесступенчато. В штуцере фирмы "Свако" (рис. 10.13) рабочие диски с окнами изготовлены из карбида вольфрама, а полукруглые эксцентричные отверстия перемещаются отно-

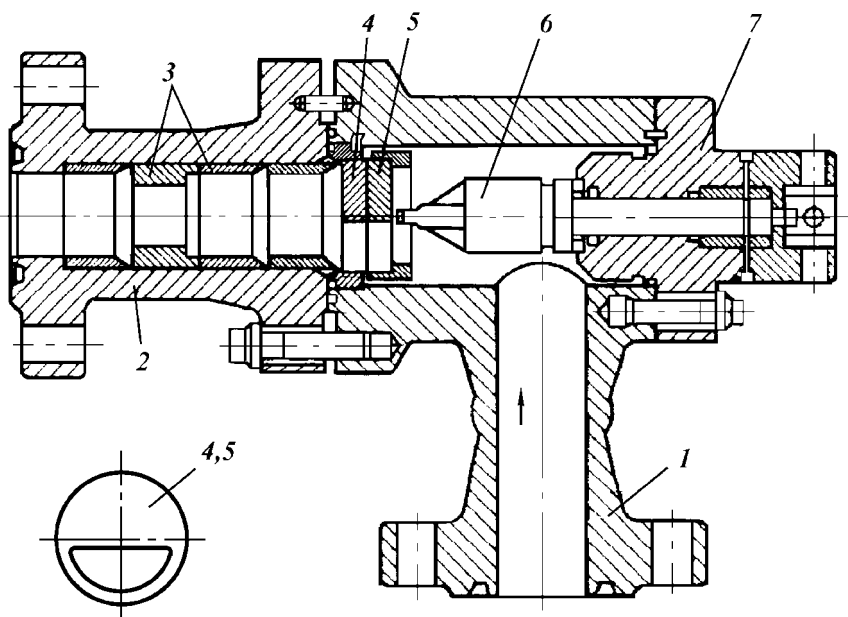


Рис. 10.13. Регулируемый устьевой штуцер фирмы «Свако»:

1, 2 – входной и выходной патрубки; 3 – защитные втулки; 4, 5 – неподвижный и подвижный рабочие диски; 6 – приводной шток; 7 – герметизирующая крышка

сительно друг друга путем поворота подвижного диска относительно неподвижного до 180° . Поворот осуществляется гидравлически управляемой системой рейка – шестерня. Двигателем для гидравлического насоса служит сжатый воздух.

Первоначально регулируемый штуцер был сконструирован для глушения газовых выбросов и сдерживания интенсивных водопроявлений при бурении скважин. Однако благодаря хорошей абразивной стойкости, высокой производительности и надежности в работе его стали применять при бурении в следующих случаях:

- при управлении выбросом пластового флюида через скважину;

- при ремонтных работах на устье в избыточном давлении в стволе скважины;

- для подачи облегченных жидкостей в скважину, особенно в случае работ по освобождению прихваченной бурильной колонны;

- для закачки в скважину порций сверхтяжеленных растворов (слэга);

при бурении с противодавлением в кольцевом пространстве на устье в случае применения вращающегося превентора;

для задавливания скважины при проведении ремонтно-изоляционных работ;

для контроля за давлением при вскрытии высоконапорных пластов, а также при прохождении зон поглощения, когда имеется опасность последующего выброса вследствие снижения уровня раствора в скважине.

Регулируемый штуцер рекомендуется устанавливать дополнительно к штуцерной батарее таким образом, чтобы все элементы штуцерного манифольда могли быть использованы независимо от регулируемого штуцера. По крайней мере два клапана высокого давления должны находиться на линии между штуцером и превентором и один — за штуцером. Выкидную линию от регулируемого штуцера следует соединять либо с газовым сепаратором, либо с факельной линией.

Выкидной патрубкок штуцера снабжен фланцем размером 65 мм, рассчитанным на давление до 70 МПа. К штуцеру прилагаются два манометра для измерения давления до 70 МПа, два предохранительных устройства мембранного типа, два гидравлических рукава по 15 м каждый, контрольная панель для определения давления перед штуцером.

Фирма "Свако" выпускает регулируемый штуцер для условий сероводородных проявлений. Принцип работы и конструкция его почти не отличаются от описанного штуцера. Однако штуцер, используемый при сероводородных проявлениях, имеет большие размеры. Для многих деталей применяется более вязкая и мягкая сталь. Фланцы и болты изготовлены из специальных сплавов рокуэл, обеспечивающих необходимую прочность без признаков хрупкости.

Управляют штуцером с помощью отдельного пульта, обычно устанавливаемого на полу буровой; иногда пульт выносят за пределы буровой. Контрольная панель пульта имеет пусковой рычаг, главный клапан подачи воздуха, указатель положения штуцера, манометры, счетчик числа ходов насоса. Ниже контрольной панели помещаются: гидравлический насос, резервуар для масла к насосу и аварийный ручной насос.

Пусковой рычаг обычно находится в положении "стоп" и передвигается в положение "заккрыть" или "открыть", когда необходимо. Пружинный пусковой рычаг быстро возвращается в положение "стоп" после выключения. Гидравлический регулятор (игольчатый клапан) служит для уменьшения скорости регулирования живого сечения штуцера.

Клапан "подача воздуха" на левой стороне контрольной панели регулирует подачу воздуха к гидравлическому насосу пневматического действия и к указателю положения штуцера. Требуется около 0,18 МПа для работы этой системы, однако устойчивая и надежная работа обеспечивается при давлении поступающего воздуха 0,35 МПа.

Максимальный расход через регулируемый штуцер фирмы "Свако" около 250 л/с.

Рассмотрим технологическую схему взаимодействия основного оборудования, обеспечивающего промывку ствола скважины (рис. 10.14). Буровой раствор из приемной емкости 1 циркуляционной системы подается подпорным центробежным насосом 2 на прием бурового насоса 3, после чего по нагнетательной линии 4 — в бурильную колонну 5. Очистив забой скважины, поток бурового раствора поднимается вместе со шламом по кольцевому пространству через превентор 7 к устью скважины.

При обычных условиях промывки выходящий на устье раствор по растворопроводу поступает в поверхностную систему для очистки и обработки. В случае промывки при равновесном и несбалансированном давлении в стволе скважины, когда устье оборудовано вращающимся превентором 6,

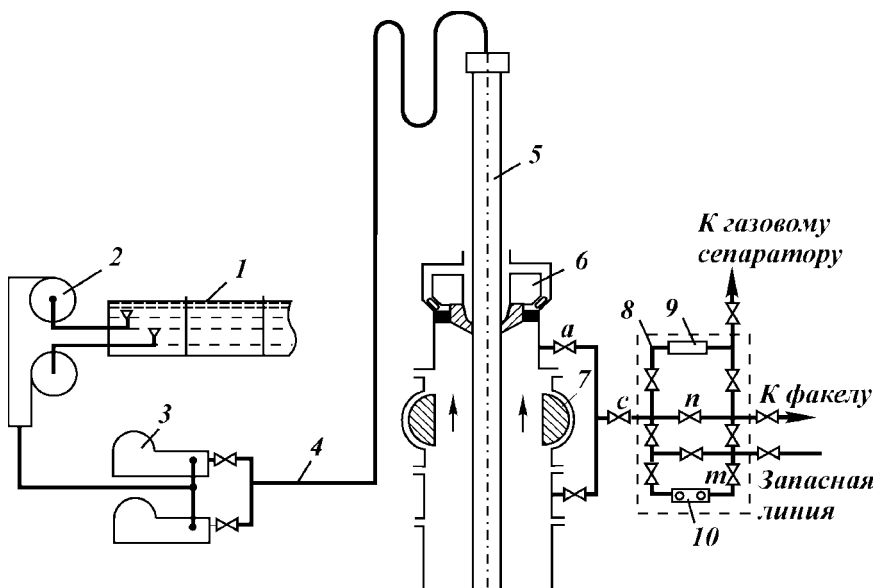


Рис. 10.14. Технологическая схема промывки скважины

буровой раствор через открытые задвижки *a* и *c* поступает в штуцерный манифольд *8*. Затем поток может двигаться либо через сменный штуцер *9*, либо через задвижку *п*, либо через регулируемый штуцер *10*. При незначительном поступлении пластового флюида в циркулирующий буровой раствор поток направляют через задвижку *п* к газовому сепаратору. В случае необходимости создания постоянного противодавления на устье с целью уменьшения скорости поступления пластового флюида поток бурового раствора направляют через сменный штуцер *9* и далее либо к газовому сепаратору, либо на факельное устройство.

При пульсирующих изменениях давления в скважине поток направляют через регулируемый штуцер *10*, который позволяет стабилизировать противодавление на устье. Наиболее предпочтительно применение регулируемого штуцера в период задавливания скважины перед подъемом отработанного долота.

Так как регулируемый штуцер в лучшем случае беспрерывно может работать лишь несколько часов, его стремятся использовать при острой необходимости.

После штуцерного манифольда *8* поток бурового раствора при нормальном содержании газа направляется в газовый сепаратор, а при весьма большом — сразу на факельную установку. Практически всегда стремятся обработать выходящий из скважины буровой раствор в газовом сепараторе.

Газовый сепаратор

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) такова. Газожидкостный поток из скважины, дойдя до вращающегося превентора, через регулируемый штуцер и герметичные манифольды поступает в газовый сепаратор, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата-дегазатора. Окончательная дегазация происходит в промежуточных емкостях циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор (рис. 10.15), используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа, представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объе-

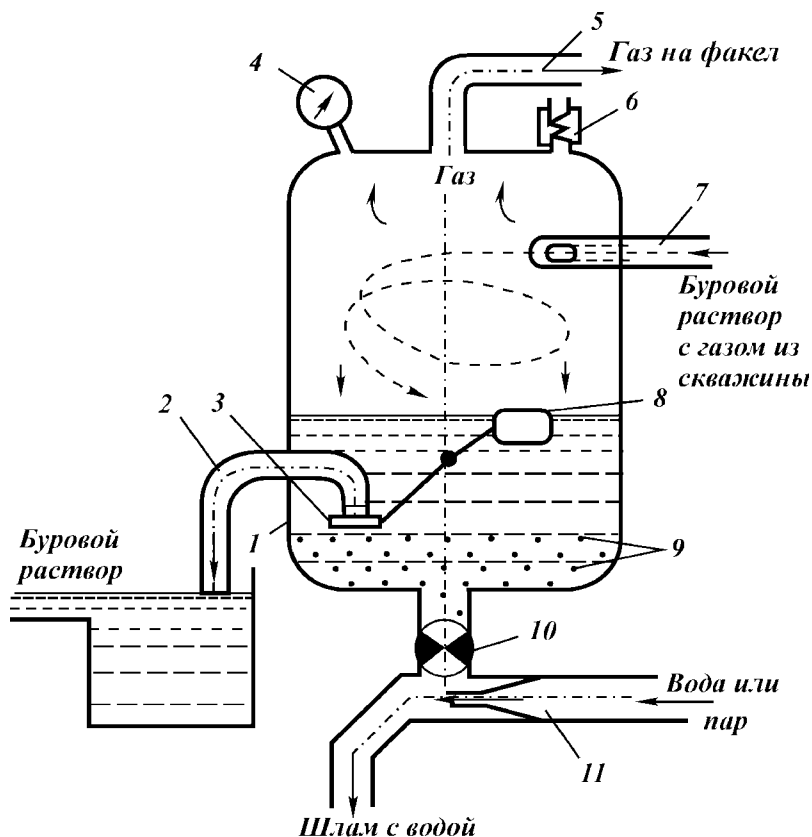


Рис. 10.15. Схема газового сепаратора

ма, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.

Буровой раствор из скважины через вращающийся преентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу 7 в полость газового сепаратора 1, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу 5 на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части сепаратора, откуда он подается по линии 2 для очистки от шлама на вибросито.

Современные газовые сепараторы вместимостью 1–4 м³

рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной системы. Они оборудуются предохранительным клапаном 6, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа 3 и эжекторным устройством 11 для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

Эжекторное устройство работает следующим образом. Воду, а в зимнее время пар пропускают через штуцер эжектора 11, в результате чего в сбросовом патрубке газосепаратора создается разрежение. При открытой сбросовой задвижке 10 скопившийся на дне газового сепаратора шлам 9 вместе с частью бурового раствора устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку 10 закрывают. Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром 4.

В период интенсивных газопроявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Регулятор уровня раствора 3 в полости сепаратора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубок 2 очищенного раствора, так как создаются условия для его постоянного затопленного состояния с помощью поплавка 8.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама.

В качестве второй ступени очистки раствора от газа часто применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по значению давления в камере — вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру — на гравитационные, эжекторные и центробежные. При центробежной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы.

Наибольшее распространение в отечественной и зарубеж-

ной практике получили вакуумные дегазаторы с эжекторной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычные центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности "запираться" газовыми пробками.

Степень вакуума в камере дегазаторов является наиболее важным технологическим фактором дегазации и определяется не только разрежением в камере эжектора и техническими возможностями вакуум-насосов, но и, прежде всего, высотой всасывающей линии. Она должна быть такой, чтобы в камере дегазатора обеспечивался вакуум 0,03 МПа.

Другим важным фактором, влияющим на глубину дегазации бурового раствора в дегазаторе, является длительность нахождения раствора в камере. Чем выше скорость циркуляции раствора в камере дегазатора, тем меньше времени раствор находится в ней и, следовательно, хуже дегазируется. Для улучшения дегазации необходимо уменьшать скорость циркуляции бурового раствора. Так, при циркуляции 24 л/с дегазация каждой порции раствора в аппарате вакуумного типа будет длиться 25 с, а при 48 л/с — около 12 с. Практически полная дегазация бурового раствора в аппаратах вакуумного типа происходит за 10—20 с.

Обычно с помощью газового сепаратора удается выделять из бурового раствора десятки кубических метров газа в минуту. Так что на вторую ступень дегазации — в дегазатор — поступает буровой раствор с содержанием газа не более 20 %. Некоторые типы вакуумных дегазаторов обеспечивают скорость извлечения газа 0,1—0,25 м³/мин, пропуская 1—3 м³ бурового раствора в минуту. В худшем случае остаточное содержание газа в буровом растворе после обработки в дегазаторе не превышает 2 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 т. — М.: Недра, 1993—1996.
2. Сеуд-Рза М.К. Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях. — Баку: Азернешр, 1963.
3. Малеванский В.Д. Открытые фонтаны и борьба с ними. — М.: Гостоптехиздат, 1962.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф., Басарыгин Ю.М. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т. — М.: Недра, 1997, 1998.
5. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. — М.: Недра, 1998.
6. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. — М.: Недра, 1980.
7. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин. — М.: Недра, 1984.
8. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1987.
9. Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Конгратенко П.И. Гидравлика промысловых жидкостей. — М.: Недра, 1976.
10. Маковей Н. Гидравлика бурения: Пер. с рум. — М.: Недра, 1986.
11. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984.
12. Винниченко В.М., Гончаров А.Е., Максименко Н.Н. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении разведочных скважин. — М.: Недра, 1991.
13. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1987.
14. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах. — М.: Недра, 1975.
15. Сароян А.Е. Основы расчета буровых колонн. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
16. Игrevский В.И., Мангушев К.И. Предупреждение и ликвидация нефтяных и газовых фонтанов. — М.: Недра, 1974.
17. Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология: Пер. с англ./Пер. Г.П. Шульженко. — М.: Недра, 1990.
18. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рахимов А.К. Технологические резервы повышения скоростей бурения скважин. — Ташкент: Фан УзССР, 1985.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ГИДРОАЭРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ.....	5
1.1. Равновесие и движение твердых частиц в жидкости, газе и газожидкостной смеси.....	6
1.2. Установившееся течение жидкостей в элементах циркуляционной системы скважины.....	12
1.3. Установившееся течение газа и газошламовой смеси в элементах циркуляционной системы скважины.....	31
1.4. Установившееся течение газожидкостной смеси в скважине.....	40
1.5. Установившиеся течения несжимаемой жидкости при спускоподъемных операциях.....	53
1.6. Распознавание газового выброса и выбор режимов его ликвидации.....	63
ГЛАВА 2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНАХ.....	71
2.1. Предупреждение и ликвидация поглощений бурового и цементного растворов при бурении скважин.....	71
2.2. Методы изучения поглощающих горизонтов.....	85
2.3. Изучение изменения гидродинамических давлений в необсаженных стволах.....	109
2.4. Предупреждение и профилактика поглощений буровых и тампонажных растворов.....	134
2.5. Кольматация проницаемых пород.....	148
2.6. Бурение скважин с промывкой аэрированными буровыми растворами.....	151
2.7. Наполнители для изоляции зон поглощения.....	153
ГЛАВА 3. ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ТВЕРДЕЮЩИМИ РАСТВОРАМИ.....	167
3.1. Тампонажные растворы и смеси для изоляции зон поглощения.....	167
3.2. Тампонажные смеси для ликвидации поглощений при бурении скважин.....	175
3.3. Способы и технические средства для борьбы с поглощениями.....	199
3.4. Изоляционные работы с пакерами.....	214
ГЛАВА 4. ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ.....	228
4.1. Поступление газа в скважину при бурении.....	229
4.2. Газопроявления при креплении скважин.....	279
4.3. Тампонажные составы для ликвидации нефтегазопроявлений.....	323
ГЛАВА 5. НАРУШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ.....	325
5.1. Осложнения, связанные с нарушением устойчивости трещиноватых пород.....	337
5.2. Осложнения, связанные с разбуриванием хомогенных пород.....	340

ГЛАВА 6. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗ- ЛЫХ ПОРОДАХ (ММП).....	348
6.1. Распространенность и характеристика ММП.....	348
6.2. Осложнения, связанные с физико-химическим воздействием на ММП.....	341
6.3. Осложнения, связанные с тепловым взаимодействием бурящейся скважины и ММП.....	355
6.4. Тип и компонентный состав бурового промывочного агента.....	358
6.5. Температурный режим бурящейся скважины.....	370
ГЛАВА 7. ПРИХВАТЫ, ЗАТЯЖКИ И ПОСАДКИ КОЛОННЫ ТРУБ, ЖЕЛОБООБРАЗОВАНИЕ.....	391
7.1. Природа прихватов колонны труб.....	392
7.2. Современное представление о способах предупреждения и лик- видации прихватов.....	400
7.3. Факторы, влияющие на возникновение прихватов колонны труб....	407
7.4. Предупреждение прихватов.....	407
7.5. Ликвидация прихватов.....	443
ГЛАВА 8. АВАРИИ В БУРЕНИИ.....	480
8.1. Определение и классификация аварий при бурении, организация работ по учету, ликвидации и профилактике аварий.....	480
8.2. Факторы, способствующие возникновению аварий.....	490
8.3. Аварии с крепью скважины.....	502
8.4. Разрушения элементов бурильной колонны.....	512
8.5. Открытые аварийные фонтаны.....	525
ГЛАВА 9. ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ.....	582
9.1. Отсоединение неприхваченной части колонны труб.....	585
9.2. Захватывающие инструменты.....	591
9.3. Отбивание яссами прихваченных труб и инструментов.....	599
9.4. Операция обуривания.....	604
9.5. Извлечение мелких предметов.....	610
9.6. Ловильные работы, вызванные оставлением в скважине инстру- ментов на кабеле или канате.....	618
9.7. Извлечение из скважин прихваченных пакеров.....	628
9.8. Ловильные работы в кавернах.....	631
ГЛАВА 10. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ПРИ РАВНОВЕСИИ ДАВЛЕ- НИЯ В СИСТЕМЕ ПЛАСТ – СКВАЖИНА.....	635
10.1. Роль дифференциального давления в повышении эффективности бурения скважин.....	635
10.2. Физическое представление процессов на забое.....	648
10.3. Технологические и технические особенности бурения при рав- новесном и несбалансированном давлении в системе пласт – скважина	658
10.4. Специальное устьевое оборудование для бурения при равновес- ном и несбалансированном давлении на забое скважины.....	665
Список литературы.....	677