МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет
имени К.И. Сатпаева

М.Т. Билецкий

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ В БУРЕНИИ

Рекомендовано Научно-методическим советом
университета в качестве учебного пособия

Алматы 2013

УДК 622.1/.2
ББК 33.13я 73
Б 61

Б 61 Билецкий М.Т. Средства измерения в бурении: Учебное пособие.– Алматы: КазНТУ, 2013. – 354 с.
Ил. 114. Табл. 34. Библиогр. – 60.
ISBN 978-601-228-541-3

В работе рассмотрены виды измерений, единицы измерений, система СИ, ошибки измерений. Даны сведения об измерительных средствах и их характеристиках. Приведены особенности применения КИП на буровых работах. Рассмотрены основные контролируемые параметры процесса бурения и их роль в управлении этим процессом. Приведены описания приборов контроля этих параметров с пояснением их принципов работы. Указаны особенности комплексов КИП бурения разработанных в СНГ, а также их некоторых зарубежных аналогов. Обоснована необходимость забойного контроля процессов бурения, и связанные с этим проблемы. Приведены схемы приборов забойного контроля, а также методы передачи сигнала забойных датчиков на поверхность. Проанализированы особенности применения скважинных расходомеров, термометров и манометров, даны описания и принципы работы этих приборов. Рассмотрены проблемы контроля прочности бурильной колонны. Описаны конструкции дефектоскопов с пояснением их принципов действия. Изложены принципы автоматического управления и роль КИП в системах автоматики. Описаны средства поверхностного и забойного автоматического управления процессом буренияз. Изложены принципы работы микропроцессорной техники и особенности ее использования в системах автоматического управления процессом бурения.

Пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальностям "Геология и разведка месторождений полезных ископаемых" и "Нефтегазовое дело".

УДК 622.1/.2
ББК 33.13 я 73

Рецензенты:
Воронина Л.В., д-р техн. наук, проф. Каспийского общественного университета
Мендебаев Т.Н., д-р техн. наук, проф., Президент компании ТОО «Жайлау»

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2013 г.

ISBN 978-601-228-541-3

© Билецкий М.Т., 2013
© КазНТУ, 2013

ВВЕДЕНИЕ

Полезные ископаемые играют важную роль в экономике Республики Казахстан. Их разведка, а во многих случаях также и добыча, осуществляются с помощью буровых скважин, стоимость строительства которых составляет весьма значительную долю от общей стоимости работ.

В настоящее время прирост запасов осуществляется за в основном за счет месторождений, располагающихся на большой глубине и сложных по своей структуре. Разведка и разработка таких месторождений требует серьезного совершенствования технологии проводки скважин и, в частности широкого использования надежных средств инструментального контроля.

Так во всем мире широко внедряется технология разработки нефтяных месторождений с помощью "горизонтальных" скважин. Они обеспечивают многократный прирост нефтедобычи, но их строительство невозможно без использования забойных датчиков параметров бурения.

Увеличение глубины скважин сопровождаются ростом аварийности. Борьба с аварийностью невозможна без средств надежного контроля как собственно процессов бурения, так и состояния бурового инструмента и оборудования.

Критерием технического прогресса в любой отрасли промышленности, включая и строительство скважин, является уровень внедрения систем автоматического управления. Функционирование таких систем возможно только при наличии датчиков, обратной связи управляющего автомата с объектом управления. При этом, наблюдающийся сейчас скачок в качественном совершенствовании и количественном росте систем автоматического управления базируется на все более широком использовании цифровых технологий вообще и микропроцессорной техники в частности.

Чтобы соответствовать уровню современных технологий специалист по бурению скважин должен быть знаком с основами контрольно-измерительной и микропроцессорной техники, а также с принципами автоматического управления.

Все вышеизложенное и представляет собой предмет предлагаемого учебного пособия.

1. ИЗМЕРЕНИЯ, ЕДИНИЦЫ И ОШИБКИ ИЗМЕРЕНИЙ

1.1. Виды измерений

Измерением называется сравнение измеряемой величины Q с другой величиной q, аналогичной физической природы, принятой за единицу. Формула измерения

$$Q = uq, \tag{1.1}$$

где u – числовое значение. Пример: Глубина скважины (Q) равна 2015 (u) метров (q).

Выделяют несколько видов измерений [8, 10, 23].

Прямыми называются измерения, при которых измеряемую величину находят либо путем ее прямого сравнения с единицей, либо с помощью отсчетных устройств измерительных приборов.

Косвенными называются измерения, при которых измеряемую величину находят, используя ее математическую зависимость от аргументов, полученных с помощью прямымх измерениий:

$$Q = \varphi(x_1, x_2, x_3 \ldots x_n), \tag{1.2}$$

где символ φ означает некоторую функцию от аргументов $x_1, x_2, x_3 \ldots x_n$. Например, можно измерить косвенным способом (т. е. вычислить) крутящий момент M на вращателе буровой установки, пользуясь известной формулой:

$$M = \frac{W}{2\pi n}, \tag{1.3}$$

где W – затрачиыаемая мощность, измеренная по показаниям ваттметра, а n – частота вращения вращателя в 1/с – по показаниям тахометра.

Совместными называют измерения, при которых значения нескольких измеряемых величин находят одновременно путем решения системы линейных уравнений типа:

$$\begin{aligned} &f(x_1^1, x_2^1, ...x_k^1, Q_1, Q_2, ...Q_n) = 0 \\ &f(x_1^2, x_2^2 ...x_k^2, Q_1, Q_2, ...Q_n) = 0 \\ &\text{……..……..……..……..……} \\ &f(x_1^n, x_2^n, ...x_k^n, Q_1, Q_2, ...\ Q_n) = 0 \end{aligned} \qquad (1.4)$$

Здесь $Q_1, Q_2, ...Q_n$ – измеряемые величины, которые находят путем совместных измерений, а $x_1^1, x_2^1, ...x_k^n$ – коэффициенты, определяемые путем прямых измерений. Нижний индекс при коэффициентах означает порядковый номер этих коэффициентов $(1,2,...k)$, верхний индекс $(1,2,...n)$ соответствует номеру уравнения в системе (число уравнений должно быть равным числу неизвестных).

Рассмотрим использование метода совместных измерений для определения характеристик **истинной вязкости** буровых растворов (рис. 1.1.). Этих характеристик две: **Коэффициент структурной вязкости** η (в Па·с) и **Динамическое напряжение сдвига** τ_0 (в Па).

Наружный стакан 1 с помощью ремня 9 приводится во вращение электродвигателем 3 и шкивом 2. Внутренний стакан 5 подвешен на стальной упругой нити 4. Зазор между стаканами заполняют буровым раствором 8, характеристики истинной вязкости которого требуется измерить. При вращении наружного стакана внутренний стакан из-за трения между слоями раствора, преодолевая сопротивление скручиваемой нити 4, также начнет вращаться. Однако, когда угол поворота внутреннего стакана достигнет некоторого значения φ, внутренний стакан остановится. Это произойдет, когда наступит равновесие между моментом сил трения, и моментом сопротивления упругой нити, возрастающим по мере увеличения угла ее скручмвания. Уравнение равновесия:

$$\varphi - b(\omega\eta + c\tau_0) = 0\,. \qquad (1.5)$$

В этом уравнении определяемыми путем совместных измерений неизвестными являются η и τ_0 Величины φ в рад,

ω в 1/с, а также b и c представляют собой коэффициенты, значения которых определяют путем прямых измерений. Угол φ находят с помощью стрелки 6 и шкалы 7; скорость ω – по шкале устройства, регулирующего частоты вращения двигателя;

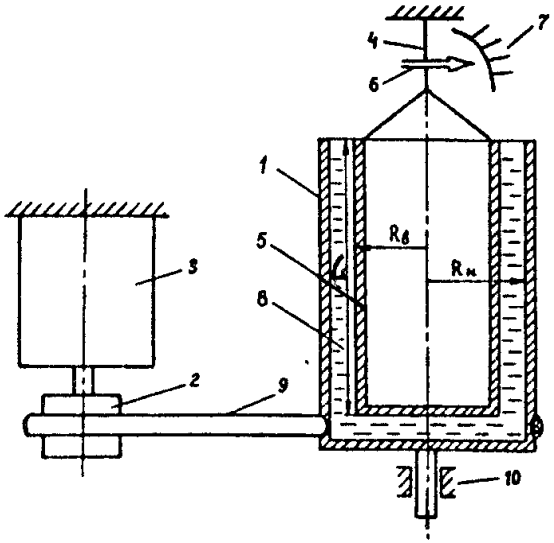


Рис. 1.1. Ротационный вискозиметр:
1 – стакан наружный; 2 – шкив; 3 – электродвигатель с изменяемой частотой вращения; 4 – нить; 5 – стакан внутренний; 6 – стрелка-указатель; 7 – шкала; 8 – жидкость; 9 – ремень; 10 – подшипник

величины b и c представляют собой постоянные параметры ротационного вискозиметра определяемые по формулам:

$$b = \frac{4\pi L R_H^2 R_B^2}{K(R_H^2 - R_B^2)}, \tag{1.6}$$

где R_H, R_B и L – геометрические параметры (см. рис. 1.1.), определяемые с помощью штангенциркуля, а K – жесткость нити на скручивание (указана в паспорте нити).

$$c = \ln \frac{R_H}{R_B}. \tag{1.7}$$

Поскольку имеется два неизвестных (η и τ_0), то необходимо составить систему (1.4) из двух уравнений ($n = 2$). С этой целью наружный стакан поочередно вращают с двумя различными угловыми скоростями ω^1 и ω^2 и при поведении опыта на каждой скорости получают отсчет угла поворота внутреннего стакана φ^1 и φ^2. Согласно (1.4) полученная на основе этих измерений система уравнений имеет вид:

$$\begin{aligned} \varphi^1 - b(\omega^1\eta + c\tau_0) = 0 \\ \varphi^2 - b(\omega^2\eta + c\tau_0) = 0 \end{aligned} \qquad (1.8)$$

Т. к. числовые значения всех коэффициентов определены, то решение системы из двух линейных уравнений с нахождением η и τ_0 трудностей не представляет.

1.2. Единицы измерений и их системы

В основе **метрологии** – **науке об измерениях** – лежит принцип обеспечения **единства измерений,** который требует одинаковости результата измерений той же самой величины, в каких бы условиях эти измерения не проводились. Важнейшим условием соблюдения этого принципа является единство единиц измерений.

В прошлом различные страны имели собственные единицы измерений. Так в царской России длину измеряли вершками, аршинами и саженями (4.44, 71 и 213 см соответственно). В англоязычных странах еще и сейчас остаются в ходу дюймы, футы и мили (2.54 см, 30.48 см, 1.61 км).

Разнобой в единицах затрудняет сопоставление результатов измерений. Поэтому в 1960 г. была предложена система единиц СИ (System International), которая была принята большинством стран (включая США и Великобританию).

Поскольку законы природы связывают друг с другом все физические величины, то взаимосвязанными должны быть также и их единицы измерения. **Взаимосвязанные единицы измерений образуют систем**у. В системе единицы подразделяются на две группы: основные и производные.

Основные единицы измерений принимаются произвольно или из соображений удобства. Система СИ включает семь основных единиц: длины – *метр* (м)**;** времени – *секунда* (с)**;** массы – *килограмм* (кг)**;** силы электрического тока – *Ампер* (А); температуры – *Кельвин* (^{0}К)**;** силы света – *канделла* (Кд); количества вещества – *моль*. Кроме того, имеется две дополнительные единицы: единица плоского угла – *радиан* (рад) и единица телесного угла – *стерадиан*.

Основные единицы связаны с разделами физики. Так, из семи основных единиц системы СИ три первых относятся к механике; четвертая – к электричеству; пятая – к теплоте; шестая – к свету; седьмая – к атомной и молекулярной физике.

Производные единицы выводятся из основных единиц на основе связывающих их физических закономерностей. Всякая физическая величина имеет свою единицу измерения, поэтому число производных единиц исчисляется десятками.

Производные единицы, выраженные через основные единицы, называют размерностями. Мх выводят по формуле:

$$[П] = [O_1]^{\alpha 1} \bullet [O_2]^{\alpha 2} \bullet [O_3]^{\alpha 3} \bullet \ldots \bullet [O_n]^{\alpha n}, \qquad (1.9)$$

где квадратные скобки суть признак единиц измерений (в отличие от самих измеряемых величин); $П$ – величина, единица которой является производной, $O_1, O_2, O_3, \ldots, O_n$, величины, единицы которых принадлежат к основныма, показатели степени $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \ldots, \alpha_n$ устанавливают физические законы, связывающие $П$ с $O_1, O_2, O_3, \ldots, O_n$. Для системы СИ:

$$[П] = м^{\alpha 1} \bullet с^{\alpha 2} \bullet кг^{\alpha 3} \bullet А^{\alpha 4} \bullet К^{\alpha 5} \bullet Кд^{\alpha 6} \bullet моль^{\alpha 7} \qquad (1.10)$$

Выведем размерность единицы силы. В соответствии со вторым законом Ньютона сила равна

$$F = ma, \qquad (1.11)$$

где m – масса (ее единица – кг является основной), a – ускорение (его единица, является производной и имеет размерность м/с^2). Согласно (1.10) и (1.11)

$$\left[F\right] = м^1 \bullet с^{-2} \bullet кг^1 \bullet A^0 \bullet K^0 \bullet Кд^0 \bullet моль^0 . \qquad (1.12)$$

Так как любое число в нулевой степени равно единице, то

$$\left[F\right] = \text{кг*м/с}^2.$$

Некоторые производные единицы системы СИ, кроме размерностей, имеют еще и свои собственные названия. Так, единица силы получила название "Ньютон"– сокращенно Н.

Таблица 1.1.

Приставки к кратным и дольным единицам системы СИ

Кратные единицы			Дольные единицы		
Приставка	Пример	Множитель	Приставка	Пример	Множитель
дека (да)	деканьютон (даН)	10^1	деци (д)	дециметр (дм)	10^{-1}
гекто (г)	гектолитр (гл)	10^2	санти (с)	сантиметр (см)	10^{-2}
кило (к)	километр (км)	10^3	милли (м)	милливольт (мВ)	10^{-3}
мега (М)	мегаватт (МВт)	10^6	микро (мк)	микроампер (мкА)	10^{-6}
гига (Г)	гигабайт (Гбайт)	10^9	нано (н)	наносекунда (нс)	10^{-9}
тера (Т)	терагерц (ТГц)	10^{12}	пико (п)	пикофарада (пФ)	10^{-12}

Другие имеющие имена единицы это: единица давления – Паскаль, Па (кг/(м·с^2)); работы и энергии – Джоуль, Дж (кг·м^2/с^2); мощности – Ватт, Вт (кг·м^2/с^3); напряжения – Вольт, В (кг·м^2/(с^3·А)), сопротивления – Ом (кг·м^2/(с^3·А^2)) и др.

Кроме целых единиц в системе СИ допускается применение кратных и дольных единиц (табл. 1.1)

1.3. Ошибки измерений и их классификации

Измерения почти всегда сопровождаются ошибками [23, 52, 55]. **Абсолютная ошибка** измерения:

$$\Delta_Q = Q - Q_u, \tag{1.13}$$

где Q – результат измерения, Q_u – истинное значение. Истинное значение, как правило, неизвестно (ввиду наличия ошибок), поэтому практически используется формула

$$\Delta_Q = Q - Q_д, \tag{1.14}$$

где $Q_д$ – **действительное значение, которое представляет собой результат измерения, полученный с максимально-возможной в данных условиях точностью**. Очевидно, что Δ_Q измеряется в тех же единицах, что и Q.

Сама по себе абсолютная ошибка ничего не говорит о точности, с которой выполнено измерение. Действительно, если некоторая длина L измерена с абсолютной ошибкой $\Delta_L = 1$ м, то оценить измерение как точное или грубое нельзя. Все зависит от длины L. Если это длина комнаты, то измерение было очень грубым, если же – расстояние до луны, то исключительно точным. **Для оценки точности введено понятие относительной ошибки, которая равна**:

$$\varepsilon = \frac{\Delta_Q}{Q_u} \approx \frac{\Delta_Q}{Q_д}. \tag{1.15}$$

Очевидно, что ε есть величина безразмерная. **Точность измерения тем выше, чем меньше относительная ошибка**

В зависимости от причины, их вызвавшей, ошибки измерений подразделяют на три класса: инструментальные, методические и субъективные.

Инструментальные ошибки – это те, которые зависят от измерительных средств. Среди них выделяют ошибки:

– шкальные (из-за неверного нанесения шкалы);

– остаточной деформации (возникшие от того, что прибором измерялись величины, превышающие его предел измерения);

– вызванные трением (в подвижных элементах прибора);

– **вызванные старением материала, из которого изготовлены элементы прибора** (со временем пружины теряют жесткость);

– **вызванные люфтами** (если в механизме прибора сменилось направление вращения, то при наличии люфта (зазора) ведомая шестерня начнет вращаться лишь после того, как ведущая, выбрав люфт, уже повернулась на некоторый угол).

Методические ошибки это те, которые зависят от метода использования прибора. Они бывают связаны с:

– местом установки прибора;

– неправильностью выбора прибора данного принципа действия для производства данных конкретных измерений;

– неполностью учета влияющих на показания факторов,

Рассмотрим методические погрешности на примере измерения расхода промывочной жидкости при бурении.

Для эффективного удаления шлама с забоя скважины к долоту необходимо подавать определенный расход жидкости. Оценка этого расхода, как правило, производится по показаниям расходомера, **установленного** в нагнетательной линии сразу после бурового насоса. Однако далее жидкость движется через бурильную колонну, и часть ее может просачиваться сквозь соединения бурильных труб в кольцевое пространство и по нему возвращаться к устью, минуя долото. Количество жидкости, фактически подаваемое к долоту, будет меньше, показываемого расходомером на величину утечки. Такую методическую ошибку можно устранить, поместив расходомер непосредственно над долотом (что, однако технически сложно).

Если расходомер, работающий на **принципе** электромагнитной индукции (см. рис. 8.8.) использовать для измерения расхода дизтоплива, то он не будет давать показаний, т. к. он может работать только на токопроводящих жидкостях, к которым дизтопливо не относится. Нужен расходомер иного принципа действия (например, ротаметрический – рис. 8.5).

Расходомер должен работать на той жидкости, которая была использована при его градуировке (нанесении шкалы). Обычно градуировка производится на воде. Если же расходомер работает на глинистом растворе, то возникает методическая ошибка, вызванная тем, что **не учтен фактор** плотности, которая у глинистого раствора больше чем у воды. Такая ошибка устраняется с помощью таблиц поправок на фактическую плотность контролируемой жидкости.

Предотвращение методических ошибок особенно важно, т. к. они могут быть очень значительны, и часто не только их величину, но и само существование бывает трудно установить.

Субъективные ошибки зависят от наблюдателя, его квалификации и физического состояния. Так, ошибка параллакса, зависит от положением глаза, который должен находиться в плоскости, перпендикулярной к циферблату и расположенной вдоль оси стрелки. Если глаз будет левее этой плоскости, оценка будет завышенной, правее – заниженной.

Таблица 1.2

Ошибки измерений давления 1.5 МПа

Вид ошибок	Случайные (мнометр 1)	Результат	1,49	1,47	1,51	1,48	1,53
		Ошибка	–0,01	–0,03	0,01	–0,02	0,03
	Систематические (манном. 2)	Результат	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
		Ошибка	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Результаты повторных измерений одной и той же величины часто не совпадают**.** Ошибки повторных измерений классифицируют как случайные, систематические и так называемые “промахи”.

Случайные ошибки при повторных измерениях случайным образом изменяются по величине и знаку (табл. 1.2.). Они бывают вызваны суммарным влиянием нескольких одновременно действующих случайных причин (сотрясения, движения воздуха, наличие в нем пыли, колебания напряжения и частоты питающей прибор электросети).

Есть два способа борьбы со случайными ошибками:

– **стабилизация внешних условий** (исключение возможности воздействия случайных влияющих факторов);

– **выведение среднего значения**. В табл. 1.2. среднее значение по пяти замерам (манометр 1) составило 1.496 МПа. То есть ошибка среднего равна – 0.004, что в 2.5 раза меньше наименьшей ошибки частного значения (0.01).

Систематические ошибки при повторных измерениях либо остаются неизменными, либо изменяются по определенному закону (Часы могут, например, "бежать" на 2 минуты в сутки). Обычно систематическая ошибка имеет только одну причину.

Есть два способа борьбы с систематическими ошибками:

– **внесение поправки**. К результату измерения прибавляют систематическую ошибку с обратным знаком. Так, в табл. 1.2 у манометра 2 имеется систематическая ошибка, равная +0,08 МПа. Внеся поправку, получим: 1,58 +(– 0,08)=1,5 МПа.

– **устранение причины ошибки** ("юстирование" прибора). Так, если ошибка является следствием неверного нанесения шкалы, то шкалу следует переписать

Обычно результат измерения включает как случайные, так и систематические ошибки.

Промахом называется ошибка, абсолютное значение которой, резко превышает значение любой другой ошибки из ряда повторных измерений. Промахи обусловливаются особыми причинами. Так резкое отклонение показаний вольтметра происходит из-за скачка частоты в электросети .

1.3. Расчет ошибок косвенных измерений

Косвенные измерения (формула 1.2) – это результат обработки прямых измерений. Если в последних наличествуют ошибки, то они будут и в полученных на их основе результатах.

Абсолютная ошибка косвенного измерения [51]:

$$\Delta_Q = \pm\sqrt{(\frac{\partial Q}{\partial x_1}\Delta_{x1})^2 + (\frac{\partial Q}{\partial x_2}\Delta_{x2})^2 + ... + (\frac{\partial Q}{\partial x_n}\Delta_{xn})^2}\ , \quad (1.16)$$

где Q – результат косвенного измерения; $x_1, x_2, ...x_n$ результаты прямых измерений; $\Delta_{x1}, \Delta_{x2}, ..., \Delta_{xn}$ их ошибки. Таким образом, функцию косвенного измерения (1.2) надо поочередно продифференцировать по каждому аргументу x (взять частные производные). Далее вычисляют числовые значения производных, которые вместе с ошибками аргументов подставляют в (1.16) и находят Δ_Q.

Производная возведенной в степень n переменной величины x с постоянным коэффициентом K:

$$\frac{\partial(Kx^n)}{\partial x} = \frac{K(\partial x^n)}{\partial x} = Knx^{n-1}. \qquad (1.17)$$

Производные от иных функций (кроме рассмотренной в (1.17)) встречаются реже; их значения можно найти в справочниках по математике.

Пример: Определить ошибку вычисления массы одного метра бурильной трубы согласно выражению:

$$q = \frac{\pi}{4}\rho(D^2 - d^2), \qquad (1.20)$$

где ρ – плотность материала бурильных труб, D, d – наружный и внутренний диаметры трубы.

По результатам прямых измерений получено:

$$c = 7850 \pm 70\ кг/м^3; D = 0.127 \pm 0.0005;$$

$$d = 0{,}111 \pm 0{,}0007\ м.$$

После знака ± приведены известные максимальные значения ошибок $\Delta_\rho, \Delta_D, \Delta_d$. Берем частную производная от выражения (1.20) по ρ (не содержащий ρ сомножитель $\frac{\pi}{4}(D^2 - d^2)$ есть постоянный коэффициент K, который согласно формуле (1.17) выносится за скобку).

$$\frac{\partial q}{\partial \rho} = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2). \qquad (1.21)$$

Частные производные от выражения (1.20) по D и d:

$$\frac{\partial q}{\partial D} = 2\rho\frac{\pi}{4}D \qquad (1.22)$$

$$\frac{\partial q}{\partial \mathrm{d}} = -2\rho\frac{\pi}{4}d\,. \qquad (1.23)$$

Подставим в (1.21), (1.22) и (1.23) значения исходных параметров, получим: $\frac{\partial q}{\partial \rho} = 0.00299$; $\frac{\partial q}{\partial D} = 1570$; $\frac{\partial q}{\partial \mathrm{d}} = -1370$.

Остается подставить числовые значения в формулу (1.16):

$$\Delta_Q = \pm\sqrt{(0{,}00299 \bullet 70)^2 + (1570 \bullet 0{,}0005)^2 + (1370 \bullet 0{,}0007)^2}$$

$= \pm$ 1.25 кг/м.

Подставив в формулу (1.20) значения аргументов, можно найти вес одного метра бурильной трубы $Q = 23.47$ кг/м. Согласно (1.15) относительная ошибка измерения

$$\varepsilon = \frac{\Delta_Q}{Q} = 0.0532 \text{ или } 5.3\ \%.$$

При этом относительные ошибки аргументов равны: e_c =0.89 %; $\varepsilon_D = 0.39$ %; $\varepsilon_d = 0.63$ %.

Контрольные вопросы

1. Что называется измерением?
2. Какие бывают виды измерений?
3. Что такое система единиц измерений?
4. Каковы основные единицы международной системы СИ?
5. Что такое размерность?
6. Чем отличается относительная ошибка измерения от абсолютной?
7. Какие ошибки входят в число инструментальных?
8. От чего зависят методические ошибки?
9. Чем отличаются систематические ошибки измерения от случайных?
10. Какова последовательность вычисления ошибок косвенных измерений?

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВАХ

2.1. Виды измерительных средств

К измерительным средствам принадлежат меры, измерительные приборы и измерительные установки [23].

Мерой называется устройство, служащее для воспроизведения единицы измерения, либо кратной или дольной по отношению к ней величины. В частности, мерой является гиря (единица массы). Гири выпускаются со значениями 1, 2, 5, 10 кг, а также 0.1, 0.2, 0.5 кг. Другим примером является масштабная линейка. Существуют меры с постоянным и переменным значением. Гиря принадлежат к первому типу, масштабная линейка – ко второму.

Измерительная установка, кроме приборов, включает различные вспомогательные устройства. Она служит для выполнения определенной узкой задачи.

Поверочная установка позволяет определить ошибки поверяемого прибора путем сравнения его показаний с показаниями высокоточного образцового прибора

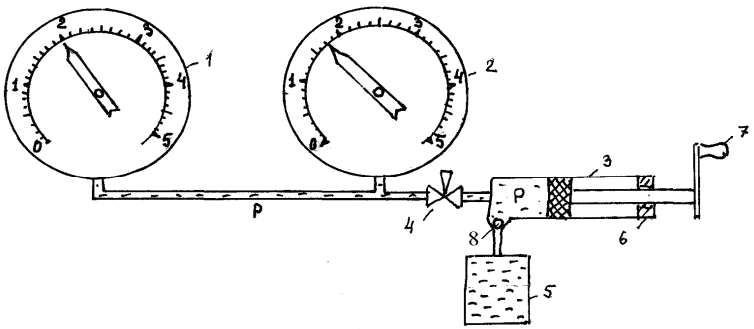


Рис. 2.1. Установка для поверки манометров:
1 – поверяемый манометр; 2 – образцовый манометр; 3 – насос; 4 – вентиль; 5 – маслобак; 6 – винтовая пара; 7 – рукоятка; 8 – обратный клапан

Установка поверки манометров (рис 2.1) кроме манометров 1 и 2, включает насос 3 бак 5 для рабочей жидкости, трубопровод и ряд других устройств. Закрыв вентиль 4, и вращая рукоятку 7, перемещают поршень насоса вправо. Масло из бака через обратный клапан 8 заполняет освобождаемое поршнем пространство. Далее вентиль открывают и начинают вращать рукоятку в противоположную сторону. Обратный клапан не допускает возвращения жидкости в бак. и поршень создает давление p, передающееся на оба манометра. Регулируя давление p рукояткой 7, стрелку поверяемого манометра 1 поочередно устанавливают строго напротив каждой числовой отметки (0, 1, 2, 3, 4 и 5 МПа). При этом стрелка образцового манометра указывает действительное значение (не доходит до данной отметки, либо переходит ее). Разница в показаниях дает ошибку поверяемого манометра.

Измерительным прибором называют устройство, обеспечивающее сравнение измеряемой величины с мерой.

2.2. Классификации измерительных приборов

По способу сравнения измеряемой величины с мерой измерительные приборы делят на два класса:

– приборы прямого сравнения;

– приборы косвенного сравнения.

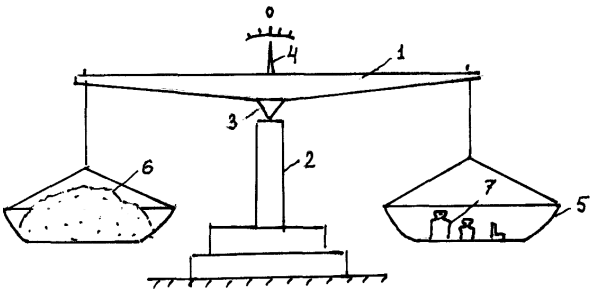


Рис. 2.2. Рычажные весы:
1 – коромысло; 2 – стойка; 3 – призматическая опора; 4 – стрелка; 5 – чашка; 6 – измеряемый вес; 7 – гири

К приборам прямого сравнения принадлежат рычажные весы (рис. 2.2). Вес 6 уравновешивается гирями 7. Стрелка 4 должна установиться напротив нуля шкалы. В этом случае вес равен сумме номиналов всех гирь на правой чашке весов.

Таким образом в приборах прямого сравнения измерение производят путем подбора мер, сумма номиналов которых дает эквивалент измеряемой величины.

Другой пример прибора прямого сравнения – магазин сопротивлений, с помощью которого находят сопротивление электрической цепи. Приборы прямого сравнения, более точны, но используются реже приборов косвенного сравнения из-за более высокой трудоемкости процесса измерения.

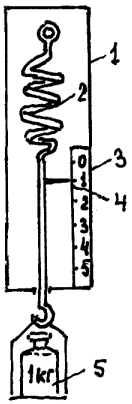


Рис. 2.3. Пружинные весы и их градуировка:
1 – корпус; 2 – пружина; 3 – шкала; 4 – стрелка-указатель; 5 – гиря

Приборы косвенного сравнения показывают значение измеренной величины на своих отсчетных устройствах.

К ним принадлежат, например, пружинные весы-“безмен” (рис. 2.3). Если измеряемый вес прицепить к крючку, то пружина 2 растянется на определенную длину, а указатель 4 покажет на шкале 3 значение веса. Сравнение измеряемой величины с мерой состоит здесь в том, что прежде чем производить измерения, у таких приборов необходимо

изготовить шкалу. Для этого последовательно навешивают гири возрастающего номинала (1, 2, 3, и т. д. кг) и на шкале 3 напротив указателя 4 наносят соответствующие отметки.

Отсчетным называют устройство, с помощью которого можно получить числовое значение измеряемой величины. Известны три типа отсчетных устройств: шкальные, устройства с цифровым указателем и, наконец, особый тип отсчетных устройств имеют самопишущие приборы.

Шкальные отсчетные устройства (рис. 2.3 и 2.4.) состоят из указателя и циферблата с нанесенной на нем шкалой. **Шкалой называется совокупность отметок, нанесенных вдоль некоторой линии** – чаще дуги. Отметки подразделяются на числовые и промежуточные. Числовые отметки – это те, напротив которых указаны их числовые значения. Числовые отметки наносят более крупно.

Изготовление шкалы с помощью мер (случай с безменом)**, либо образцовых измерительных приборов называется градуировкой.** При градуировке наносятся только числовые отметки. Промежуточные отметки получают путем деления интервала между числовыми отметками на равные части – обычно десять, пять или две. Промежуток между отметками есть деление**. Значение измеряемой величины,**

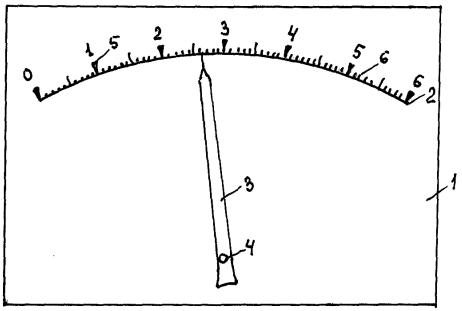


Рис. 2.4. Шкальное отсчетное устройство:
1 – циферблат; 2 – шкала; 3 – стрелка-указатель; 4 – ось вращения стрелки; 5 – числовая отметка шкалы; 6 – промежуточная отметка шкалы

соответствующее одному делению, называют ценой деления.

Отсчетное устройство в виде цифрового указателя состоит из табло, на котором, с помощью жидких кристаллов либо светодиодов появляются цифры – числовые значения измеряемой величины. Пример – бесшкальные часы. Приборы с цифровым указателем обладают повышенной точностью.

Самопишущие приборы (рис. 2.5.) производят запись измеряемого параметра на носителе – бумажной ленте 3 – в зависимости от какого-либо другого параметра, чаще всего от времени, задаваемого синхронным двигателем 1. **Синхронный электродвигатель – это такой, частота вращения которого практически постоянна, т. к. зависит только от частоты питающей сети** (в государственных сетях частота равна 50 – 0.1 Гц). Синхронный двигатель 1 приводит в движение

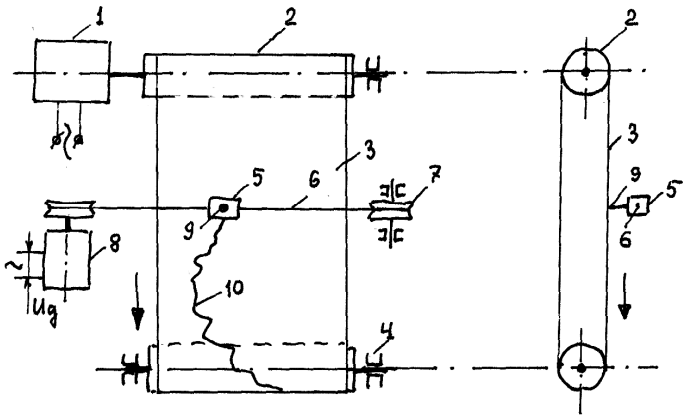


Рис. 2.5. Самопишущий прибор:
1 – синхронный электродвигатель; 2 – валик; 3 – бумажная лента; 4 – подшипник; 5 – каретка; 6 – нить; 7 – шкив; 8 – приводной двигатель каретки; 9 – перо; 10 – диаграмма; $U_д$ – напряжение (сигнал) датчика

ленту 3, вследствие чего скорость перемещения последней постоянна. Приводной двигатель 8 каретки 5 питается от напряжения датчика $U_д$, которое пропорционально измеряемой

величине. В зависимости от этого напряжения двигатель 8 через шкив 7 и нить 6 перемещает каретку 5 с пером 9 вправо или влево. Т. к. бумага движется перпендикулярно к движению каретки, то перо оставляет след в виде диаграммы 10. По ней можно определить значение измеряемой величины не только в текущий момент (как у обычного показывающего прибора) но и в любой момент времени. Это важное преимущество самопишущих приборов. Их недостаток – невысокая точность.

Отсчетное устройство самопишущего прибора – это бумага с разметкой в клеточку и диаграмма. Каждая клеточка имеет две цены деления: по времени – в продольном направлении и по измеряемому параметру – в поперечном.

В зависимости от непрерывности или дискретности измерения приборы подразделяются на приборы разового, периодического и непрерывного действия.

Приборы разового действия служат для единичных замеров; так, тестером можно замерить сопротивление электрической цепи и после этого отложить его в сторону.

Приборы непрерывного действия дают значение измеряемой величины постоянно, **пока продолжается контролируемый ими производственный процесс.** Например, буровой расходомер работает на всем протяжении процесса бурения (пока включен буровой насос).

Приборы периодического действия делают замеры какой-либо величины через постоянные промежутки времени, включаясь и выключаясь автоматически. Они также позволяют контролировать ход процесса, однако надежность контроля уменьшается с удлинением промежутка времени между замерами.

По длительности замера приборы бывают мгновенного, усредняющего и интегрирующего действия.

Приборы мгновенного действия дают значение измеряемой величины, относящееся к бесконечно-малому промежутку времени dt. В следующее мгновение показания могут измениться. Способность прибора мгновенного действия следовать за изменениями контролируемой величины зависит от его инерционности. Последнюю часто искусственно завышают,

чтобы случайные флуктуации контролируемого параметра не затрудняли оценки закономерных тенденций его изменения. Так, манометр подключают к буровому насосу (подача которого отличается неравномерностью) через демпфер (отверстие малого диаметра). Демпфер подавляет высокочастотные колебания (вибрации) стрелки, затрудняющие наблюдение.

Приборы интегрирующего действия (счетчики) дают сумму значений измеряемой величины, накопленную за определенный период времени. Так работают счетчики электроэнергии, воды газа и т. п.

Приборы усредняющего действия дают среднее значение измеряемой величины за некоторый заданный интервал времени. Измерители скорости бурения усредняющего действия (рис. 11.3) дают среднюю скорость, в виде углубки за заданное постоянное время (например, 1 мин).

2.3. Общая структура измерительного прибора

По своей структуре измерительный прибор представляет собой последовательность измерительных преобразователей (рис. 2.6). Пройдя через элементы прибора, измеряемая физическая величина A, в конечном итоге, преобразуется в изменение состояния отсчетного устройства (отклонение стрелки на угол α). Поэтому общая формула работы измерительного прибора

$$\alpha = F(A), \tag{2.1}$$

где F – символ функции.

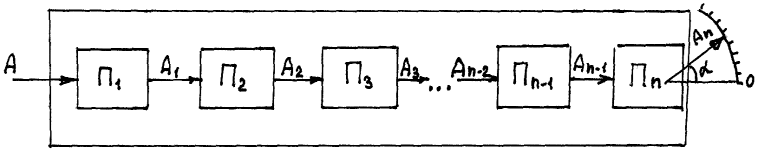


Рис. 2.6. Структурная схема измерительного прибора

Отношение $$S = \frac{\alpha}{A}, \tag{2.2}$$

есть **чувствительность прибора**, **которая представляет собой угол отклонения стрелки на единицу измеряемой величины.** Так, если у одного манометра отклонение стрелки на 70^0 вызывается давлением в 1 МПа, а у второго то же отклонение – давлением 10 МПа, то чувствительность первого ($70\ ^0$/МПа) в десять раз выше чувствительности второго ($7\ ^0$/МПа).

Цена деления $$Ц_д = \frac{A}{\alpha} = \frac{1}{S}. \qquad (2.3)$$

Поскольку отсчет в делениях шкалы пропорционален углу отклонения стрелки, то можно сказать, что **цена деления есть величина, обратная чувствительности.**

Преобразователь $П_1$ преобразует входную величину A в некоторую другую величину A_1, воздействующую на преобразователь $П_2$, который преобразует A_1 в величину A_2, и т. д., пока информация об измеряемой величине A не отразится в показании отсчетного устройства.

Первичный измерительный преобразователь $П_1$, **преобразующий входную физическую величину** A в **другую величину, удобную для дальнейшей передачи, называется чувствительным элементом.** Чувствительный элемент – это наиболее важная часть измерительного прибора. Выбор того или иного чувствительного элемента зависит от измеряемой величины. Для измерения различных физических величин были изобретены различные типы чувствительных элементов.

Измерительные преобразователи $П_2$, $П_3$, $П_4$,...$П_{n-1}$, **расположенные между чувствительным элементом и отсчетным устройством** $П_n$, **представляют собой канал передачи информации**. В зависимости от вида этого канала измерительные приборы делятся на механические, электрические, гидравлические, пневматические и т. д.

Механические приборы имеют канал передачи информации, состоящий из механических элементов: шестерен, осей, толкателей, тяг и т. п. Чувствительный элемент преобразует в этих приборах входную величину (измеряемый параметр) в некоторое механическое перемещение.

Типичным механическим прибором является манометр с серповидной трубчатой манометрической пружиной (трубкой

Бурдона) – рис. 2.7. При подаче со стороны штуцера 2 давления p трубка 1 (с противоположного конца она запаяна) распрямляется тем больше, чем выше давление. Конец трубки через тягу 3 поворачивает сектор 4 и через него шестерню 5 с насаженной на ее ось стрелкой. Пропорционально распрямлению трубчатой пружины растут упругие силы сопротивления ее материала. Стрелка останавливается и дает по шкале отсчет давления p, когда силы сопротивления становятся равны силам, создаваемым давлением.

Если давление уменьшится, то упругие силы начнут возвращать трубку в исходное положение. Стрелка пойдет назад. Однако при уменьшении деформации убывают и упругие силы. Наступает момент, когда эти силы вновь становятся равны силам, создаваемым теперь уже меньшим давлением. Стрелка остановится снова и даст новый (меньший) отсчет.

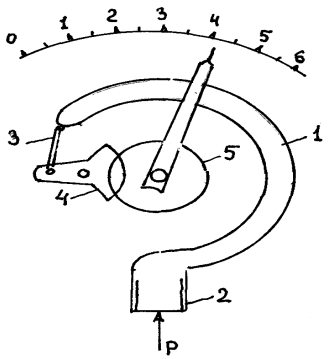


Рис. 2.7. Манометр с трубкой Бурдона:
1 – трубка Бурдона; 2 – штуцер; 3 – тяга; 4 – зубчатый сектор; 5 – шестерня

Сравнивая описанный прибор со структурной схемой (рис. 2.6.), можно видеть, что манометр имеет первичный преобразователь – чувствительный элемент $П_1$ – трубку Бурдона. Давление жидкости (входная величина A), распрямляя трубку, преобразуется в перемещение A_1 конца трубки. Это перемещение воздействует на тягу (преобразователь $П_2$), и вызывает ее перемещение (A_2). Последнее заставляет зубчатый

сектор (преобразователь $П_3$) повернуться на некий угол ($А_3$), который шестерней ($П_4$) с выполненной заодно с ней стрелкой преобразуется в перемещение ($А_4$) стрелки по шкале.

Электрические приборы – это те, у которых канал передачи информации выполнен в виде последовательности элементов проводящих ток: проводов, резисторов, емкостей, индукционных катушек, трансформаторов [25].

В электрических приборах чувствительный элемент преобразует любую измеряемую физическую величину (силу, давление, скорость, частоту вращения, расход жидкости и т. п.**) в электрическое напряжение** (электрический "сигнал") [53]. После необходимых преобразований (повышение, понижение, переход от переменного тока к постоянному или наоборот) напряжение подается на отградуированный в единицах измеряемой физической величины вольтметр.

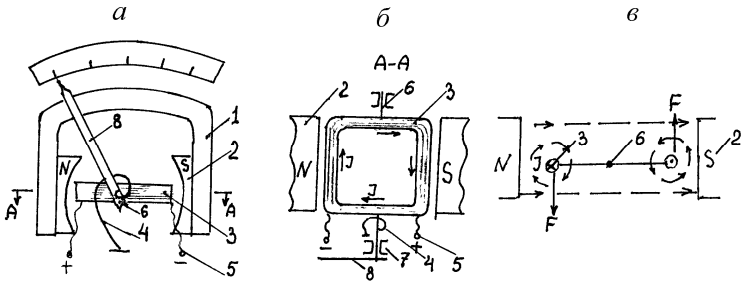


Рис. 2.8. Гальванометр:
а – вид спереди; б – разрез по А-А; в – взаимодействие магнитных силовых линий; 1 – постоянный магнит; 2 – полюсный наконечник; 3 – многовитковая рамка; 4 – спиральная пружина; 5 – безмоментный токопровод; 6 – ось; 7 – подшипник; 8 – стрелка-указатель; F – механическая сила, действующая на рамку; J – сила тока

В качестве измерителей напряжения в электрических приборах, как правило, используют гальванометры магнитоэлектрической системы (рис. 2.8). Установленная на оси 6 рамка 3, состоящая из нескольких витков проволоки, расположена между полюсами 2 постоянного магнита. Ось 6 закреплена на подшипниках 7, коэффициент трения в которых

предельно низок. К оси прикреплен один конец спиральной возвратной пружины 4, второй конец которой закреплен на корпусе прибора. Токопроводы 5 выполнены в виде пружинок из очень тонкой проволоки. В исходном положении рамка расположена горизонтально. Когда на клеммах токопровода появляется напряжение (сигнал датчика), по виткам рамки начинает протекать ток J, а это, в свою очередь, вызывает появление пары сил, стремящихся повернуть рамку по ходу часов (рис. 2.8, *а*). Однако спиральная пружина 4 препятствует повороту, вызывая противодействующий момент, тем больший, чем больше угол поворота α. При некотором угле α вращающий момент становится равным противодействующему моменту пружины. Стрелка 8 останавливается и показывает по шкале значение измеряемой величины A. Если величина A уменьшится, то уменьшится напряжение на клеммах, а значит и момент сил. Пружина 4 начнет возвращать рамку 3 назад, причем ее момент сопротивления станет падать. Когда равенство моментов восстановится, стрелка даст на шкале новый, меньший отсчет.

Рис. 2.8, *в* иллюстрирует физическое происхождение пары сил F. В разрезе показан один из витков рамки 3. В левом проводе ток идет **от** наблюдателя (символ этого направления тока – знак ×). Соответственно в правом проводе ток идет **к** наблюдателю (обозначается точкой). Известно, что вокруг проводника с током образуется магнитное поле, силовые линии которого расположены по кругу. Направление круговых стрелок вокруг левого провода (с "уходящим" током) – по ходу часов (что соответствует известному правилу "буравчика"). Вокруг правого провода, магнитные силовые линии направлены противоположно. Рамка с током находится в поле постоянного магнита. Показаны две горизонтальные силовые линии магнита (от N к S), одна из которых расположена над рамкой, а вторая – под ней. Рассматривая левый провод рамки, можно видеть, что **над** этим проводом стрелки кругового и линейного магнитных полей имеют одинаковое направление слева-направо. **Под** левым проводом направление стрелок противоположное. Известно, что магнитные поля, у которых силовые линии имеют

одно направление, взаимно отталкиваются, тогда как при силовых линиях разных направлений они взаимно притягиваются. Таким образом, получается, что левый провод отталкивается от силовых линий постоянного магнита расположенных над ним и притягивается к аналогичным линиям, расположенным ниже. Общее направление действующей на левый провод силы F – вниз. Правый провод, находится в противоположной ситуации и поэтому на него действует та же сила F, но направленная вверх.

Здесь рассмотрен только один из витков рамки 3, но очевидно, что сила, действующая на всю рамку с n витками в n раз больше.

Выше отмечено, что после подачи измерительного сигнала рамка, начав вращение, останавливается при возникновении равенства моментов:

$$JBSn = W\alpha \ . \qquad (2.4)$$

В левой части формулы – вращающий момент, в правой – момент сопротивления. J – сила тока в проводах рамки; B– магнитная индукция, создаваемая постоянным магнитом; S – площадь рамки; W – жесткость возвратной пружины, α – угол поворота рамки. Произведение

$$BSn = \psi \ , \qquad (2.5)$$

есть для данного вольтметра постоянная величина, т. к. постоянны как магнитный поток постоянного магнита, так и площадь рамки и содержащееся в ней число n витков провода. Поэтому формулу (2.5) можно написать как:

$$J\psi = W\alpha \ . \qquad (2.6)$$

Гальванометры обладают высокой чувствительностью и точностью (их класс точности не бывает хуже, чем 1 %). Их недостаток – работа только на постоянном токе.

Механические приборы по сравнению с электрическими проще, дешевле и более компактны. Преимущество электрических приборов – возможность передавать информацию по проводам на значительные расстояния.

У электрических приборов имеется отсутствующий у механических приборов структурный элемент – датчик [1]. **Датчиком называется устройство, служащее для размещения чувствительного элемента в отдельном корпусе, который устанавливается в месте, наиболее удобном для восприятия измеряемой величины**. Проводами (кабелем) датчик связывают с **показывающим прибором, который вместе с источником питания, переключателями, и предохранителями помещается в специальном корпусе, называемом пультом**. Пульт располагают в месте, удобном для наблюдения. Длина соединительного кабеля между датчиком и пультом может достигать километров.

Другие преимущества электрических приборов:

– удобство использования в комплекте с самописцами;

– возможность сигнализации опасных значений ;

– удобство встраивания в системы автоматики;

– возможность преобразования сигнала в цифровую форму.

Гидравлические приборы – это те, в которых измеряемая физическая величина *A* преобразуется чувствительным элементом в давление жидкости (напр. рис. 7.2). Каналом передачи информации являются заполненные жидкостью трубопроводы, а в качестве показывающего прибора используется манометр (как на рис. 2.7). Такие приборы также способны передавать измерительную информацию на расстояние, но это расстояние (ограниченное трубопроводом) много меньше, чем у электрических приборов.

Пневматические приборы также преобразуют измеряемую физическую величину в давление и также имеют манометр в качестве отсчетного устройства. От гидравлических измерительных приборов они отличаются, только рабочим телом, которое представляет собой газ.

Контрольные вопросы

1. На какие три вида подразделяются измерительные средства?
2. Какие бывают типы отсчетных устройств?
3. Основные узлы самопишущего прибора?
4. Два основных типа измерительных приборов?
5. Отличие прибора мгновенного действия от интегрирующего?
6. Что включает структурная схема измерительного прибора?
7. Что такое чувствительный элемент?
8. Что такое датчик, с чем и как он связан?
9. Во что преобразуют измеряемую величину чувствительные элементы электрических и гидравлических приборов?
10. Преимущества электрических приборов?

3. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВ

3.1. Метрологические параметры измерительных приборов

Метрологические параметры измерительных приборов – это те, которые непосредственно связаны с производством измерений. Сюда входят диапазон измерения, основная и дополнительные погрешности и класс точности [23, 55].

Диапазон измерения D ограничивает область использования прибора и поэтому представляет собой наиболее важную его характеристику.

$$D = П_в – П_н, \tag{3.1}$$

где $П_в$, $П_н$ – верхний и нижний пределы измерения.

Обычно нижним пределом является нуль, т. е. положение, когда, измеряемая величина отсутствует. При $П_н = 0$:

$$D = П_в. \tag{3.2}$$

Однако иногда нуль располагается между верхним и нижним пределами и делит значения измеряемой величины на положительные и отрицательные. Пример – шкала термометра. Если $П_н < 0$, то из формулы (3.1) вытекает, что

$$D = П_в – (–П_н) \quad \text{или} \quad D = П_в + П_н. \tag{3.3}$$

Для оценки точности прибора, находят погрешности у всех числовых отметок его шкалы. Это делается с помощью поверочной установки, подобной показанной на рис. 2.1.

Таблица 3.1

Результаты поверки манометра

Показания поверяемого прибора, Q, МПа	0	1	2	3	4	5
Показания образцового прибора, $Qд$, МПа	0	0.97	2.02	3.06	3.8	4.6
Погрешность поверяемого прибора Δ, МПа (формула (1.14))	0	0.03	-0.02	-0.06	0.02	0.04

Допустим, что показания образцового и поверяемого манометров приняли значения, приведенные в табл. 3.1. При оценке точности прибора в расчет принимают абсолютную величину его погрешностей (без учета знака). У поверяемого манометра максимальная погрешность: Δ_{max}=0,06 МПа относится к отметке 3 МПа. **Отношение максимальной абсолютной погрешности к диапазону измерения, называется приведенной погрешностью прибора:**

$$\delta = \frac{\Delta_{max}}{D} \text{ или (с учетом (3.2))} \ \delta = \frac{\Delta_{max}}{П_в}. \qquad (3.4)$$

Для табл. 3.1 ($П_в$=5 МПа, $Δ_{max}$=0,06 МПа) получаем δ = 0,012 (1,2 %).

Подобно тому, как **точность *измерений* характеризует относительная погрешность** ε (формула (1.15)), **точность *измерительного прибора* характеризует его приведенная погрешность** δ. Так, если имеется два манометра с верхними пределами $П_1$=1 МПа и $П_2$=100 МПа, с максимальными погрешностями $Δ_{max1}$=0,001 и $Δ_{max2}$=0,01 МПа, то точность второго манометра (хотя его абсолютная погрешность больше) выше, чем точность первого, т. к. приведенная погрешность у него меньше: δ_1= 0,001 (0,1 %), δ_2 = 0,0001 (0,01 %).

Стандартизованное значение приведенной погрешности называется классом точности прибора. В стандарте задан параметрический ряд значений классов точности (в %). Это:

4, 2.5, 1.5, 1, 0.4, 0.25, 0.15, 0.1, 0.04, 0.025… и т. д.

(Класс точности 4 %, является предельным – значения больше (хуже), чем 4 % допускаются лишь в виде исключения).

После установления приведенной погрешности прибора, за его класс точности принимают ближайшее большее значение параметрического ряда. Так, если у манометра по данным табл. 3.1 δ =1,2 %, то согласно стандарту, прибору присваивают класс K_m = 1,5 %. Класс точности обозначается на циферблате прибора, или указывается в его паспорте.

Максимально-допустимое при *нормальных* условиях измерения значение абсолютной погрешности прибора называется его основной погрешностью:

$$\Delta_o = \pm D\frac{K_m}{100\%}, \text{ или } \Delta_o = \pm П_в\frac{K_m}{100\%}. \quad (3.5)$$

Т. к. $K_m \geq \delta$, то и $\Delta_o \geq \Delta_{max}$, (3.6)

Для табл. 3.1 Δ_o = 0,075 МПа (при Δ_{max} = 0,06).

В случаях, когда важно иметь точные значения погрешностей измерений, составляют **градировочную таблицу**, данного прибора, в которой против каждой числовой отметки шкалы указаны значение и знак соответствующей погрешности (как в табл. 3.1). Обычно же практически достаточно считать, что в любой точке шкалы погрешность прибора равна его основной погрешности. Это дает гарантию в том, что истинная точность прибора не будет завышена.

3.2. Расчет потребных метрологических характеристик приборов

При осуществлении упомянутого принципа, **когда погрешность прибора у всех делений его шкалы принимается равной его основной погрешности,** получается, что относительная ошибка измерения равна:

$$\varepsilon = \frac{\Delta_o}{Q}, \quad (3.7)$$

где Q – показание прибора.

Таблица 3.2

Относительные ошибки у числовых отметок манометра при его основной погрешности Δ_o = 0,075 МПа (продолжение табл. 3.1)

Числовые отметки, $Q_{чо}$, МПа	0	1	2	3	4	5
Относительные ошибки, ε (3.7)	0	0.075	0.038	0.025	0.019	0.015

Из табл. 3.2 можно видеть **рост точности измерения (уменьшение ε) при приближении измеряемой величины к верхнему пределу прибора**. Пример подтверждает известное

практическое правило, согласно которому **измерения желательно проводить в верхней трети шкалы**.

При выборе характеристик прибора контроля величины *Q* необходимо на основании предварительной информации задаться значениями Q_{min} и Q_{max}. а также наибольшей допустимой относительной ошибкой $\varepsilon_{\max}$.

Верхний предел измерения прибора определяют как:

$$П_в = K_з Q_{max}, \qquad (3.8)$$

где $K_з$ – коэффициент запаса 1.1 – 1.3.

Согласно (3.7) максимально-допустимая абсолютная ошибка прибора:

$$\Delta_{\max} = \varepsilon_{\max} Q_{\min}. \qquad (3.9)$$

Далее по формуле (3.4) определяют приведенную погрешность δ, и по ней из ряда стандартных значений выбирают класс точности прибора. При ***выборе*** **прибора требование непревышения** $\varepsilon_{\max}$**,** обязывает брать из ряда классов точности ближайшее **меньшее** значение (а **не большее** – как при ***оценке точности*** **имеющегося прибора).** Т. е.:

$$K_т \le \delta. \qquad (3.10)$$

Далее по формуле (3.5) находят Δ_o. Пример расчета – табл. 3.3.

Таблица 3.3

Расчет рабочих характеристик расходомера (пример)

Параметр	Значение	Формула
Исходные данные		
Минимальный расход, $Q_{\min}$, л/мин	15	
Максимальный расход, $Q_{\max}$, л/мин	90	
Максимально допустимая относительная ошибка, измерения ε_{max}*	0.1	
Результаты расчета		
Верхний предел измерения $П_в$, л/мин	120	(3.8) ($K_з = 1.3$)

продолжение табл. 3.3

Максимальная абсолютная погрешность, Δ_{max}, л/мин	1.5	(3.9)
Приведенная погрешность, δ, %	1.25	(3.4)
Класс точности, K_m,%	1	(3.10)
Основная погрешность, Δ_o, л/с	1.2	(3.5)

*Широко используемое на практике значение

Чем выше класс точности прибора, тем он дороже, сложнее в устройстве эксплуатации и обслуживании, чаще требует поверок и ремонтов. **Необходимо стремиться использовать приборы возможно более низких классов точности, но при этом достигать необходимой точности измерений, т. е. не превышать заданное значение** ε_{max}**.** Решение проблемы достигается применением многопредельных приборов.

Многопредельные приборы имеют два или более диапазона измерения и один класс точности. Многопредельные приборы сохраняют требуемую точность измерений ($\varepsilon \le \varepsilon_{max}$) на всех диапазонах.

Нижний диапазон применяется для малых значений измеряемой величины, верхний – для больших. Переход с одного диапазона на другой осуществляется с помощью специального переключателя.

Для расчета метрологических характеристик многопредельных приборов задаются не только значениями Q_{min}, Q_{max} и ε_{max}, но и желаемым классом точности K_m.

Для любого i-го диапазона (формула (3.9)):

$$\Delta_{max\,i} = \varepsilon_{max} Q_{min\,i} \ , \qquad (3.11)$$

Это значение принимают за основную погрешность *i*-го диапазона

$$\Delta_{oi} = \Delta_{max\,i} \, . \qquad (3.12)$$

Преобразовав формулу (3.5), получаем верхний предел:

$$П_{вi} = \frac{\Delta_{oi}}{K_m} 100\% . \qquad (3.13)$$

Верхний предел i-го диапазона принимают за минимальное измеряемое значение диапвзона $i+1$, расположенного выше

$$Q_{\min i+1} = П_{вi} . \qquad (3.14)$$

Вначале рассчитывают 1-й (нижний) диапазон $(i = 1)$ с самым малым верхним пределом. Для него:

$$Q_{\min 1} = Q_{\min} \qquad (3.15)$$

При расчете каждого диапазона измерения производят проверку. Если расчетный верхний предел измерения очередного *i*-го диапазона

$$П_{вi} \geq Q_{\max} , \qquad (3.16)$$

то этим диапазоном следует ограничиться.

Таблица 3.4

Пример расчета многопредельного расходомера

Параметр, символ, единица	Значение	Формула
Исходные данные		
Класс точности, K_m %	4	
Минимальный расход, $Q_{\min}$, л/мин	15	
Максимальный расход, $Q_{\max}$, л/мин	90	
Максимальро допустимая относительная. ошибка, ε_{max}	0.1	
Первый (нижний) диапазон измерения		
Минимальный расход, Q_{min1}, л/мин	15	(3.15)
Максим. погрешность, Δ_{max1}, л/мин	1.5	(3.11)
Основная погрешность, Δ_{o1}, л/мин	1.5	(3.12)

продолжение табл. 3.4

Верхний предел $П_{в1}$, л/мин	40	(3.13)
Второй диапазон измерения		
Минимальный расход, Q_{min2}, л/мин	40	(3.14)
Максим. погрешность, Δ_{max2}, л/мин	4	(3.11)
Основная погрешность, Δ_{o2}, л/мин	4	(3.12)
Верхний предел $П_{в2}$, л/с	100 *	(3.13)

* Удовлетворяет условию (3.16), поэтому прибор остается двухдиапазонным.

Сравнивая табл. 3.3 и 3.4 можно увидеть, что за счет введения двухпредельной шкалы высокий класс точности 1 удалось заменить на низкий класс 4 со всеми преимуществами дешевизны и простоты обслуживания. Точность измерения не пострадала, т. к. $\varepsilon_{\max} \le 0.1$.

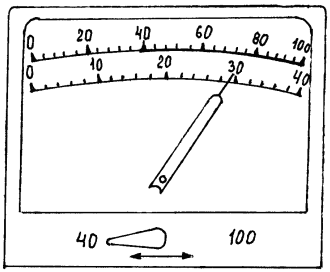


Рис. 3.1. Буровой расходомер с двухпредельной шкалой

Рис. 3.1 иллюстрирует результаты табл. 3.4. Если фактический расход промывочной жидкости не превышает 40 л/мин (например, при алмазном бурении коронками до 76 мм), то можно пользоваться нижним (первым) диапазоном. При больших расходах используется верхний диапазон. Переключатель диапазонов (тумблер), стоит на цифре 40 л/мин. Следовательно, в данный момент стрелка показывает расход

жидкости 30 ± 1.5 л/мин. Если бы переключатель стоял на 100, то показания следовало бы интерпретировать как 80±4 л/мин.

3.3. Влияние факторов внешней среды на точность измерений

На показания измерительного прибора существенное влияние оказывают **факторы внешней среды**. Это механические и климатические факторы, а для электрических приборов – также и параметры питающей электросети.

К механическим факторам принадлежат вибрации, сотрясения, воздействие брызгов, пыли и т. п.

Климатические факторы – это температура и влажность окружающего воздуха, а также атмосферное давление.

Факторы питающей сети – ее напряжение и частота.

Факторы внешней среды увеличивают погрешность прибора. Их влияние стремятся снизить, используя различные конструктивные методы. Так, для защиты от пыли и брызгов используют герметизирующие прокладки; чтобы снизить влияние температуры, в электрическую схему включают терморезисторы; чтобы уменьшить колебания напряжения применяют стабилизаторы напряжения. Однако полностью избавиться от воздействия среды не удается. Поэтому введено понятие **дополнительной погрешности: при поверке ее разрешается добавлять к основной погрешности прибора, если факторы внешней среды отклонились от нормы.**

Нормальными условиями применения измерительного прибора называют такие, при которых все факторы внешней среды не выходят за пределы указанных в паспорте прибора значений.

Для многих приборов нормальными являются:

– температура окружающего воздуха: 20±5 ºС;

– влажность – не более 90 % (при температуре не выше 30 ºС);

– атмосферное давление: 765±5 мм ртутного столба.

Напряжение питания у электрических приборов может быть от 1.5 до 380 В. Нормальным считается напряжение,

составляющее 100±5 % от значения, указанного в паспорте. Нормальная частота сети на территории СНГ равна 50±0.1 Гц.

Выше (примечание к формуле (3.5)) указывалось, что погрешность прибора не должна превышать значение его основной погрешности Δ_o **в случае,** если измерения проводятся **при нормальных условиях**. Если же факторы внешней среды вышли за пределы нормы, то допустимая погрешность прибора:

$$\Delta \le \pm(\Delta_o + \Delta_o), \qquad (3.17)$$

где Δ_o – максимально-допустимая дополнительная погрешность, зависящая от всех влияющих факторов среды, действующих одновременно. Отдельно по каждому фактору A дополнительная погрешность рассчитывается как:

$$\Delta_{oA} = \pm 0.5\Delta_o \frac{A_\phi - A_н}{a_A}, \qquad (3.18)$$

где $A_\phi, A_н$ – соответственно фактическое и нормальное значения влияющего фактора A, а a_A – "стандартное" отклонение фактора от своего нормального значения, вызывающее рост погрешности на $0.5\Delta_o$.

Таблица 3.5

Стандартные отклонения a_A

Наименование влияющего фактора A	Отклонение a_A
Температура окружающего воздуха, t, °C	10
Напряжение сети, U, % от номинального	10
Частота питающей сети, ν, Гц	1

Таблица 3.6

Предельно-допустимая общая погрешность манометра (пример)

Параметр	Значение	Формула
Исходные данные		
Основная погрешность, Δ_o, МПа	0.1	
Нормальная температура воздуха, $t_н$, ºС	20	
Фактическая температура, $t_ф$, град	40	
Стандартное отклонение температуры, ºС	10	
Нормальная частота сети, $\nu_н$, Гц	50	
Фактическая частота сети, $\nu_ф$, Гц	47	
Стандартное отклонение частоты a_ν, Гц	1	
Результаты расчетов		
Дополнительная температурная погрешность, $\Delta_{\partial t}$, МПа	0.1	(3.18)
Дополнительная погрешность по частоте, $\Delta_{\partial\nu}$, МПа	0.15	(3.18)
Суммарная дополнительная погрешность, Δ_∂, МПа	0,18	(3.19)
Общая предельно-допустимая погрешность, Δ, МПа	0,28	(3.17)

После того как дополнительные погрешности, по каждому фактору $A, B, C, \ldots$, (т. е. $\Delta_A, \Delta_B, \Delta_C \ldots$) установлены, определяют суммарную дополнительную погрешность

$$\Delta_\partial = \pm\sqrt{\Delta_A^2 + \Delta_B^2 + \Delta_C^2 + \ldots} \qquad (3.19)$$

Далее по формуле (3.17) подсчитывают общую предельно-допустимую погрешность прибора Δ.

3.4. Поверка измерительных средств

Все измерительные средства должны периодически (с периодичностью, указанной в их паспорте,) проходить поверку. **Цель поверки – убедиться, что за межповерочный период основная и дополнительные погрешности прибора не вышли за допустимые пределы**.

По отношению к поверке все измерительные средства подразделяют на эталоны, образцовые и рабочие.

Эталоном называется измерительное средство, обладающее наивысшей точностью, достижимой на современном этапе развития науки и техники. Так, если еще в середине прошлого столетия эталоном метра было расстояние между насечками на платиноиридиевом стержне, то в наше время эталон метра определяется, как 1650763.73 длин волны излучения, соответствующего оранжевой линии в спектре элемента криптон 86. **Абсолютная погрешность округленного числа равна половине единицы его последнего знака.** В данном случае с учетом погрешности округления метр выражается как 1650763.73 ± 0.005 Отсюда относительная погрешность эталона метра

$$\varepsilon = \frac{0.005}{1650763.73} = 3.03*10^{-9}.$$

Каждая основная единица системы СИ имеет свой эталон, оригинал которого хранится в Бюро мер и весов в Париже. Копию этого эталона имеют все государства, принявшие систему СИ к использованию. Для каждой страны эта копия считается ее **государственным** (первичным) эталоном. По первичному эталону, как по образцу, изготавливают несколько **вторичных эталонов**, по ним – значительно большее число **третичных эталонов**. Первичные эталоны постоянно находится на хранении в центре метрологической службы данной страны. В помещении, где хранятся эталоны, все факторы внешней среды строго стабилизированы. Третичные эталоны хранятся в крупных городах. По первичным эталонам периодически проходят поверку соответствующие вторичные эталоны, по

вторичным – третичные эталоны. С помощью третичных эталонов поверяют образцовые приборы.

Рабочими называют приборы, которые используются в различных производствах и учреждениях для обеспечения соблюдения заданных технологических норм.

Поверка одних рабочих приборов с помощью других (даже более точных) рабочих приборов запрещена. **Образцовые приборы выпускают специально для поверки рабочих приборов**. **Образцовый прибор должен иметь тот же диапазон измерения, что и поверяемый** Выявленная при поверке общая погрешность Δ_n включает и погрешность образцового прибора:

$$\Delta_n = \pm\sqrt{\Delta_p^2 + \Delta_o^2}\,, \qquad (3.20)$$

где Δ_p, Δ_o – соответственно погрешности рабочего прибора – как такового, и образцового прибора.

Чтобы исключить влияние на Δ_n образцового прибора, его основная погрешность не должна быть более 0.1 от основной погрешности поверяемого прибора, а в особых случаях – не более 0.33. Но и это последнее значение приводит к росту погрешности Δ_n всего на 5.3 %, – чем можно пренебречь.

Процедура поверки заключается в том, что рабочий и образцовый приборы помещаются в одну и ту же измерительную магистраль поверочной установки (см. рис 2.1). Поверка производится на всех числовых отметках (как в табл. 3.1). Числовые отметки вначале проходятся путем повышения измеряемого параметра, а потом – путем его снижения. Циклов повышения-снижения выполняют не менее трех, и по всем циклам, рассматриваемым совместно, находят максимальное **по абсолютной величине** значение погрешности прибора $\Delta_{\max}$.

Если поверка проводится, при нормальных значениях всех факторов внешней среды, то выявленное $\Delta_{\max}$ сравнивают с основной погрешностью прибора Δ_o, вычисленной по его паспортным данным с помощью формулы (3.5). Должно соблюдаться соотношение:

$$\Delta_{\max} \le \Delta_o . \qquad (3.21)$$

Если проводится поверка дополнительной погрешности, то поверяемый прибор помещают в условия, когда рассматриваемый фактор A внешней среды выходит за рамки нормальных значений. Например, при поверке температурной погрешности, прибор помещают в термостат, где поддерживается заданная "ненормальная" температура. Образцовый же прибор оставляют в нормальных условиях – вне термостата. Далее находят наибольшее абсолютное значение погрешности $\Delta_{\max A}$ (с помощью той же процедуры, что описана при нахождении $\Delta_{\max}$ для нормальных условий).

Наибольшее фактическое значение дополнительной погрешности по данному фактору A внешней среды определяют как:

$$\Delta_{\partial \phi A} = \Delta_{\max A} - \Delta_{\max} ., \qquad (3.22)$$

где $\Delta_{\max}$ погрешность этого прибора в нормальных условиях

Аналогично находят фактические дополнительные погрешности $\Delta_{\partial \phi B}, \Delta_{\partial \phi C}$ и так далее для всех остальных влияющих факторов внешней среды. После этого рассчитывают фактическую суммарную дополнительную погрешность:

$$\Delta_{\partial \Phi} = \pm\sqrt{\Delta^2_{\partial \phi A} + \Delta^2_{\partial \phi B} + \Delta^2_{\partial \phi C} + \ldots} . \qquad (3.23)$$

Эту погрешность сравнивают с ее максимально-допустимым значением, вычисленным формулам (3.18) и (3.19). Необходимо, чтобы:

$$\Delta_{\partial \phi} \le \Delta_{\partial} . \qquad (3.24)$$

Если условия (3.21) и (3.24) соблюдены, то считается, что прибор выдержал поверку. В его паспорте ставят соответствующую отметку с разрешением использования в течение следующего межповерочного срока. В противном случае прибор считается неисправным и его применение

запрещается. Он либо сдается на юстирование (ремонт с целью повышения точности), либо списывается.

Контрольные вопросы

1. Что такое диапазон измерения прибора?
2. Как определяют класс точности?
3. Что такое основная погрешность измерительного прибора?
4.Что необходимо знать, чтобы выбрать измерительный прибор?
5. В чем преимущество многопредельных шкал?
6. От каких факторов зависит дополнительная погрешность?
7. Что называется эталоном?
8. Образцовый прибор: назначение и требования к нему?
9. Цель поверки измерительных средств?
10. Что должна включать поверочная установка?

4. БУРОВЫЕ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

4.1. Виды приборов, применяемых на буровых работах

Связанные с буровыми работами контрольно-измерительные приборы можно разделить на несколько видов. Это каротажные приборы, скважинные приборы, приборы управления приводом буровой установки, приборы контроля собственно процесса бурения, дефектоскопы и др.

Каротажные приборы служат для расчленения геологического разреза скважины на характерные пачки, соответствующие геологическому строению участка работ. **Скважинные приборы** [36] позволяют исследовать ствол скважины и проходящие в нем процессы. Инклинометры на основании замеров зенитных и азимутальных углов дают информацию о траектории скважины; каверномеры позволяют выяснить истинную форму поперечного сечения ствола скважины; скважинные термометры способствуют установлению зон поглощений и проявлений; скважинные расходомеры выявляют зоны и интенсивность перетоков; глубинными манометрами исследуют продуктивные пласты.

Приборы управления приводом – это либо электроизмерительные приборы, такие, как вольтметры, амперметры, ваттметры, счетчики энергии, частотомеры; либо приборы контроля работы двигателей внутреннего сгорания.

Дефектоскопы контролируют состояние – качество изготовления и степень износа – важнейших и наиболее уязвимых звеньев технологической схемы бурения и, в первую очередь, бурильной колонны.

Приборы контроля процесса бурения [17, 27, 31, 34] позволяют вести этот процесс интенсивно, и минимизировать риск аварий.

Данная работа не охватывает все перечисленные разновидности измерительных средств. Причина состоит в том, что часть из них рассматривается в специальных курсах, таких,

как: “Скважинная геофизика“, “Направленное бурение”, “Привод буровых установок” и т. п.

В соответствии с программой, **предметом настоящего курса является преимущественно класс приборов контроля процесса бурения**, **а также базирующиеся на использовании этих приборов средства автоматического управления.** Дополнительно к приборам контроля процесса бурения в рамках данного учебного пособия **рассмотрены некоторые виды скважинных приборов, а также средства дефектоскопии бурильной колонны.** Поскольку современные средства контроля и автоматического управления – в т. ч. и на буровых работах – трудно представить без использования **цифровых технологий и микропроцессорной техники**, этим вопросам также уделено определенное внимание.

4.2. Поверхностный и забойный контроль процесса бурения

В зависимости от места установки датчиков, приборы контроля процесса бурения подразделяют на две группы: поверхностные и забойные. **Поверхностные приборы контролируют буровые процессы с помощью датчиков, расположенных над устьем скважины**. Такие датчики относительно просты по устройству, недороги и отличаются легкостью доступа. Разработаны и выпускаются комплексы поверхностных контрольно-измерительных приборов, предназначенных для оснащения буровых установок, рассчитанных на бурение скважин различной глубины и целевого назначения. Эти комплексы позволяют:

– управлять процессом бурения согласно геолого-техническому наряду;

– следить за ходом этого процесса и вносить коррективы в управление;

– контролировать работу бурового насоса;

– контролировать работу забойных двигателей.

– сигнализировать о возникновении аварий;

– распознавать различные скважинные ситуации, такие как:

– смена буримых пород;
– вскрытие продуктивного пласта;
– характер отработки породоразрушающего инструмента;
– необходимость завершения бурового рейса;
– самозаклинки керна;
– скопления на забое шлама;
– наличие сужений в стволе скважины

С ростом глубины управлять забойными процессами, основываясь на показаниях поверхностных приборов, становится все сложнее. Методическая ошибка (см. разд. 1.3) может по своей величине превышать значения самих контролируемых параметров, т. е. превышать 100 %.

Указанные проблемы привели к созданию забойных датчиков. Важным фактором, значительно продвинувшим решение проблемы забойного контроля, стала получившая в последние годы развитие технология строительства "горизонтальных" скважин для добычи нефти. Это скважины с приемной частью, расположенной вдоль продуктивного пласта. Длина приемной части у таких скважин многократно превышает соответствующую длину у скважин традиционных. Горизонтальные скважины обеспечивают резкое увеличение нефтедобычи, но их строительство возможно только при наличии забойного контроля как пространственного положения скважины, так и параметров режима бурения.

Забойные датчики, располагают в наддолотной части бурильной колонны. Они связаны с поверхностью специальным каналом передачи информации.

4.3. Основные контролируемые параметры процесса бурения

Если исключить параметры бурового раствора, то можно насчитать шесть основных контролируемых параметров управления процессом бурения. Они делятся на две группы [28]:

Три параметра управляющего воздействия (называемые также параметрами режима бурения):

– нагрузка на породоразрушающий инструмент (ПРИ);

– частота вращения ПРИ;

– расход промывочной жидкости, подаваемый на ПРИ.

Три параметра обратной связи:

– давление промывочной жидкости;

– крутящий момент на ПРИ;

– механическая скорость углубки.

Параметрами управляющего воздействия называют такие параметры, которые оператор – брильщик – может задавать по своему желанию с целью прямого воздействия на объект управления – процесс бурения скважины

Параметры обратной связи являются показателями интенсивности и безаварийности управляемого процесса. Оператор не может задавать их значения непосредственно, но зато эти параметры позволяют ему давать оценку характера протекания управляемого процесса.

Если рассматривать только сам процесс бурения (вне зависимости от геологического результата), то критерием эффективности этого процесса является скорость бурения.

Механическая скорость $V_м$ оценивает интенсивность чистого бурения:

$$V_м = \frac{h_р}{T_б}, \tag{4.1}$$

где $h_р$ – рейсовая углубка, а $T_б$ – время чистого бурения.

Рейсовая скорость оценивает совместную интенсивность чистого бурения и спуско-подъемных операций – СПО:

$$V_р = \frac{h_р}{T_б + T_{СПО}}, \tag{4.2}$$

где $T_{СПО}$ – время СПО

Универсальным экономическим критерием интенсивности процесса бурения является стоимость метра углубки:

$$q_м = \frac{Q_{см}}{T_{см}}\left(\frac{1}{V_м} + \frac{T_{СПО}}{h_р}\right) + \frac{Q_{ПРИ}}{L_{ПРИ}}, \tag{4.3}$$

где $Q_{см}$ – стоимость станко-смены; $Q_{ПРИ}$ – стоимость долота (коронки); $T_{см}$ время смены; $L_{ПРИ}$ – ресурс ПРИ (углубка до его полного износа).

В $Q_{см}$ входят затраты на электороэнергию, ГСМ, заработную плату, амортизацию оборудования, и материалы.

Оптимизация процесса бурения заключается в создании таких условий, при которых стоимость метра углубки $q_м$ минимальна. Ради этого проводятся опытные работы по нахождению и поддержанию оптимальных режимов бурения. Очевидно, что эти работы невозможны без наличия приборов контроля всех режимных параметров

В ходе углубки геологические условия не остаются постоянными. Поэтому режим бурения постоянно требует корректировки. Особенно важно своевременно провести корректировку режима бурения при вскрытии нового пласта. Основания для необходимости корректировки режима дает информация, поставляемая приборами контроля обратной связи.

Важнейшим показателем процесса бурения является его безаварийность. При строительстве скважин большой глубины ликвидация аварии может потребовать недели и месяцы и резко поднять себестоимость работ. Решающий вклад в предотвращение и ликвидацию аварий вносит инструментальный (с помощью КИП) контроль указанных шести параметров процесса бурения .

Так, прибор контроля осевой нагрузки предотвращает недопустимое увеличение действующего на долото или коронку усилия подачи. При подъеме бурильной колонны этот же прибор обнаруживает наличие в стволе скважины сужений, что позволяет принять меры по недопущению прихватов.

Буровой расходомер, позволяет контролировать подачу промывочной жидкости и предотвращать зашламование забоя

Измеритель крутящего момента является гарантией от обрывов бурильной колонны вследствие ее перегрузок.

Тяжелые аварии предотвращаются с помощью манометров. Так, при угрозе выброса нефти и газа, устье скважины герметизируют превентором. При этом, показания манометра

являются критерием необходимости своевременного сброса части пластового флюида через отводную линию.

С целью предотвращения аварий измерительные приборы снабжаются системами сигнализации максимально и минимально допустимых значений.

Важную информацию об аварии, если она произошла, дает запись контролируемых параметров на диаграмму самописца. Диаграмма позволяет установить время возникновения аварии, а также – сделать предположение о ее причине. Кроме того, диаграммы самописцев обеспечивают важный материал по использованию опыта ликвидации подобных аварий при их повторении.

4.4. Общие особенности КИП бурения

По области применения измерительные приборы делятся на **общетехнические**, **т. е. те, которые применяют в любой отрасли хозяйства, и специальные – связанные только с отдельной отраслью.** Приборы контроля процесса бурения являются представителями второй группы [13, 14, 17]. Это могут быть приборы, которым вообще трудно найти применение где-либо, кроме буровых работ – измерители веса бурового инструмента и осевой нагрузки, измерители скорости бурения. Иногда в специальные преобразуют общетехнические приборы, в конструкцию которых или в схему их подключения вносят существенные дополнения. Последнее, например, относится к общетехническим манометрам (рис. 5.2).

Функционирование КИП бурения проходит в тяжелых внешних условиях [28]. Они используются на открытом воздухе при колебаниях температуры от –30 до +50 ºС и при наличии в воздухе пыли и брызгов. Вследствие работы различных механизмов на приборы могут действовать вибрации высокой частоты и значительной амплитуды.

В случае питания от государственной электросети и наличии групповых трансформаторов, в момент пиковых нагрузок (при одновременном подъеме бурового инструмента на нескольких установках) возникают спады напряжения. С

нормальных 380 В, напряжение может опускаться до 300 В и ниже. Подобное явление характерно и при использовании передвижных электростанций, где, кроме спадов напряжения, пиковые нагрузки ведут еще и к сбросу оборотов вращающего генератор дизеля, а значит, – к снижению частоты в сети.

В связи с вышеотмеченным, КИП бурения должны согласно нормативам сохранять работоспособность при колебаниях напряжения сети в пределах ±20 % от номинального, и колебаниях частоты – в пределах 50±5 Гц.

Сложные условия работы потребовали введения в конструкцию приборов защитных устройств различного назначения: стабилизаторов напряжения питания, пыле-брызгозащитных уплотнений, гасящих вибрации амортизаторов и т. п. Все эти дополнительные устройства увеличивают габариты и массу приборов. С другой стороны, КИП бурения, могут иметь лишь низкий класс точности, т. к. высокоточные приборы подобных условий не переносят. По этой причине класс точности большей части КИП бурения не превышают 4 %.

Необходимость в установке многочисленных защитных устройств привела к существенному увеличению стоимости буровых КИП. Большое влияние на увеличение стоимости оказывает также и низкая серийность выпуска, что вообще характерно для приборов с ограниченной областью применения.

Контрольные вопросы

1. Какие виды КИП применяются при строительстве скважин?
2. Какие КИП рассматриваются в данной работе?
3. Две важнейшие цели применения КИП на буровых работах?
4. Факторы, требующие применения забойных КИП ?
5. Чем отличаются поверхностные КИП от забойных?
6. Назовите критерии эффективности процесса бурения ?
7. Отличие механической скорости бурения от рейсовой?
8. Назовите три режимных параметра управления бурением?
9. Назовите три параметра обратной связи ?
10. Тяжелые условия работы КИП бурения и последствия этого?

5. КОНТРОЛЬ ДАВЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ

5.1. Роль контроля давления жидкости при управлении процессами бурения и эксплуатации скважин

По показаниям манометра можно сделать важные выводы как относительно состояния скважины, так и относительно работы насоса [46]. **Манометр, установленный в нагнетательной линии насоса показывает суммарные потери давления в циркуляционной системе.** Суммарные потери состоят из следующих составляющих (по ходу движения жидкости):

– на стояке и в нагнетательном шланге;

– внутри бурильных труб и их соединений;

– внутри УБТ (или колонковой трубы);

– в промывочных каналах долота или коронки;

– между УБТ (или колонковой трубой) и стенками скважины;

– между бурильными трубами и их соединениями и стенками скважины;

– между бурильными трубами и их соединениями и обсадкой

Большинство перечисленных потерь давления (кроме потерь в соединениях бурильных труб и каналах ПРИ) можно теоретически определить по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$p_i = \lambda_i \rho_f L_i \frac{V_i^2}{2(D_i - d_i)}, \qquad (5.1)$$

где p_i – потери давления в канале номер i (в порядке вышеприведенного перечня); λ_i – коэффициент гидравлических сопротивлений, который зависит от режима движения жидкости – ламинарный, турбулентный, переходный (оценивается по **критерию Рейнольдса**); ρ_f – плотность жидкости; L_i – длина канала; V_i – скорость жидкости в канале, D_i, d_i – наружный и внутренний диаметры кольцевого канала. Если канал круглый,

то $d_i = 0$. Из формулы (5.1) следует, что **потери давления пропорциональны первой степени длины канала и плотности жидкости, а также второй степени ее скорости**.

Если площадь сечения канала равна F_i (м^2), то скорость жидкости в этом канале

$$V_i = \frac{Q}{F_i}. \qquad (5.2)$$

Если канал имеет круглое сечение (например, внутри бурильных труб), то

$$F_i = \frac{\pi D_i^2}{4}. \qquad (5.3)$$

Подставив (5.2) и (5.3) в (5.1), получим потери давления:

$$p_i = \lambda_i \rho_f L_i \frac{8Q^2}{\pi^2 D_i^5}. \qquad (5.4)$$

Данный вариант формулы Дарси-Вейсбаха позволяет видеть, что **потери давления пропорциональны квадрату расхода жидкости**. Если, например, подаваемый насосом расход Q вследствие каких-то неисправностей уменьшится в 1.5 раза, то давление на манометре упадет в 1.5^2, т. е. – в 2.25 раза. Поэтому по манометру удобно следить за постоянством подачи жидкости насосом. В частности, использование манометра с указанной целью распространено при бурении гидроударниками, где даже малое снижение подачи насоса ведет к падению эффективности работы забойной машины.

Формула (5.4) демонстрирует также тот факт, что **потери давления обратно пропорциональны пятой степени диаметра канала**. Так, если бурильные трубы диаметром 50 мм (внутренний диаметр 39 мм) заменить на бурильные трубы 63.5 мм (51.5 мм), то в этом случае при возрастании размера канала в 1.32 раза соответствующие потери давления упадут в 1.32^5, т. е. – в 4 раза. Замена бурильных труб обеспечит четырехкратное снижение затрат мощности на промывку скважины, т. к. эта мощность равна:

$$\mathrm{W} = \mathrm{Qp}.$$

Высокая чувствительность давления жидкости к размеру канала, обеспечивает возможность с помощью манометра обнаруживать наличие в стволе скважины сужений и пробок.

В период фонтанной добычи нефти при герметизации устья скважины, установленный на устьевой арматуре манометр позволяет оценить давление флюида в продуктивном пласте:

$$p_{пл} = p_y + \rho_f g H , \qquad (5.5)$$

где p_y – показания манометра на устье скважины, ρ_f плотность флюида, H – глубина продуктивного пласта. Знание $p_{пл}$ необходимо для принятия важных решений по перспективам эксплуатации данной скважины.

5.2. Виды манометров, используемых на буровых работах

Жидкостный манометр

Он показан на (рис. 5.1). Состоит из стеклянной U-образной трубки и шкалы. Трубка заполнена жидкостью, чаще – ртутью. Если оба колена трубки открыты, то на жидкость с обеих сторон действует давление атмосферы, и мениск располагается у нулевой отметки шкалы. Если же, как показано на рисунке, левое колено соединить с источником давления p, а правое оставить открытым, то жидкость, опустившись в левом колене и поднявшись в правом, покажет на шкале значение действующего давления.

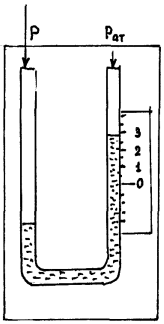


Рис. 5.1. Жидкостный манометр

Жидкостный манометр имеет малый диапазон измерения – несколько сотых МПа. Он не применяется на буровых работах непосредственно, хотя и может применяться в комплекте с другими приборами (см., например, рис. 8.1).

Показания жидкостного манометра фактически дают не само давление p, а его разность с атмосферным давлением p_{am}. **Разность измеряемого и атмосферного давлений называют избыточным давлением**

$$p_u = p - p_{am}. \qquad (5.6)$$

Манометры других конструкций также измеряют p_u. Если левое колено U-образной трубки связать с источником большего давления p_1, а правое – с источником меньшего давления p_2, то манометр будет измерять разность

$$\Delta_p = p_1 - p_2. \qquad (5.7)$$

Манометр, измеряющий разность давлений, называется дифференциальным манометром – или дифманометром.

Наконец, если левое колено оставить под действием атмосферного давления p_{am}, а правое связать с вакуумом, т. е. пространством, где имеется давление p ниже атмосферного, то тогда манометр покажет величину этого вакуума, а именно

$$p_в = p_{am} - p. \qquad (5.8)$$

Манометр, измеряющий вакуум, называют вакуумметром

Манометр с трубкой Бурдона

Он представлен на рис. 2.7. Является разновидностью **пружинных манометров** [34]. Манометры с трубкой Бурдона – это наиболее распространенные манометры. Они могут быть изготовлены практически на любые давления: от нескольких сотых до десятков МПа. Их диапазон измерения зависит от материала трубки Бурдона (латунь – для низких давлений, сталь – для высоких) и толщины ее стенки. Рабочие манометры обычно имеют классы точности 1.5 и 2.5 %, образцовые – 0.15 и 0.25 %. Класс точности

зависит откачества изготовления. Массовое производство обеспечивает их низкую стоимость.

Манометры с трубкой Бурдона широко применяются на буровых работах. Однако срок их службы здесь низок – всего несколько недель. Причина – тяжелые условия работы. Так, подача жидкости буровыми насосами отличается неравномерностью, вызывающей резкие колебания стрелки, с последующим выходом прибора из строя. Буровой раствор содержит абразивные частицы шлама. **Для защиты от вредных факторов давление на манометр следует подавать через разделитель и демпфер.** На рис. 5.2 видно, что давление бурового раствора 4 передается на манометр через разделительную мембрану 3 и масло 5, что устраняет возможность засорения трубки Бурдона шламом. Демпфер 2 (гаситель пульсаций) представляет собой ниппель с малым (порядка 1 мм) проходным отверстием. Из-за высокого гидравлического сопротивления отверстия, импульсу давления требуется время для прохождения через демпфер. За это время возрастание давления успевает смениться спадом, и в итоге манометр измеряет среднее (между пиками и спадами) значение давления промывочной жидкости. Сочетание разделителя и демпфера многократно продлевает срок службы прибора. Еще более он продлевается, благодаря вентилю 6. Нормально вентиль закрыт. Его открывают только, когда требуется измерить давление и лишь на то время, которое занимает процесс замера.

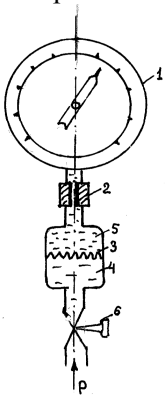


Рис. 5.2. Устройства для защиты манометра:
1 – манометр; 2 – демпфер; 3 – мембрана-разделитель; 4 – буровой раствор; 5 – масло; 6 – вентиль; p – давление

Отрицательная сторона описанных устройств заключается в том, что они осложняют работу с прибором и увеличивают его погрешности, вызванные механическим сопротивлением мембраны, и гидравлическим сопротивлением демпфера. Кроме того, чтобы передавать давление от мембраны на манометр, находящееся над мембраной масло должно всегда ьнаходиться под некоторым начальным давлением. При этом давления ниже начального не измеряются – т. е. повышается порог чувствительности прибора. Наконец, описанные защитные устройства существенно увеличивают стоимость манометра.

Электроконтактный манометр

При контроле технологических процессов, давление часто ограничивают некоторым наибольшим значением – например, по условиям прочности стенки трубопровода или котла. **Для подачи звукового сигнала о приближении давления к опасному пределу служит электроконтактный манометр.**

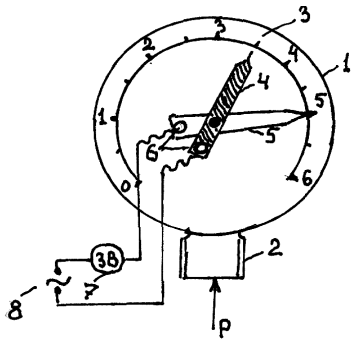


Рис. 5.3. Электроконтактный манометр:
1 – корпус; 2 – штуцер; 3 – шкала; 4 – стрелка; 5 – уставка; 6 – контакты; 7 – звонок; 8 – источник электрического напряжения

Уставку вручную ставят на предельно-допустимое “опасное” деление. И стрелка 4, и уставка 5 снабжены контактами 6, соединенными с источником напряжения 8. Когда давление доходит до опасного значения, стрелка 4 и уставка 5 совпадают, и их контакты 6 соприкасаются. Замыкается цепь звонка 7, который дает сигнал об опасности.

Требуемое положение уставки p_y может рассчитываться методами математической статистики. Допустим, что наблюдалось (или создавалось специально) некоторое число n ситуаций (опытов), при которых вследствие высоких давлений нарушалась герметичность превентора (герметизатора устья, предотвращающего выброс пластового флюида). Обозначим этот ряд аварийных давлений $p_1, p_2, p_3, \ldots p_{i,} \ldots p_n$.

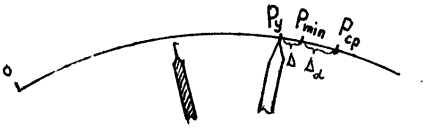


Рис. 5. 4. Обоснование выбора уставки

Среднее значение опасного давлния:

$$p_{cp} = \frac{\Sigma_{i=1}^{n} p_i}{n} \quad , \tag{5.9}$$

где $i = 1,2,3,...,n$ (номер члена ряда)

Среднее квадратическое отклонение:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\Sigma_{i=1}^{n} (p_i - p_{cp})^2}{n-1}} \, , \tag{5.10}$$

$\sigma -$ есть показатель “кучности” распределения частных значений ряда p_i относительно p_{cp}

При выборе уставки необходимо **гарантировать**, чтобы пробой превентора не произошел раньше, чем раздастся звонок. Если, например, уставка выставлена на p_{cp}, (рис. 5. 4), то это будет означать, что одна половина (50 %) значений p_i, окажется больше, чем p_{cp}, а вторая – меньше. Следовательно, имеется 50 %-ная вероятность, что авария с превентором произойдет **до того**, как стрелка достигнет уставки. Теоретически свести эту вероятность к нулю невозможно, но зато ее можно снизить до любого желаемого значения – 10, 5, 1

% и т. д. Это значение называется уровнем значимости α. Подобно тому, как уровню значимости 50 % соответствует давление $p = p_{ср}$, выбранному малому уровню значимости тоже отвечает некоторое давление, определяемое, как.

$$p_{\min} = p_{ср} - \Delta_{\alpha} \ , \qquad (5.11)$$

где Δ_{α} – отклонение от среднего значения в меньшую сторону, соответствующее выбранному уровню значимости α

$$\Delta_{\alpha} = t\sigma \ , \qquad (5.12)$$

где t – статистический критерий Стьюдента, находимый по таблицам в справочниках математической статистики, исходя из числа опытов n и принятого уровня значимости α.

Найденное по формуле (5.11) значение $p_{\min}$ не учитывает факта наличия у измеряющего это давление манометра, погрешности Δ, определяемой по формуле (3.17). Для гарантирования безаварийности эту погрешность следует рассматривать со знаком ***минус*** – когда фактическое давление может оказаться выше чем, то которое указывает прибор. Окончательно значение уставки определяют как

$$p_{y} = p_{ср} - (\Delta_{\alpha} + \Delta) \ . \qquad (5.13)$$

Геликсный манометр

Это **манометр, у которого чувствительным элементом служит– трубчатоая многовитковоая манометрическая пружина, –** называемая – геликсом (рис. 5.5).

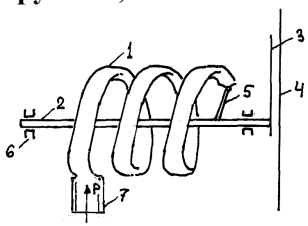


Рис. 5.5. Геликсный манометр:
1 – геликс; 2 – ось; 3 – стрелка; 4 – циферблат; 5 – рычаг

При подаче давления p через штуцер 7 в геликс 1 (другой конец геликса запаян), спираль геликса разворачивается, и ее

конец за рычаг 5 вращает ось 2 по ходу часов (если смотреть со стороны подшипника 6). Стрелка 3 прибора дает по шкале на циферблате 4 отсчет давления. При уменьшении p пружинные свойства трубки возвращают стрелку назад, пока равновесие давления и упругих сил не будет восстановлено вновь.

По сравнению с манометрами с трубкой Бурдона геликсные манометры сложнее по конструкции, имеют большие габариты и стоимость. Но **их преимущество в том, что при том же давлении конец геликса описывает больший угол поворота.** Так, угол отклонения конца геликса, состоящего из 2.5 витков, в 5 раз больше угла отклонения трубки Бурдона, имеющей всего 0.5 витка. Следовательно, у геликсного манометра отсутствует надобность в повышающем редукторе в виде зубчатого сектора и шестерни (рис. 2.7). Это позволяет создать на конце стрелки (или пера) в 5 раз более высокое усилие. Последнее важно например, для самописцев, перо которых трется о бумагу.

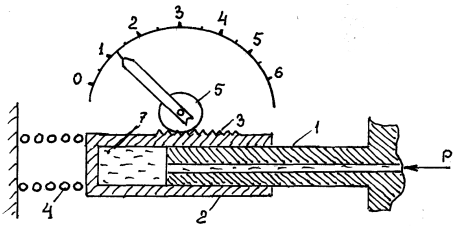


Рис. 5.6. Пружинно-поршневой манометр:
1 –плунжер; 2 – цилиндр; 3 – зубчатая рейка; 4 – пружина; 5 – шестерня

Пружинно-поршневой манометр

Показан на рис. 5.6. При подаче жидкости под давлением p в неподвижный плунжер 1, цилиндр 2 движется влево, перемещая рейкой 3 и шестерней 5 стрелку по шкале и преодолевая растущее сопротивление пружины 4. Наступает момент, равенства сил пружины F_n и давления жидкости $F_д$:

$$\lambda l = pS\,, \qquad (5.14)$$

где λ – жесткость пружины, l – укорочение ее длины при сжатии, S – сечение цилиндра 2 по внутреннему диаметру.

При возникновении равновесия (5.14) стрелка покажет по шкале значение давления p. Если это давление уменьшится и станет равным $p_1 < p$, то правая часть равенства (5.14) станет меньше левой. Пружина начнет толкать цилиндр вправо, причем она начнет распрямляться, а ее деформация l уменьшаться. При новом равновесии, стрелка покажет давление p_1.

Изложенное не учитывает трение между плунжером и цилиндром. **Сила трения f всегда направлена в сторону, противоположную движению**. Рассмотрим, каковы будут показания стрелки с учетом трения, когда одно и то же давление p, (фиксируемое по образцовому прибору), устанавливается двумя противоположными способами:

а) путем повышения давления от нуля до значения p**,**

б) путем снижения давления от верхнего предела измерения до этого же значения p.

В случае “а” уравнение (5.14) примет вид:

$$\lambda l_a = pS - f, \quad \text{откуда} \quad l_a = \frac{pS - f}{\lambda}, \tag{5.15}$$

В случае “б”

$$\lambda l_b - f = pS, \text{ и } \quad l_b = \frac{pS + f}{\lambda}. \tag{5.16}$$

Очевидно, что $l_b > l_a$,

Отметим, что **положение стрелки зависит именно от деформации пружины l, на величину которой перемещается рейка**. В связи с этим и показания пружинно-поршневого манометра, $p_b > p_a$, причем $p_b >$ р и $p_a <$ р. Разность

$$\Delta_{гс} = p_b - p_a \tag{5.17}$$

называется **гистерезисом**.

Гистерезис свойственен большинству измерительных приборов. Инструментальная погрешность, вызванная силами трения (разд. 1.3), равна половине гистерезиса

$$\Delta_{тр} = \frac{\Delta_{гс}}{2} \tag{5.18}$$

Пружинно-шневой манометр используется в качестве датчика к измерителям веса и осевой нагрузки для геологоразведочных буровых станков (типа ЗИФ, СКБ и других). В условиях работы на буровой установке такой манометр оказался более долговечным, чем манометр с трубкой Бурдона вследствие большей прочности и массивности деталей. Он имеет класс точности порядка 2.5.

Недостаток такого прибора – более высокая стоимость. Кроме того, предъявляются повышенные требования к чистоте масла в гидросистеме станка. Наличие в масле частиц песка многократно повышает силы трения и ошибку гистерезиса.

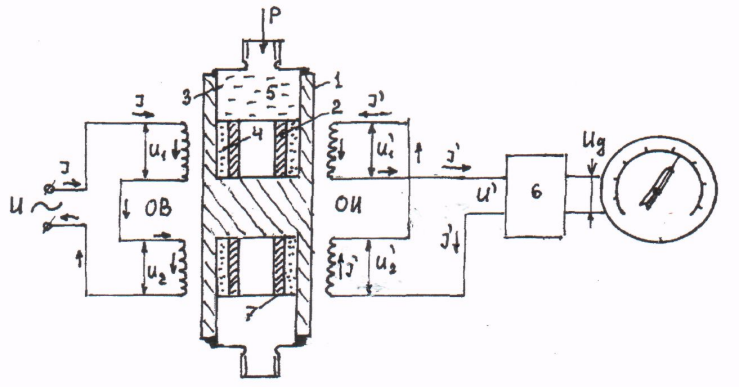


Рис. 5.7. Магнитоупругий манометр:
1 – корпус; 2 – рабочий магнитоупругий чувствительный элемент; 3 – тонкостенный металлический стакан; 4 – обмотки; 5 – жидкость; 6 – выпрямитель; 7 – компенсационный магнитоупругий чувствительный элемент; p– измеряемое давление; ОВ– обмотка возбуждения, ОИ – измерительная обмотка; U – напряжение питания; U_1 – напряжение на обмотке возбуждения рабочего элемента; U_2 – напряжение на обмотке возбуждения компенсационного элемента; U '– измеряемое напряжение переменного тока; U_0 – измеряемое напряжение постоянного тока; U'_1 – напряжение на измерительной обмотке рабочего элемента; U'_2 – напряжение на измерительной обмотке компенсационного элемента; I – направление тока на обмотках возбуждения; I' – то же на измерительных обмотках

Магнитоупругий манометр

Он основан на использовании магнитоупругого чувствительного элемента. На рис. 5.7 приведен такой манометр, разработанный СКБ Мингео СССР и выпускаемый под маркой МИД 1 [45]. Его чувствительные элементы (2 и 7) представляют собой цилиндры из железоалюминиевого сплава Ю-12. Намотанные на каждый цилиндр одна поверх другой обмотки: обмотка возбуждения и измерительная обмотка – аналогичны обмоткам трансформатора. Напряжение на измерительной обмотке зависит от создаваемого обмоткой возбуждения магнитного потока, который сосредоточен в цилиндрическом сердечнике – чувствительном элементе 2 или 7. **Магнитный поток тем выше, чем выше магнитная проницаемость сердечника.**

Верхний штуцер корпуса 1 манометра через жидкость 5 соединен с нагнетательной линией насоса; нижний штуцер – с давлением не связан. Источник питания подает на обмотки возбуждения *ОВ* напряжение U. Ввиду одинакового числа витков на обмотках возбуждения элементов 2 и 7, напряжение U делится на этих обмотках на две равные части: U_1 и U_2. На измерительных обмотках, где число витков также одинаково, индуцируются напряжения U'_1 и U'_2,. Однако, как это видно из рисунка, измерительные обмотки – в отличие от обмоток возбуждения – подключены не последовательно, а встречно – в противофазе. В результате такого подключения результирующее напряжение измерительной обмотки:

$$U' = U'_1 - U'_2, \tag{5.19}$$

При отсутствии давления $U'_1 = U'_2$, и $U' = 0$.

При подаче давления p, дно тонкостенного стакана 3 стремится прогнуться, чему противодействует рабочий чувствительный элемент 2. Последний оказывается зажатым между дном стакана и перегородкой корпуса 1. **Магнитоупругие свойства чувствительного элемента состоят в том, что его проницаемость для прохождящего через него магнитного потока изменяется в зависимости от деформации, которой этот элемент подвергается.** Чем выше давление p, тем больше деформация сжатия элемента 2,

больше изменяется его магнитная проницаемость и тем существеннее отличие напряжения U'_1 от U'_2. Результирующее напряжение U'растет, как и отклонение стрелки от нуля

Главное преимущество магнитоупругого манометра – его высокая надежность. Она обусловлена тем, что чувствительный элемент неподвижен, и его функционирование не связано с возникновением усталостных напряжений – как это имеет место у пружинных манометров (поскольку любая пружина может выполнить только определенное число циклов растяжения-сжатия, после чего она разрушается от усталостных напряжений). На магнитоупругий чувствительный элемент не оказывают воздействия пульсации и состав жидкости. Недостаток – высокая стоимость: из-за сложности устройства, и малого объема выпуска – только для буровых работ.

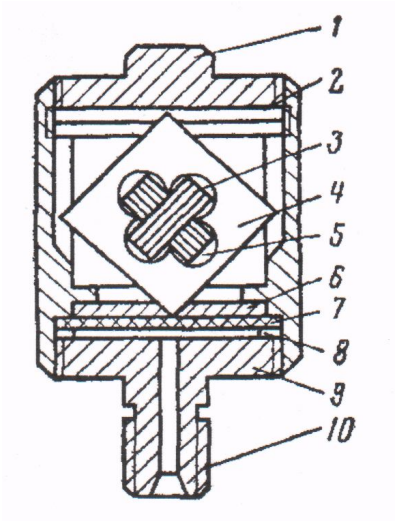


Рис. 5.8. Датчик давления жидкости с магнитоупругим элементом:
1 – верхняя крышка; 2 – корпус; 3 – обмотка возбуждения;
4 – чувствительный элемент; 5 – измерительная обмотка;
6 – упорный диск; 7 – резиновая мембрана; 8 –шайба; 9 – нижняя крышка; 10 – штуцер

Магнитоупругий манометр КазИМСа

Более простой и дешевый вариант магнитоупругого манометра создан в Казахсклом Институте Минерального Сырья[27, 29]. Он применялся на буровых установках Казахстана, как в виде отдельного манометра ЭРМ-5, так и в составе комплексного прибора ИРМБ, где манометр объединен с буровым расходомером. Давление жидкости подается через штуцер 10 под мембрану 7. Выпучиваясь, мембрана через диск 6 давит снизу на чувствительный элемент 4, который сверху упирается в крышку 1 и, таким образом, подвергается деформации сжатия. Чувствительный элемент 4 вырезан из изготовленного прокатным способом листа трансформаторной стали. Через отверстия намотаны обмотки: возбуждения 3 и измерительная 5. Стальной квадрат служит их общим сердечником. Отличие датчика от обычного трансформатора заключается в том, что обмотки 3 и 5 не параллельны, а перпендикулярны друг другу.

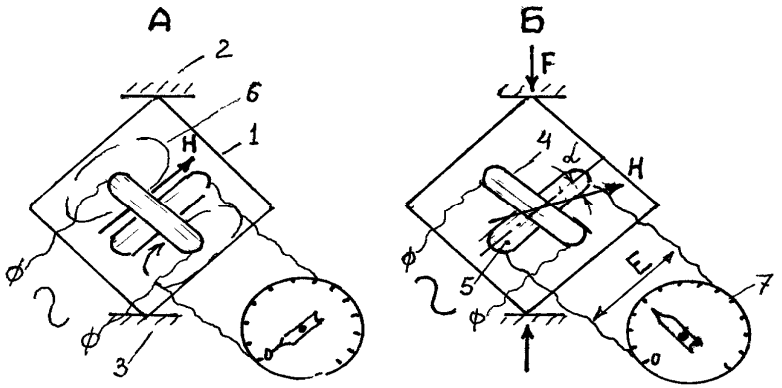


Рис. 5.9. Работа магнитоупругого чувствительного элемента:
А – при отсутствии давления; Б – при наличии давления.
1 – стальная пластина; 2 – крышка датчика; 3 – упорный диск;
4 – обмотка возбуждения; 5 – измерительная обмотка; 6 – магнитные силовые линии обмотки возбуждения; 7 – вольтметр; H – суммарный вектор напряженности магнитного поля обмотки возбуждения; α – угол вектора H к плоскости витков измерительной обмотки; F – сила сжатия;
E – электродвижущая сила (ЭДС)

От источника питания в обмотку возбуждения 4 (рис. 5.9) подается переменный ток, сопровождаемый переменным магнитным полем с напряженностью H. Через сталь пластины 1 магнитный поток воздействует на витки измерительной обмотки 5. Индуцируемая в измерительной обмотке ЭДС равна:

$$E = nS\frac{dH}{dt}\sin\alpha \ , \qquad (5.20)$$

где n – число витков измерительной обмотки, S – площадь ее витка, t – время. Прочие величины – см. рисунок

При отсутствии в системе давления (рис. 5.9, вариант А) отсутствует и сила F, сжимающая пластину 1. между крышкой 2 и упорным диском 3. Из рисунка видно, что вследствие взаимной перпендикулярности обмоток вектор H напряженности магнитного поля обмотки возбуждения направлен вдоль линии витков измерительной обмотки. Угол α равен нулю (как и его синус). Отсюда, согласно формуле (5.20) $E = 0$. Стрелка вольтметра 7 стоит на нулевой отметке.

Если в датчик подано давление p (вариант ***Б***), то оно на упорном диске 3 создает 1 силу:

$$F = pS_{\partial} \ , \qquad (5.21)$$

где S_{∂} – площадь диска.

Вследствие деформации сжатия, линии проката на пластине 1 искривляются. Этому искривлению следуют и магнитные силовые линии 6. Происходит поворот суммарного вектора H, так что теперь угол

$$\alpha \neq 0 \, .$$

Согласно формуле (5.20) измерительная обмотка вырабатывает ЭДС, и стрелка вольтметра отклоняется от нулевой отметки. ЭДС практически пропорциональна силе F, т. е. давлению p

Контрольные вопросы

1. От чего зависит давление манометра на буровом насосе?
2 От чего зависит давление манометра на превенторе?
2. Что можно измерять с помощью жидкостного манометра?
3. Какого типа манометр является наиболее распространенным?
5. Защита манометров от вредных воздействий
6. Назначение уставки на электроконтактном манометре.
7. Чувствительный элемент геликсного манометра, его преимущества перед манометром с трубкой Бурдона.
8. Устройство и применение пружинно-поршневого манометра.
9. Принцип работы магнитоупругого чувствительного элемента.
10. Почему у манометра МИД-1 два чувствительных элемента?

6. ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО И ВЕСА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

6.1. Роль контроля осевой нагрузки при управлении процессом бурения

Осевая нагрузка на ПРИ. обеспечивает внедрение резца в породу. При вращательном бурении необходимая осевая нагрузка C есть функция твердости породы и диаметра ПРИ

$$C = \varphi(D_{ПРИ}, \rho), \tag{6.1}$$

где $D_{ПРИ}$ – диаметр долота или коронки, а ρ объективный показатель буримости пород. Так, при бурении на нефть и газ требуемую осевые нагрузку на долото определяют как:

$$C = P_ш * F_k, \tag{6.2}$$

где $P_ш$ – твердость по вдавливанию штампа по методу Л.А. Шрейнера, а F_k площадь контакта резцов с забоем – согласно особенностям конструкции долота.

Таблица 6.1

Исходные нормативы для установления буримости пород

Показатель буримости по Любимову, $\rho_м$	Твердость по Шрейнеру, кН/м ^{2}, $P_ш$	Группа твердости пород (категория)
До 4.5	до 500	М (I – IV)
4.6 – 10.1	500 – 1000	С (V, VI)
10.2 – 22.7	1000–2000	Т (VII, VIII)
22.8 – 51.2	более 2000	К (IX, X)

При бурении на твердые полезные ископаемые показатель буримости пород был разработан Н.И. Любимовым [30].

6.2. Связь осевой нагрузки с весом бурильной колонны

При контроле с поверхности земли осевую нагрузку можно определить, только зная вес бурильной колонны, с участием которого она создается. Осевая нагрузка равна:

$$C = Q \pm q \ , \qquad (6.3)$$

где Q – вес бурильной колонны, а q – усилие подачи.

Если в формуле (6.3) присутствует знак ***минус***, то это означает, что требуемая осевая нагрузка меньше фактического веса бурильной колонны. Этот способ создания осевой нагрузки называется **бурением с разгрузкой**. Он может применяться, начиная с определенной глубины бурения, когда становится справедливым неравенство:

$$Q > C \, . \qquad (6.4)$$

Наоборот, если для создания необходимой осевой нагрузки веса бурильной колонны недостаточно (при небольшой глубине бурения), то осуществляется вариант формулы (6.3) со знаком ***плюс***. Такой способ создания осевой нагрузки называется **бурением с догрузкой**. После достижения глубины, когда становится справедливым неравенство (6.4) бурение с догрузкой сменяется бурением с разгрузкой.

Бурение с разгрузкой характерно при использовании роторного вращателя (бурение на нефть, газ, воду), при котором бурение с догрузкой, невозможно. При наличии шпиндельных вращателей (бурение на твердые полезные ископаемые) применение нашли оба способа.

Вес бурового инструмента в скважине:

$$Q = 9{,}81\left[k_c q_{бт}(L - L_{УБТ})(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}) + q_{УБТ} L_{УБТ}(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{c}}) \right](\cos\theta) \, , \qquad (6.5)$$

где k_c – коэффициент, учитывающий соединения бурильных труб, $q_{бт}, q_{УБТ}$ – массы одного метра бурильных и утяжеленных труб (УБТ), $L, L_{Убт}$ – длины скважины и УБТ, $\rho_{ж}, \rho_{м}, \rho_{c}$ – соответственно плотности промывочной жидкости, материала бурильных труб (сталь или дюраль) и стали (материала УБТ), θ

– зенитный угол.. В этой формуле коэффициент k_c = 1.02 – 1.1 – тем больше, чем меньше диаметр бурильных труб. Этот коэффициент максимален для дюралевых бурильных труб, поскольку они соединяются стальными замками.

На практике для установления веса бурового инструмента используют **процедуру взвешивания.** После завершения спуска бурильной колонны, ее приподнимают на 2–3 м над забоем и тщательно промывают скважину. Далее, включив вращение, колонну опускают и, не давая ей достигнуть забоя, плавно затормаживают до полной остановки. В момент остановки измерительный прибор покажет наиболее точное значение веса.

Опускание верхнего конца бурильной колонны в процессе бурения называется подачей бурового инструмента. Подача должна производиться с той же скоростью, с какой происходит углубка забоя в ходе его разрушения. Выполнение этого требования контролируется по показаниям прибора. **Если скорость подачи равна фактической скорости углубки, то стрелка измерителя осевой нагрузки не меняет своего положения на шкале. Если скорость подачи превышает скорость углубки, то это вызывает рост осевой нагрузки,** т. к. на ПРИ переносится все большая часть от веса бурильной колонны (что и покажет прибор). Это может закончиться аварией – разрушением ПРИ или бурильной колонны. Наоборот**, если скорость подачи меньше скорости углубки, то осевая нагрузка уменьшается, т. к.** вес бурильной колонны постепенно “снимается” с ПРИ. Прибор покажет уменьшение нагрузки. Когда она станет равной нулю, бурильная колонна полностью повиснет на крюке и бурение прекратится.

Наибольшее распространение получили два способа подачи: подача с лебедки (“свободная” подача); и подача со шпинделя (обычно гидравлическая подача).

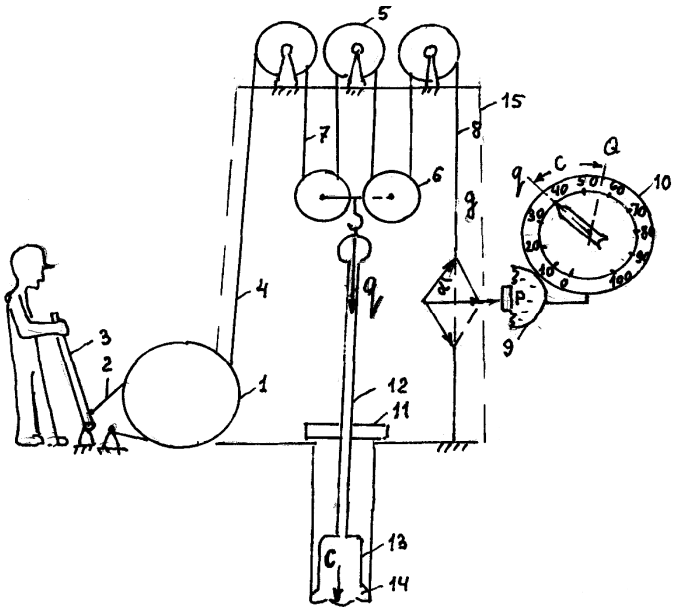


Рис. 6.1. Подача бурового инструмента с лебедки:
1 – лебедка; 2 – тормозная лента; 3 – рукоять тормоза; 4 – ведущий конец оснастки; 5 – кронблок; 6 – талевый блок; 7 – подвижные струны; 8 – мертвый конец оснастки; 9 – датчик осевой нагрузки (трансформатор давления прибора ГИВ); 10 – показывающий прибор; 11 – ротор; 12 – бурильные трубы; 13 – УБТ; 14 – долото; 15 – копер; q – усилие на крюке; g – натяжение мертвого конца; p – давление жидкости в приборе; Q – вес бурильной колонны; C– осевая нагрузка; α – угол отклонения каната

6.3. Управление осевой нагрузкой при подаче с лебедки

Ведущий конец каната 4 (рис. 6.1) закреплен на барабане лебедки 1. С барабана канат поднимается на шкив кронблока 5, оттуда опускается на шкив талевого блока 6, далее еще несколько раз поднимается и опускается и завершается мертвым концом 8, закрепленным за основание установки. **Участки 7 каната, расположенные между шкивами кронблока и талевого блока, называются подвижными струнами талевой**

оснастки, т. к. их длина может возрастать и сокращаться в зависимости от положения верхнего конца бурильной колонны. Чем больше число подвижных струн, тем меньшую часть от веса на крюке составляет натяжение каната. (И во столько же раз скорость подъема крюка меньше скорости навивки ведущего конца на барабан). На рисунке показаны четыре подвижных струны, и значит, на лебедку действует усилие, равное $q/4$. Во время бурения вращаемая ротором 11 бурильная колонна подвешена на крюке, талевого блока. **Бурильщик с помощью рычага 3 создает и регулирует прижатие тормозной ленты 2 к барабану лебедки 1. Таким образом, он создает разгружающее усилие q, а с учетом формулы (6.3) и осевую нагрузку C.**

Если тормоз зажать полностью, то долото будет продолжать углублять скважину лишь до тех пор, пока бурильная колонна всем своим весом не повиснет на лебедке и не возникнет ситуация, когда $q = Q$. Тогда, получим $C = 0$, и бурение прекратится. **Если тормоз совсем отпустить**, то буровой инструмент всем весом упрется в забой. Получится, что $q = 0$ и $C = Q$. При этом возможна авария.

При поддержании заданного значения осевой нагрузки C бурильщик ориентируется на измеритель осевой нагрузки и веса бурового инструмента 10. На шкале прибора знаками Q и q показаны положения стрелки при взвешивании и при бурении, а также осевая нагрузка, как интервал от q до Q.

6.4. Управление осевой нагрузкой при гидравлической подаче

На рис. 6.2 представлено **бурение с разгрузкой**. Привод 3 вращает шпиндель 2 с патронами 4 и 5, которые зажимают ведущую (верхнюю) бурильную трубу 1. Насос 10 берет масло

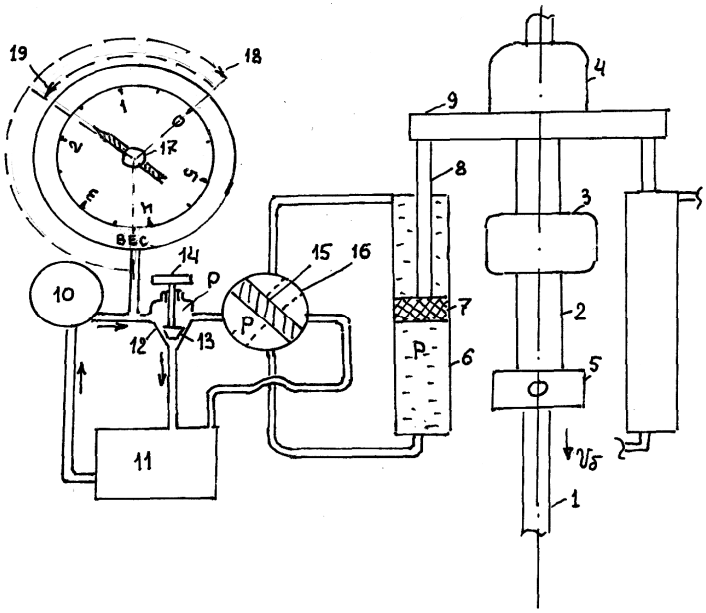


Рис. 6.2. Гидравлическая подача бурового инструмента:
1 – бурильная труба; 2 – шпиндель; 3 – привод шпинделя; 4 – гидравлический зажимной патрон; 5 – механический зажимной патрон; 6 – гидроцилиндр; 7 – поршень; 8 – шток; 9 – траверса; 10 – маслонасос; 11 – маслобак; 12 – дроссель; 13 – игла; 14 – рукоятка дросселя; 15 – переключатель подачи масла в положении разгрузки; 16 – то же в положении догрузки (пунктир); 17 – рукоятка поворота шкалы; 18 – положение стрелки при взвешивании; 19 – положение стрелки при бурении; p – давление в системе

из бака 11 и подает его через дроссель 12 мимо запорной иглы 13 снова в бак. Пространство над иглой с помощью переключателя 15 соединено с **нижними** (под поршнем 7) полостями двух гидроцилиндров 6. **В процессе бурения насос не может закачивать масло в нижние полости, т. к. поршень опускается и сам вытесняет масло в бак**, увеличивая общий поток масла через дроссель 12. **Роль дросселя состоит в создавании сопротивления на пути перетока масла в бак. За счет этого над иглой, а значит, и в**

гидроцилиндрах обеспечивается давление p, требующееся для создания заданного усилия подачи q. При бурении с разгрузкой это усилие равно:

$$q = 2p\frac{\pi}{4}D^2, \qquad (6.6)$$

где D – диаметр поршня 7, а коэффициент 2 означает число гидроцилиндров.

Вращением рукоятки дросселя влево поднимают иглу. Проход масла в бак расширяется, давление падает, а с ним падает разгружающее усилие q и растет осевая нагрузка C. **Вращением рукоятки дросселя вправо** иглу опускают и сужают проход в маслобак, что повышает давление p и усилие q, а значит, уменьшает осевую нагрузку. При достаточно малом зазоре между иглой и корпусом дросселя разгружающее усилие превышает вес бурового инструмента и тогда поршни 7 вместе с бурильной колонной двинутся вверх. Отрыв ПРИ от забоя в ходе бурения называется расходкой.

Когда в ходе бурения поршень опустится до своего предельного нижнего положения, производят перехват – перекрепление патронов. Вращение останавливают, и патроны 4 и 5 раскрепляют – так, чтобы поднять шпиндель относительно неподвижной бурильной колонны в крайнее верхнее положение. После подъема шпинделя патроны закрепляют снова, и бурение продолжают на длину следующего хода шпинделя

В процессе бурения при опускании поршней 7 надпоршневое пространство увеличивается, отчего там падает давление, что вызывает заполнение этого пространства маслом из бака.

На рисунке видно, что создаваемое дросселем давление p передается не только в гидроцилиндры, но и на измеритель веса и осевой нагрузки. Часто в качестве такого прибора используется пружинно-поршневой манометр (рис 5.6).

Как и при подаче с лебедки, после спуска бурового инструмента на забой (но до начала бурения) проводят взвешивание. На рис. 6.2 видно, что в ходе взвешивания стрелка прибора становилась в положение 18. После включения вращения и установки ПРИ на забой, бурильщик, уменьшая дросселем давление

p, создает требуемую осевую нагрузку. Опускаясь, стрелка занимает положение 19, а осевая нагрузка показывается на шкале как разность положений стрелки 18 и 9.

При бурении с догрузкой переключатель направления масла ставят в положение 16, и пространство над дросселем соединяется с **верхними** полостями гидроцилиндров, куда и подается давление. Давление создает усилие догрузки q. В формуле (6.3.) это усилие имеет знак ***плюс***

$$q = 2p\frac{\pi}{4}(D^2 - d^2), \qquad (6.7)$$

где d – диаметр штока 8.

Сравнивая формулы (6.6) и (6.7), можно видеть, что условия создания усилия q при бурении с разгрузкой и догрузкой имеют отличия. **При догрузке используются верхние полости гидроцилиндров, где за счет штоков площадь, на которую действует давление, меньше, чем при разгрузке.** Для создания того же усилия q при догрузке требуется большее давление. Поэтому показывающий прибор имеет две концентрически расположенные шкалы – для усилий разгрузки (наружная шкала) и для усилий догрузки (внутренняя). Расстояние между делениями на шкале догрузок больше, чем на шкале разгрузок.

Контрольные вопросы

1. От чего зависит необходимая осевая нагрузка на ПРИ?
2. Объективные показатели буримости пород?
3. Что такое бурение “с догрузкой ” и бурение “с разгрузкой”?
4. Как производят взвешивание бурильной колонны?
5. Что такое подача бурового инструмента?
6. Как ведется подача с лебедки, с помощью каких устройств?
7. Преимущества и область применения подачи с лебедки.
8. Преимущества применения гидравлической подачи.
9. С помощью каких устройств ведется гидравлическая подача?

7. ИЗМЕРИТЕЛИ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ И ВЕСА БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

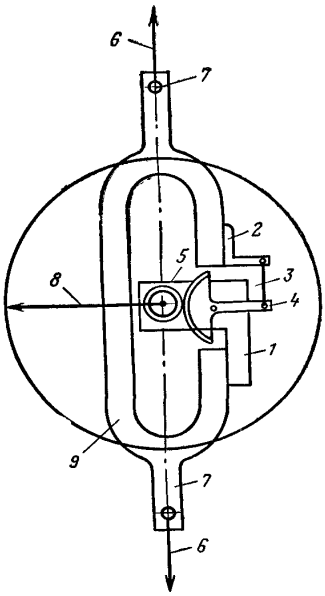


Рис. 7.1. Пружинный динамометр:
1 – плата; 2 – угольник; 3 – тяга; 4 – зубчатый сектор; 5 – шестерня; 6 – серьга; 7 – палец; 8 – стрелка; 9 – чувствительный элемент

7.1. Механические и гидравлические измерители нагрузки и веса

Поверхностные измерители осевой нагрузки подразделяют на два класса:

– для бурения с подачей бурового инструмента с лебедки;

– для гидравлической подачи.

Пружинные динамометры

Это – чисто механические приборы (рис. 7.1). Прибор включается в разрыв мертвого конца талевой оснастки (как на рис.6.1), причем канат пальцами 7 закрепляется в верхней и

нижней серьгах 6. Упругий чувствительный элемент 9 выполнен в виде звена цепи с вырезом с одной стороны. К нижнему полузвену прикреплена плата 1, на которой смонтированы оси зубчатого сектора 4 и шестерни 5 со стрелкой 8, а также циферблат со шкалой. К верхнему полузвену прикреплен угольник 2, который тягой 3 шарнирно соединен с хвостовиком зубчатого сектора.

При наличии нагрузки на крюке, в мертвом конце талевой оснастки возникает пропорциональное этой нагрузке натяжение увеличивающее расстояние между его верхним и нижним полузвеньями. Вследствие этого под воздействием тяги 3 и сектора 4 происходит поворот шестерни 5 и стрелки 8, которая дает отсчет нагрузки. При снятии нагрузки упругие силы возвращают чувствительному элементу его изначальную форму, и стрелка возвращается на нуль.

Пружинный динамометр имеет значительные инструментальные ошибки. В частности, после ликвидации тяжелых аварий из-за сверхнормативных нагрузок в чувствительном элементе могут накапливаться погрешности остаточной деформации (разд. 1.3). Кроме того, с течением времени меняются упругие свойства материала чувствительного элемента и возникают погрешности старения.

Гидравлический измеритель нагрузки типа ГИВ.

Представлен на (рис. 7.2)[17]. Датчик 2 прибора включен в мертвый конец 1 талевой оснастки таким образом, что канат проходит через его ролики 3. Верхний и нижний ролики жестко соединены с корпусом датчика, а средний укреплен на конце штока 4. Другой конец штока через регулировочную шайбу упирается в мембрану 5. Пространство датчика, расположенное справа от мембраны, а также трубопровод 6, заполнены рабочей жидкостью. Чем больше натяжение g (рис. 6.1) каната мертвого конца талевой оснастки, тем больше сила F, образующаяся вследствие отклонения среднего ролика от общего направления каната. Отклонение зависит от длины штока 4 и толщины регулировочной шайбы. Действующая вдоль штока на шайбу и мембрану сила F создает в

жидкости под мембраной давление p. Это давление пропорционально весу на крюке. Давление по трубкам 6 передается на показывающий прибор 7 и самописец 8, которые, по своей сущности, являются манометрами.

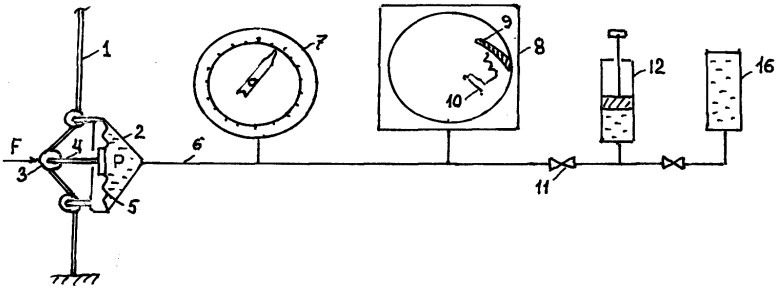


Рис. 7.2. Измеритель осевой нагрузки и веса типа ГИВ:
1 – мертвый конец талевой оснастки; 2 – трансформатор давления; 3 – ролик; 4 – шток; 5 – мембрана; 6 – трубопровод; 7 – показывающий прибор; 8 – самописец; 9 – перо; 10 – диаграмма; 11 – кран; 12 – насос; 16 – бачок для рабочей жидкости; p – давление жидкости

В качестве рабочей жидкости летом применяют глицерин, зимой – спирт. Заполнение системы жидкостью производится с помощью ручного насоса 12, которым при закрытом кране 11 слева, и открытом – справа, засасывают жидкость из бачка 16 и затем, изменив положение кранов на противоположное, нагнетают ее в систему. Давление жидкости:

$$p = 2\frac{q}{mS\eta}\sin\alpha \quad . \tag{7.1}$$

В этом выражении q – вес на крюке, α – угол отклонения каната (рис 6.1); m – число подвижных струн талевой оснастки, S – площадь мембраны, η – КПД талевой оснастки.

Т. к. из всех величин, участвующих в формуле (7.1), переменными являются только p и q, то эту формулу можно написать как:

$$p = Kq\,. \tag{7.2}$$

Постоянный коэффициент

$$K = \frac{2\sin\alpha}{mS\eta}\,. \tag{7.3}$$

Формула показывает, **что при том же весе на крюке** q **давление** p **за мембраной возрастет, при увеличитении угла** α **и уменьшается при его уменьшении.** Задание угла α осуществляют подбором толщины шайбы, в которую упирается шток 4.

Шкала прибора ГИВ имеет сто делений (100 %). При взвешивании бурового инструмента стрелка 10 (рис. 6.1.) дает значение веса Q (на рисунке это 55-е деление). Когда долото ставят на забой и ведут бурение, стрелка возвращается назад, и показывает усилие разгрузки q (37-е деление). Разница двух отсчетов и дает осевую нагрузку C (18 делений).

Верхний предел давления в гдросистеме прибора равен 1 МПа и, следовательно, цена одного деления – 10^4 Па. В единицах силы, цена деления равна

$$Ц = \frac{Q_{max}}{100}\,, \tag{7.4}$$

где $Q_{\max}$ **– наибольшее усилие на крюке, которое (путем подбора регулировочной шайбы) отклоняет стрелку до верхнего предела 100 делений.** За $Q_{\max}$ принимают грузоподъемность буровых установок данного класса (согласно нормали на буровые установки). Пользуясь формулой (7.4), значение любого отсчета, сделанного в процентных делениях, определяют в единицах силы – Н.

При определении соотношения натяжения g мертвого конца 8 – рис 6.1 (которое, по сути дела, и измеряет датчик 9) и усилия на крюке q следует пользоваться выражением

$$g = \frac{q}{m\eta}\,, \tag{7.5}$$

причем КПД талевой оснастки:

$$\eta = \frac{\eta_{ш}(1-\eta_{ш}^{m})}{m(1-\eta_{ш})}, \qquad (7.6)$$

где $\eta_{ш}$ – КПД одного шкива, равный 0.95 – 0.98.

Определим необходимый угол α, требуемый для буровой установки данного класса. Подставив в формулу (7.1) $Q_{\max}$ вместо q, а максимальное давление 10^{6} Па – вместо p, и выполнив необходимые преобразования получим:

$$\alpha = \arcsin(\frac{10^{6} mS\eta}{2Q_{\max}}). \qquad (7.7)$$

Прибор ГИВ прост по устройству, надежен в работе и недорог. При соблюдении необходимых условий он имеет приемлемую точность. Недостатки прибора ГИВ вытекают из того факта, что его рабочая жидкость находится в замкнутом пространстве. **Чтобы передавать давление, жидкость должна сама находиться под некоторым начальным давлением**. Для удаления воздуха система прокачивается насосом 12, и тем же насосом в ней **создается начальное давление жидкости** в 0.1 МПа (причем стрелка сдвигается с нуля на 10 процентных делений). Такое начальное давление примерно соответствует весу талевого блока и крюка, являющихся постоянными составляющими полного веса бурового инструмента. Жидкость в приборе ГИВ при росте температуры стремиться расшириться, при уменьшении – сжаться. В **замкнутом пространстве изменения температуры вызывают в датчике соответствующие увеличения и снижения давления при неизменной нагрузке на крюке**. **Так возникает температурная погрешность** (см. разд. 3. 3.) Для ее снижения приходится корректировать начальное давление в системе – уменьшать его днем и увеличивать ночью. Так, если утром при отсутствии веса на крюке стрелка, как и положено, стояла на делении 10 %, то днем при возросшей температуре, она может оказаться, например, на 13-м делении. Стрелку следует вернуть на место, перепуская часть жидкости из системы обратно в бачок 16, с помощью кранов 11. Но ночью из-за похолодания стрелка может опуститься ниже 10 % , и тогда ее возвращают на этот уровень с помощью насоса 12.

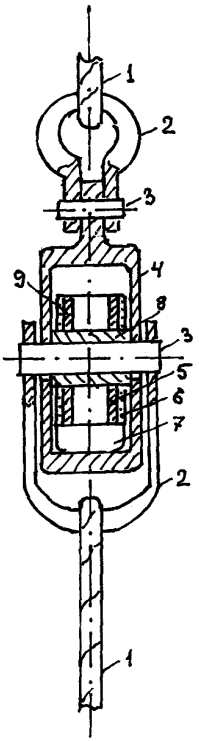


Рис. 7.3. Магнитоупругий датчик прибора МКН для подачи с лебедки:
1 – мертвый конец талевой оснастки; 2 – серьга; 3 – ось; 4 – корпус; 5 – рабочий чувствительный элемент; 6 – обмотки; 7 – подпятник; 8 – втулка; 9 – компенсационный чувствительный элемент

7.2. Магнитоупругие измерители нагрузки и веса

Магнитоупругий измеритель нагрузки и веса для бурения с гидравлической подачей

С этой целью используется **магнитоупругий манометр** (рис. 5.7). Оба его чувствительных элемента связаны с гидроцилиндрами подачи. Верхний чувствительный элемент (2 на рис. 5.7) связан с верхней полостью гидроцилиндра (рис 6.2), а нижний элемент – с нижней. Тогда при бурении с догрузкой верхний чувствительный элемент является рабочим (в него

подается масло под давлением), а нижний – компенсационным (в нем давление масла отсутствует). При бурении с разгрузкой давление подается в нижнюю полость гидроцилиндра и соответственно – на нижний чувствительный элемент.

Название измерителя осевой нагрузки и веса, использующего магнитоупругий датчик: **магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки** (МКН)[34, 45].

Магнитоупругий измеритель нагрузки и веса для бурения с подачей с лебедки

Для этого прибор МКН он оснащается специальным датчиком – рис. 7.3. **Отличие этого датчика от показанного на рис. 5.7 – в способе передачи усилия на чувствительный элемент**. При натяжении мертвого конца 1 рабочий чувствительный элемент 5 сжимается между подпятником 7 (при натяжении каната он вместе с верхней серьгой и корпусом 4 стремится двигаться вверх) и втулкой 8 (которая с нижней серьгой и осью 3 препятствует этому движению). Чем больше усилие на крюке, тем сильнее натянут канат 1, и больше деформация чувствительного элемента 5.

Внутреннее устройство п**ульта прибора МКН** (рис. 7.4) включает компенсаторы веса и нагрузки, представляющие собой **индукционные потенциометры** (рис. 7.5). У такого потенциометра при постоянном входном напряжении 7 напряжение 8 на выходе зависит от положения ротора 5.

Если ротор поставлен в вертикальное положение, то магнитные силовые линии 6, полюсов 3 статора 1 пересекают обмотки ротора 5 под прямым углом. В этом случае обмотки статора и ротора образуют обычный трансформатор и напряжение на выходе 8 максимально. Если ротор стоит горизонтально, то силовые линии 6 скользят вдоль витков его обмотки, не пересекая их. ЭДС не возбуждается и напряжение на выходе 8 равно нулю. Е**сли вал 4 переводит ротор 5 из горизонтального положения в вертикальное, то напряжение на выходе будет расти от нуля до максимума**.

Когда бурильщик производит **взвешивание бурильной колонны**, он ставит переключатель *П* (рис. 7.4). в

соответствующее положение. При этом контакты κ_1, κ_3 оказываются разомкнутыми, а κ_2, κ_4 – замкнутыми. Датчик $Д$ вырабатывает пропорциональное весу напряжение $U_д$, которое через элемент сравнения $ЭС$ усилитель $У$ и контакт

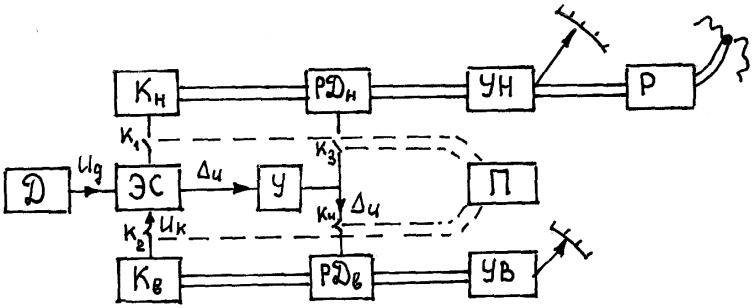


Рис. 7.4. Схема внутреннего устройства пульта прибора МКН:
D – датчик; ЭС – элемент сравнения; У – усилитель; П – переключатель; $К_Н$, $К_В$ – компенсаторы осевой нагрузки и веса ; $РД_Н$, $РД_В$ – реверсивные электродвигатели в системах измерения осевой нагрузки и веса; $У_Н$, $У_В$ – указатели осевой нагрузки и веса; $\kappa_1, \kappa_2, \kappa_3, \kappa_4$ – контакты; Р – регистратор; $U_д$, U_k – напряжения противоположного знака, вырабатываемые датчиком и компенсатором веса; Δ_U – разность напряжений

κ_4 попадает на обмотки **реверсивного** (вращающегося как "вправо" так и "влево") двигателя $РД_В$. Двигатель начинает

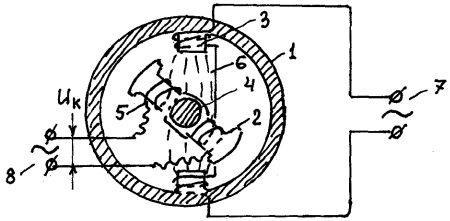


Рис 7.5. Индукционный потенциометр:
1 – статор; 2 – ротор; 3 – полюса обмотки статора; 4 – вал ротора; 5 – обмотка ротора; 6 – силовые магнитные линии, создаваемые полюсами 3; 7 – входное напряжение; 8 – выходное напряжение

поворачивать свой вал, **на левом конце которого расположен индукционный потенциометр K_B, ротор которого от нулевого положения отклоняется на все больший угол и вырабатывает все большее напряжение U_{KB}, знак которого противоположен знаку напряжения датчика $U_д$**. По схеме видно, что как напряжение датчика, так и напряжение индукционного потенциометра попадают на элемент сравнения *ЭС* и там складываются с учетом различия знаков. С элемента сравнения выходит теперь уже не напряжение датчика (как в первый момент) а разность

$$\Delta_U = U_д - U_{KB}. \qquad (7.8)$$

Δ_U усиливается и подается на $РД_в$, продолжающий вращать ротор потенциометра. Т. к. по этой причине U_{KB} продолжает по абсолютной величине расти, то при постоянном $U_д$ напряжение разности Δ_U непрерывно уменьшается. Наступает момент, когда оно становится равным нулю, и тогда двигатель $РД_в$ останавливается. В этот момент находящаяся на правом конце вала стрелка-указателя веса $У_B$ дает на своей шкале отсчет веса бурового инструмента.

После того, как взвешивание завершено, **бурильщик ставит переключатель $П$ в положение "нагрузка"**. Размыкается контакт $к_4$ (подающий напряжение на $РД_B$), а три остальные контакта оказываются замкнутыми. Бурильщик ставит породоразрушающий инструмент на забой и создает необходимую осевую нагрузку. Натяжение каната q уменьшается на величину нагрузки и соответственно уменьшается напряжение датчика. При этом, поскольку после взвешивания реверсивный двигатель веса $РД_B$ остается зафиксированном в его последнем положении, то закрепленный на валу двигателя **компенсатор веса $К_B$ продолжает вырабатывать напряжение, соответствующее весу**. Новое напряжение датчика и и неизменное напряжение компенсатора

веса встречаются на элементе сравнения, который теперь вырабатывает напряжение соответствующее осевой нагрузке

$$U_C = U_{KB} - U_д, \tag{7.9}$$

Напряжение U_C усиливается и через замкнутый контакт $к_3$ приходит на реверсивный двигатель нагрузки $РД_Н$, который начинает вращаться и заставляет компенсатор нагрузки $К_Н$ вырабатывать напряжение $U_{КН}$, знак которого противоположен знаку U_C. Появляется напряжение разности

$$\Delta_U = U_C - U_{КН} \tag{7.10}$$

которое, как и в случае измерения веса, уменьшается. Когда $U_{КН}$ станет равным по абсолютной величине U_C, напряжение на двигателе нагрузки исчезнет $(\Delta_U = 0)$, он остановится, и стрелка указателя $У_Н$ даст на шкале отсчет нагрузки. То же покажет на бумажном диске и перо самописца P.

Если осевая нагрузка будет изменена бурильщиком, то равновесие нарушится $(\Delta_U \neq 0)$, реверсивный двигатель нагрузки опять придет во вращение (вправо или влево, смотря по знаку отклонения новой нагрузки от прежней) и будет снова вращаться до возникновения равновесия.

Используемый в приборе МКН **компенсационный принцип измерения – когда напряжение датчика сводится к нулю напряжением компенсатора** – делает прибор существенно более сложным и дорогим. **Преимущество компенсационного принципа измерения – в сведении к минимуму погрешностей, вызванных факторами внешней среды**. Дело в том, что эти факторы (как например, самопроизвольное снижение напряжения питания) одинаково влияют на показания как датчика, так и компенсатора. Введем в формулу (5.19) работы магнитоупругого манометра значение погрешности Δ_u, связанной с отклонениями внешних условий от их нормальных значений:

$$U' = (U'_1 + \Delta_u) - (U'_2 + \Delta_u) \tag{7.11}$$

Т. к. погрешности Δ_u в обеих скобках одинаковы по знаку и значению, то при раскрытии скобок они взаимно уничтожатся.

На пульте прибора (рис. 7.6 – **"внешний вид")** имеются две шкалы: веса 4 и осевой нагрузки 3. Диапазон измерения шкалы нагрузки в 4 раза меньше диапазона измерения веса. При этом полный угол α отклонения стрелки по шкале нагрузок в три раза больше (270^0 против 90^0), Оба фактора дают резкое увеличение чувствительности (формула (2.2). Так, в рассматриваемом случае получается, что чувствительность S по шкале нагрузок выше в 12 раз.

На корпусе 1 пульта имеется несколько переключателей. О работе переключателя 2 (*П* – на рис 7.4) "нагрузка – вес" выше говорилось. Наличие переключателя 8 связано с тем, что кроме режима "на забое" (т. е. при бурении), предусмотрен еще режим "на крюке", т. е. при спускоподъемных операциях. В этом режиме измеряется **только вес** бурильной колонны, причем во

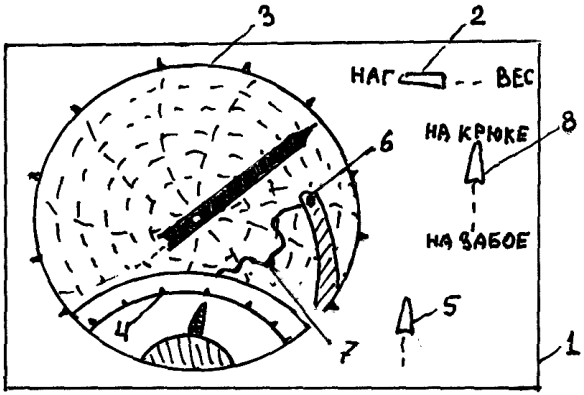


Рис. 7.6. Внешний вид пульта прибора МКН:
1 – корпус; 2 – переключатель "осевая нагрузка" – "вес"; 3 – шкала нагрузки; 4 – шкала веса 5 – тумблер питания; 6 – перо самописца; 7 – диаграмма; 8 – переключатель "на крюке" – "на забое"

время подъема могут регистрироваться **“затяжки”,** когда из-за сужения ствола скважины в результате геологических осложнений на крюке возникают усилия, превышающие вес бурильной колонны.. **Установив места сужений по диаграмме самописца, можно принять меры по проработке соответствующих участков скважины с целью их расширения и предупреждению возможных прихватов.**

При шпиндельной подаче на пульте еще имеется переключатель, для учета бурения с разгрузкой или догрузкой.

Круговая диаграмма записывается на бумажном круге с разметками времени и нагрузки (либо веса) [56]. Круг ставят на циферблат прибора МКН, причем при замене устанавливаемого под ней бумажного круга стрелка-указатель осевой нагрузки снимается со своей оси. По истечении суток круг заменяют новым. С помощью часового механизма за сутки бумажный круг совершает один оборот по часовой стрелке. Перо 6 оставляет на бумаге свой след – диаграмму. На разметке круга (рис. 7.7) показаны 24 часовых сектора, каждый из которых аналогичными радиальными линиями разбит еще на четыре части – по 15 мин. Разметка нагрузки (либо веса) представляет собой 100 концентрических “процентных” окружностей (на рисунке показана каждая десятая от 0 до 90). Таким образом, значение нагрузки можно узнать в любой момент времени истекших суток.

В ряде организаций круговые диаграммы прилагаются к суточному рапорту бригады. **По диаграмме распознают операции, входящие в рейс бурения и замеряют их продолжительность. Оценивают рейсовую углубку, глубину скважины, механическую и рейсовую скорости бурения, а также составляют баланс рабочего времени за сутки.**

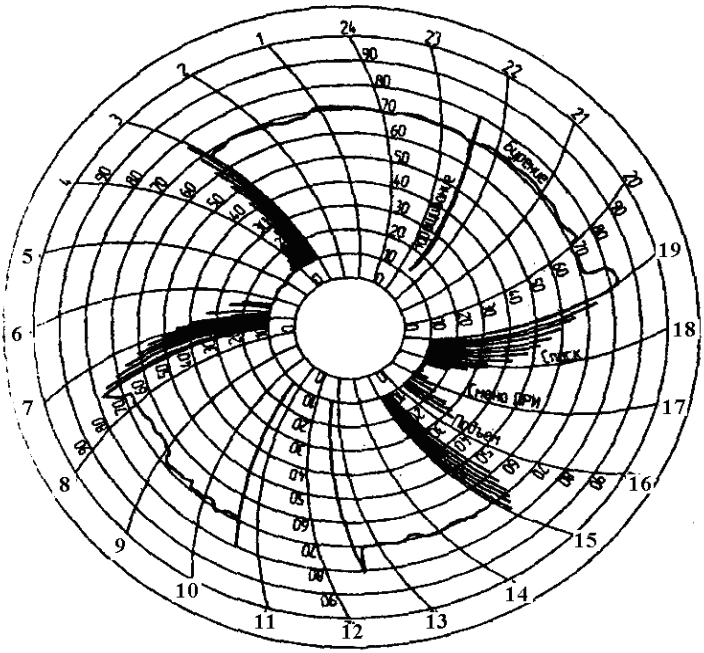


Рис. 7.7. Круговая диаграмма записи прибора МКН

Бурение изображается на диаграмме в виде неправильной дуги. Чем больше расстояние этой дуги от центра круга, тем при большей осевой нагрузке велось бурение. Длина дуги соответствует времени рейса бурения. Так, один из показанных на диаграмме рейсов бурения продолжался с 12 ч 30 мин до 15 ч 00 мин. В 15 ч 00 мин осевая нагрузка равнялась 70 % от максимального значения.Если, например, верхний предел **шкалы нагрузки** равняется 30 КН, то в 15 ч 00 мин нагрузка была 21 КН.

Спуск бурового инструмента выражается в виде ряда радиально направленных дуг с возрастающей по ходу времени длиной. Число дуг равно числу свечей. Каждая дуга характеризует вес на крюке с момента снятия бурильной колонны с ротора до конца спуска свечи и повторной установки колонны на ротор. Интервал между дугами

соответствует времени “обработки” свечи. **По длине наибольшей дуги определяют вес колонны, а по нему (при известном весе 1 м бурильной трубы) – и глубину скважины**. Так, один из спусков начался примерно в 6 ч 20 мин и завершился в 7 ч 30 мин. В момент завершения спуска вес составлял 78 % от верхнего предела **шкалы веса**. Если предел равнялся, например, 200 кН, то вес инструмента был 156 кН. **Подъем бурового инструмента выглядит** аналогично спуску, но с убыванием длины радиальных дуг с течением времени (участок после 15 ч 00 мин).

Наращивание (добавление в бурильную колонну новой трубы) проводят, когда вертлюг опустится до ротора, а углубка составит длину ведущей трубы (11.5 м). **Наращивание** выражается радиальной дугой, секущей линию осевой нагрузки. На диаграмме наращивание имеет место в 22 ч 30 мин.

При бурении со шпиндельной подачей можно видеть процесс **перехвата**, который напоминает наращивание, но происходит чаще – через каждый ход шпинделя (0.4–0.6 м).

По известной длине ведущей трубы (или хода шпинделя) можно, подсчитав по диаграмме число наращиваний (либо перехватов), оценить **рейсовую углубку** h. Отмерив по диаграмме время чистого бурения за рейс и соответствующее время СПО, по формулам (4.1) и (4.2) рассчитывают механическую и рейсовую скорости бурения.

Смена бурового инструмента, ремонт оборудования, или **простой** выражаются ровной дугой минимального радиуса. Пример – интервал от 4 ч 25 мин до 6 ч 20 мин.

Замерив по диаграмме время операций по каждому рейсу, и просуммировав однородные операции, выводят баланс времени за смену (или за сутки), т. е. находят, какой процент (из 100 %) **составляет каждая из основных операций** (бурение, СПО, простои или ремонты). Обращают внимание на долю чистого бурения, которую желательно иметь от 50 % и выше (с учетом сложности условий бурения).

Контрольные вопросы

1. Основные элементы и работа пружинного динамометра?
2. Основные элементы и принцип работы датчика прибора ГИВ?
3. Причины температурной ошибки прибора ГИВ?
4. Каким образом изменяют чувствительность прибора ГИВ?
4. Датчик прибора МКН для бурения со шпиндельной
5. подачей?
6. Устройство и работа датчика МКН для бурения с лебедки?
7. Компенсационный принцип измерения в приборе МКН, его преимущества?
8. Когда и для чего замеряют вес при работе с прибором МКН?
9. Круговая диаграмма и нахождение по ней нагрузки и веса?
10. Информация, которую можно получить с помощью круговой диаграммы прибора МКН?

8. КОНТРОЛЬ РАСХОДА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

8.1. Роль контроля промывки скважины при управлении процессом бурения

В процессе бурения образуется шлам, состоящий из частиц разрушенных пород. Шлам не должен скапливаться на забое, т. к. в противном случае он будет мешать разрушению породы, и темп углубки может снизиться до нуля. Частицы шлама уносятся с забоя потоком промывочной жидкости. Чем больше скорость этого потока, тем более крупные частицы он способен уносить. Скорость потока промывочной жидкости:

$$V = \frac{Q}{F} \ , \qquad (8.1)$$

где Q – расход жидкости, а F – площадь поперечного сечения канала. От забоя шлам транспортируется по всей длине скважины вплоть до ее устья. Ствол скважины имеет разные диаметры – как правило, возрастающие снизу-вверх. В верхних частях, где площадь канала сечения F между бурильной колонной и стенкой скважины больше, скорость потока меньше, и шлам может перестать выноситься (зависнет на месте). При этом шлам образует **сальниковые пробки,** которые сужают диаметр скважины и вызывают затруднения при проведении СПО. При наличии сальниковых пробок невозможно проводить спуск обсадных колонн. Для полного выноса шлама из скважины расход жидкости должен быть равным:

$$Q = \frac{\pi}{4}(D_{max}^2 - d^2)V \ , \qquad (8.2)$$

где $D_{\max}$ – наибольший диаметр ствола скважины, d – наружный диаметр бурильных труб, V – скорость восходящего потока, достаточная для выноса шлама. Эта скорость

$$V = U + C \ . \qquad (8.3)$$

где U – скорость падения частицы в неподвижной промывочной жидкости (без наличия циркуляции), а C – необходимая скорость выноса частиц.

$$U = K_{фч}\sqrt{\delta(\frac{\rho_ч}{\rho_ж} - 1)}\,, \qquad (8.4)$$

где $K_{фч}$ – коэффициент формы частицы, δ – ее расчетный (максимально-возможный) размер, $\rho_ч, \rho_ж$ – плотности материала частицы шлама и промывочной жидкости. Коэффициент формы может изменяться от 1.5 (пластинчатая форма, например, у слюды) до 4.5 (округлые частицы). Размер частицы зависит от породы – чем она мягче, тем крупнее может быть частица. Размер частицы составляет некоторую часть от выступания резца над торцом ПРИ

$$\delta = \kappa_{пр} h_p\,, \qquad (8.5)$$

где $\kappa_{пр}$ – коэффициент погружения резца в породу, а h_p – выступание резца. $\kappa_{пр}$ изменяется от 0.1 до 0.8 (больше для мягких пород). Все параметры в формуле (8.4) должны подбираться таким образом, чтобы получить **максимальное в данных условиях значение** U**.** Так, надо использовать наименьшее возможное значение $\rho_ж$ и наибольшие значения всех остальных входящих в формулу параметров.

В формуле (8.3)

$$C = \frac{(D_д^2 - d_к^2)(\rho_ч - \rho_ж)V_Б}{(D_д^2 - d^2)\Delta}\,, \qquad (8.6)$$

где $D_д, d\,, d_к$ – диаметры соответственно долота (или коронки), бурильных труб и керна (если бурят долотом, то $d_к = 0$). $V_Б$ – механическая скорость бурения, Δ – **наибольшее допустимое увеличение плотности восходящего потока** жидкости, вызванное его насыщением частицами шлама. Фактическое увеличение плотности равно

$$\Delta_ф = \rho_{ЖВ} - \rho_{ЖН}\,, \qquad (8.7)$$

где $\rho_{ЖВ}, \rho_{ЖН}$ – плотности восходящего и нисходящего потоков жидкости. **Чем больше скорость** C **выноса частиц, тем больше объем жидкости, в котором распределяется**

образующийся за единицу времени бурения шлам и меньше $\Delta_ф$. Максимально-допустимое значение Δ ограничено допустимым количеством одновременно поднимающегося по стволу скважины шлама. В случае аварийного прекращения циркуляции часть этого шлама осядет на забой и может прихватить ПРИ. **При промывке вязким буровым раствором** принимается $\Delta = 30$ кг/м^3, а **при промывке водой**, когда в случае остановки насоса шлам полностью оскдает на забой Δ=10 кг/м^3. Если есть опасность, что $\Delta_ф$ превысит Δ, (например, в мягких породах из-за недостаточной подачи насоса), то следует прибегнуть к ограничению скорости бурения $V_Б$ (например, путем снижения осевой нагрузки).

8.2. Буровые расходомеры

Расходомер переменного перепада давления

Показан на рис. 8.1 [26]. На пути жидкости по трубе 1 установлена преграда– диафрагма 2. Она создает сопротивление потоку жидкости, и вызывает потерю (перепад) давления :

$$\Delta_p = p_1 - p_2, \tag{8.8}$$

Согласно выражению 5.4. потеря давления тем больше, чем больше расход жидкости. Δ_p измеряется дифманометром 3. Дифманометр представлен ртутным жидкостным манометром, одно из колен которого открывается в трубу 1 *до* диафрагмы, а второе – *после* нее. Связь расхода жидкости с перепадом давления на диафрагме характеризуется уравнением:

$$Q = \alpha\varepsilon F_0\sqrt{\frac{2\Delta_p}{\rho}}, \tag{8.9}$$

где α – коэффициент расхода, который зависит от вязкости жидкости и особенностей формы отверстия диафрагмы; F_0 – площадь этого отверстия; ρ – плотность жидкости (флюида); ε – коэффициент сжимаемости флюида. Для жидкостей (как известно, несжимаемых) $\varepsilon = 1$, для газов $\varepsilon \neq 1$.

Поскольку **в данных конкретных условиях измерения**, все величины в правой части формулы, кроме Δ_p, постоянны, то можно записать:

$$Q = c\sqrt{\Delta_p}\,, \tag{8.10}$$

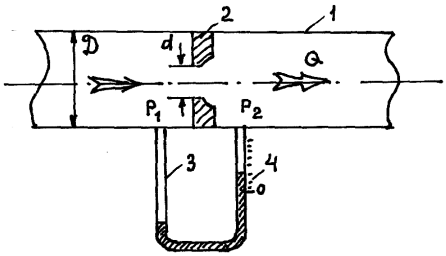


Рис. 8.1. Расходомер переменного перепада давления:
1 – труба; 2 – диафрагма; 3 – жидкостный дифманометр; 4 – шкала расходов; D – внутренний диаметр трубы; d – диаметр отверстия в диафрагме; Q – расход жидкости; p_1, p_2 – давления до и после диафрагмы

где постоянный коэффициент :

$$c = \alpha\varepsilon F_0\sqrt{\frac{2}{\rho}}\,. \tag{8.11}$$

Расходомеры переменного перепада давления характеризуются **модулем сужающего устройства**

$$m = \frac{d^2}{D^2}\,. \tag{8.12}$$

Он находится в пределах от 0.05 до 0.7. Это означает, что, диаметр d отверстия диафрагмы бывает в 4.5 – 1.2 раза меньше внутреннего диаметра D трубы.

Расходомеры переменного перепада давления имеют преимущество простоты конструкции и невысокой стоимости, а также универсальности применения. Они широко используются для измерения расходов как жидкостей, так и газов (например, добываемых из скважины). Их главный недосьаток – низкий **коэффициент диапазона**

$$K_D = \frac{Q_{\max}}{Q_{\min}} \ , \qquad (8.13)$$

где $Q_{\min}$ и $Q_{\max}$ соответственно нижняя и верхняя границы фактического диапазона измерения прибора. Обычно для этих

Таблица 8.1

Зависимость потери давления на диафрагме от расхода

Расход жидкости, л/мин	10	20	30	40
Перепад давления, Па	100	400	900	1600

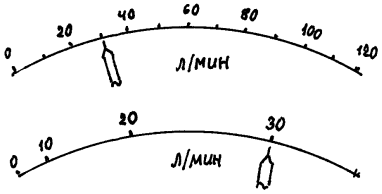


Рис. 8.2. Шкалы расходомеров:
сверху – равномерная; снизу – неравномерная

расходомеров K_D не превышает 3-х. Если, например, наименьшее значение расхода жидкости, которое требуется измерять, $Q_{\min}$ = 10 л/мин, то наибольшее не превысит $Q_{\max}$ = 30 л/мин. Низкий K_D обусловлен нелинейностью зависимости давленя от расхода. Запишем формулу (8.10) как:

$$\Delta_p = \frac{1}{c^2} Q^2 \ , \qquad (8.14)$$

Квадратичный характер зависимости здесь очевиден (что соответствует формуле (5.4)). Зависимость иллюстрируется таблицей 8.1. Видно, что при росте расхода на одну и ту же величину (10 л/мин), давление (по которому в расходомере этого типа судят о расходе) каждый раз возрастает в разы. На рис. 8.2, сравниваются равномерная (вверху) и неравномерная шкалы расходомеров (последняя по данным табл. 8.1). На той

же длине дуги первая шкала имеет верхний предел 120 л/мин, тогда как вторая – всего лишь несколько более 30 л/мин.

Рассмотренный недостаток расходомеров переменного перепада лавления отчасти возмещается, тем, что в комплекте к прибору прилагаются несколько сменных диафрагм с различными диаметрами отверстий. Чем больше площадь отверстия, тем на большие интервалы расходов $Q_{\max}$ рассчитан расходомер. Однако необходимая при значительном изменении измеряемого расхода замена диафрагм неудобна – приходится выключать насос и разбирать прибор.

Дифманометр ДП

В рассмотренном расходомере переменного перепада давления в качестве показывающего прибора используется дифманометр. На рис. 8.1 это простейший дифманометр жидкостного типа. В настоящее время такие дифманометры значительно усовершенствованы (рис. 8.3). Поплавковая камера 1 соединяется с источником высокого давления p_2, а камера 8 – с источником низкого давления p_1. В исходном положении давление в обеих камерах (1 и 8) одинаковое, как и уровень жидкости (исходный уровень жидкости показан пунктиром). Стрелка на шкале находится у нулевой отметки. При наличии

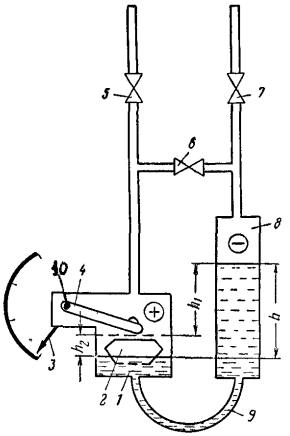


Рис 8.3. Поплавковый дифманометр типа ДП:
1– поплавковая камера; 2 – поплавок; 3 – стрелка; 4 – рычажная передача; 5, 7 – запорные вентили; 6 – уравнительный вентиль; 8 – сменная камера; 9 – соединительная трубка; 10 – ось стрелки

разности давлений уровень жидкости (ртути) в камере 1 понизится, а в камере 8 повысится. Поплавок 2 опустится вместе с уровнем жидкости, и с ним последует связанный с поплавком правый конец рычага 4. Левый конец рычага насажен на игольчатую ось 10, расположенную на подшипниках внутри поплавковой камеры. Один из концов оси выходит из камеры наружу и несет на себе стрелку 3. При опускании поплавка стрелка по шкале дает отсчет дифференциального давления:

$$\Delta_p = p_2 - p_1 . \qquad (8.15)$$

При этом, если дифманометр используется в комплексе с расходомером, то вместо Δ_p на шкале приведены соответствующие расходы Q.

На рисунке показано, что в момент замера разности давлений, уровень жидкости в камере 1 опускается по отношению к исходному уровню на некоторую величину h_2, а в камере 8 – поднимается на величину h_1,. Очевидно, что:

$$V_1 = V_8 , \qquad (8.16)$$

где V_1 – объем жидкости, покинувшей камеру 1, а V_8 – объем жидкости, поступившей в камеру 8. С учетом диаметров соответствующих камер это уравнение можно расписать как:

$$\frac{\pi}{4} d_1^2 h_2 = \frac{\pi}{4} d_8^2 h_1 , \qquad (8.17)$$

откуда находим:

$$h_1 = h_2 \frac{d_1^2}{d_8^2} . \qquad (8.18)$$

Дифференциальное давление, действующее в камере 1 уравновешивается столбом ртути $h = h_2 + h_1$ в камере 8:

$$\Delta_p = \rho g (h_2 + h_1) . \qquad (8.19)$$

Подставляя h_1 из (8.18) и выводя за скобку h_2, получаем:

$$\Delta_p = \rho g h_2 (1 + \frac{d_1^2}{d_8^2}) . \qquad (8.20)$$

Откуда

$$h_2 = \frac{\Delta_p}{\rho g (1 + \frac{d_1^2}{d_8^2})} . \qquad (8.21)$$

Пример установления значений h_2 и h_1 приведен в таблице 8.2. Использованы значения плотности ртути ρ = 13500 кг/м^3 и ускорения свободного падения g = 9,81 м/с^2.

Таблица 8.2

Уровни жидкости h_2 и h_1 в камерах дифманометра – в мм

Соотношение диаметров камер d_1 / d_8	Разность давлений Δ_p, Па							
	1000		4000		16000		64000	
	h_2	h_1	h_2	h_1	h_2	h_1	h_2	h_1
1	3.8	3.8	15.1	15.1	60	60	240	240
2	1.5	6.1	6.1	24.1	24	96	95	385
4	0.5	7.1	1.8	28.4	7.0	113	27	453

При d_1 / d_8 =1; $h_2 = h_1$. В этом случае дифманометр ДП как бы превращается в элементарный прибор, представленной на рис. 8.1. С ростом отношения диаметра камеры 1 к диаметру камеры 8 значение h_2 уменьшается, а значение h_1 растет, но их сумма при данном Δ_p остается постоянной.

При использовании жидкостного дифманометра для измерения расхода Q, существует опасность, что в случае скачка Q, ртуть из камеры 8 может быть выброшенной в расходомер. Чтобы этого избежать, измерения проводят периодически, когда это требуется. Перед замером открывают вентиль 6 и уравнивают давление в обеих камерах. Вентиль 6

закрывают и, убедившись, что расход Q стабилен, открывают вентили 5 и 7 и проводят замер. Далее эти вентили закрывают.

Расходомер переменного уровня

Он показан на рис. 8.4 и по принципу действия аналогичен расходомеру переменного перепада давления. По входной линии 5 жидкость подается в емкость 1, имеющую перегородку 2 для успокоения потока. Далее жидкость уходит через слив 3, оборудованный диафрагмой 4. Чем больше расход Q , тем больше перепад давления Δ_p на диафрагме. Перепаду давления соответствует высота столба жидкости h над уровнем

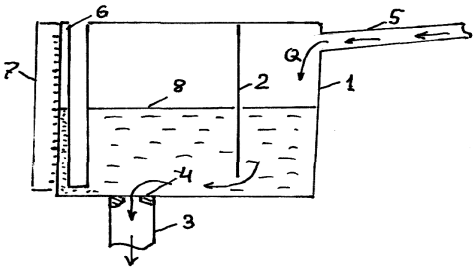


Рис. 8.4. Расходомер переменного уровня:
1 – корпус (емкость); 2 – перегородка; 3 – слив; 4 – диафрагма; 5 – входной патрубок; 6 – стеклянная трубка; 7 – шкала; 8 – уровень жидкости

сливного отверстия, причем:

$$h = \frac{\Delta_p}{\rho_{ж} g}. \qquad (8.22)$$

Т. к. h пропорционально Δ_p , то для расходомера переменного уровня формулу (8.10) можно записать как

$$Q = c\sqrt{h}\ , \qquad (8.23)$$

где c – коэффициент пропорциональности. Значение расхода получают с помощью стеклянной трубки 6 с шкалой 7

При бурении, прибор удобно использовать для измерения расхода жидкости, вытекающей из устья скважины. Сравнивая

показания $Q_н$ расходомера на нагнетательной линии с показаниями $Q_у$, расходомера на устье, можно установить наличие и величину поглощения раствора стенками скважины:

$$\Delta_Q = Q_н - Q_у, \tag{8.24}$$

либо наоборот, – наличие проявлений пластовых жидкостей .

Расходомер постоянного перепада давления

Этот расходомер, именуемый также ротаметром, представлен на рис. 8.5. Когда жидкость, войдя через входной патрубок, движется вверх по конической расточке 2, она поднимает поплавок 3 и шток 4 тем выше, чем больше расход. Отсчет расхода можно получить по шкале 5 и верхнему концу штока 4, служащему указателем.

При данном расходе жидкости, поплавок поднимается от своего начального ("нулевого" – когда Q = 0) положения, на некоторую высоту H и остается во взвешенном состоянии. **Вес поплавка уравновешивается напором действующего на него потока жидкости**. Дело в том, что на пути жидкости поплавок представляет собой гидравлическое сопротивление, вследствие чего давление p_1 под поплавком, больше, чем давление p_2 над ним. Разность $\Delta_p = p_1 - p_2$, направлена вверх. Действуя снизу на площадь S сечения поплавка, Δ_p создает силу, равную суммарному весу поплавка и штока G:

$$\Delta_p S = G \tag{8.25}$$

Причем вес поплавка в жидкости:

$$G = G_в(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{пш}}), \tag{8.26}$$

где $G_в$ – вес поплавка со штоком в воздухе; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, а $\rho_{пш}$ – плотность материала, из которого выполнены поплавок и шток (обычно нержавеющая сталь).

Из формулы (8.25) следует, что:

$$\Delta_p = \frac{G}{S} \quad . \tag{8.27}$$

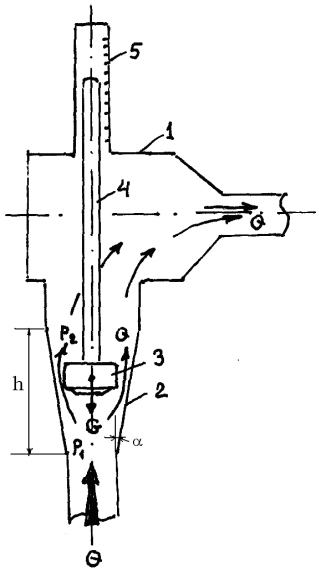


Рис. 8.5. Расходомер постоянного перепада давления (ротаметр):
1 – корпус; 2 – коническая расточка; 3 – поплавок; 4 – шток;
5 – стеклянная трубка со шкалой; Q – расход жидкости;
p_1, p_2 – давления под поплавком и над ним; G – вес поплавка и штока в жидкости

Так как (при неизменной плотности жидкости) вес поплавка, и его площадь суть величины постоянные, то, и перепад давления также постоянен. Действительно, **допустим, что при некотором положении поплавка в конической расточке расход жидкости начнет возрастать.** Начнет возрастать и потеря давления на зазоре между поплавком и расточкой. Равновесие, выраженное формулой (8.25), будет нарушено: сила давления (левая часть формулы) станет больше веса поплавка. Это заставит поплавок двинуться вверх, но при этом зазор между поплавком и конической расточкой начнет увеличиваться, а потеря давления соответственно – уменьшаться. Как только Δ_p вернется к своему постоянному значению (формула (8.27)), поплавок опять повиснет

неподвижно. Но это произойдет уже на большей высоте H, и конец штока покажет на шкале более высокий расход жидкости.

При уменьшении расхода Δ_p временно уменьшится, вес поплавка заставит последний опускаться, а это, в свою очередь, будет уменьшать зазор и увеличивать Δ_p, до достижения его постоянного значения при новой, меньшей высоте H**.**

Зависимость расхода жидкости от высоты подъема поплавка выражается формулой

$$Q = \beta H tg\alpha \sqrt{\frac{G}{\rho_{ж}}}, \qquad (8.28)$$

где β – коэффициент расхода (зависит от формы поплавка и вязкости жидкости), и α – угол между поверхностью расточки и вертикалью – угол конусности (рис. 8.5). Обозначив произведение постоянных величин символом c, получим

$$Q = cH\,. \qquad (8.29)$$

Из сравнения формул (8.29) и (8.10) можно видеть, что у расходомеров переменного перепада давления расход зависит от квадратного корня из потери давления Δ_p. У ротаметров же зависимость расхода от высоты подъема поплавка линейная. Именно это делает шкалу ротаметра равномерной (рис 8.2 А) и позволяет получить коэффициент диапазона $K_D = 10$ и более.

Использование отсчетного устройства в виде стеклянной трубки и штока неудобно вследствие низкой прозрачности бурового раствора. Чтобы взять отсчет, приходится ставить подсвечивающую лампу.

Ротаметр с индукционным преобразователем хода штока в напряжение

Он приведен на рис. 8.6. Трансформатор *Тр* на входе в прибор служит для снижения напряжения питания до безопасного уровня (например, с 380 до 30 В). Далее это напряжение попадает на обмотку возбуждения *ОВ*. Проходя через ее витки, ток создает магнитный поток 6, концентрирующийся в железном штоке 3, который служит

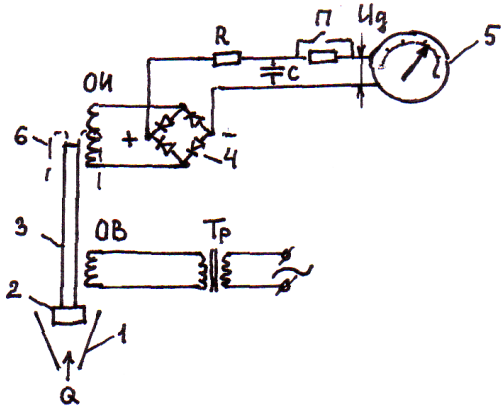


Рис. 8.6. Индукционный преобразователь хода штока в напряжение: *1 – коническая расточка; 2 – поплавок; 3 – шток; 4 – выпрямитель; 5 – гальванометр; 6 – магнитные силовые линии; Q – расход жидкости; Тр – трансформатор; ОВ – обмотка возбуждения; ОИ – обмотка измерительная; R – резистор; П – переключатель диапазонов; С – конденсатор; $U_д$ – напряжение датчика (измерительный сигнал)*

магнитопроводом. В исходном положении, когда Q=0, поплавок 2 опирается на коническую расточку 1, и конец штока стоит ниже измерительной обмотки *ОИ*, так что магнитные силовые линии 6 витков этой обмотки не достигают. Когда в расходомер подают жидкость с небольшим расходом Q, поплавок приподнимается, и силовые линии начинают взаимодействовать с нижними витками измерительной обмотки – имеющей значительную протяженность по высоте. В обмотке индуцируется ЭДС. Чем больше Q, тем выше поднимается шток, тем на большее числом витков измерительной обмотки действует магнитный поток и тем большую ЭДС он создает.

ОВ и *ОИ* представляют собой первичную и вторичную обмотки трансформатора. Трансформаторы работают на переменном токе который и подается на вход прибора. В то же время гальванометр 5 (как и все гальванометры) работает только на постоянном токе. Поэтому, чтобы напряжение обмотки *ОИ* могло подаваться на гальванометр, его необходимо

выпрямить. Для этого используется выпрямительный мост 4, состоящий из 4-х диодов, изображаемых в виде треугольников. Диод проводит ток только в случае, если к вершине треугольника подается *минус*, а к основанию – *плюс*. Выпрямитель работает следующим образом: Если при колебаниях переменного напряжения знак *плюс* в некоторый момент придет на верхнюю вершину ромба выпрямителя (и соответственно *минус* – на нижнюю), то, в соответствии с положением диодов, ток от верхней вершины пойдет **влево вниз** и далее от левой вершины ромба через показывающий прибор возвратится к правой вершине. Когда полярность переменного напряжения сменится на обратную (т. е. *плюс* появится у нижней вершины ромба, а *минус* у верхней), то ток пойдет **влево вверх** все к той же левой вершине ромба и далее все тем же путем через гальванометр возвратится на правую вершину. Можно убедиться, что при переменном напряжении в обмотке *ОИ*, ток в цепи гальванометра остается постоянным.

Однако, хотя выпрямленный на мосту 4 ток, **постоянен по знаку**, по величине он является **пульсирующим** от нуля до максимума. Для сглаживания пульсаций служит так называемая **интегрирующая цепочка**, включающая резистор R и конденсатор C [9]. Резистор действует как демпфер (см. например, рис. 5.2): он замедляет время прохождения пульсаций напряжения, что приводит к их сглаживанию. Конденсатор же работает как воздушный колпак на буровом насосе. Когда в ходе пульсаций идет пик (максимум) напряжения конденсатор принимает часть электрического заряда на себя и тем уменьшает амплитуду пика. Когда же идет минимум, конденсатор возвращает свой заряд в цепь и, таки образом, сближает максимум с минимумом. На выходе из интегрирующей цепочки пульсации напряжения практически отсутствуют, что создает благоприятные условия для функционирования гальванометра.

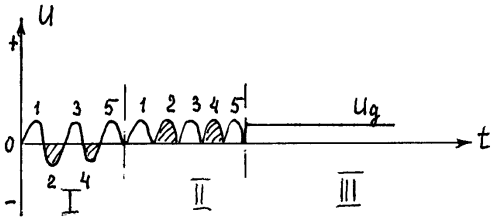


Рис. 8.7. Выпрямление переменного напряжения датчика расходомера: *I – участок от измерительной обмотки до диодного моста; II – от моста до "интегрирующей цепочки" R –C; III – после "интегрирующей цепочки" (напряжение, подаваемое на гальванометр)*

Процесс выпрямления переменного напряжения представлен на рис. 8.7. На участке I действует синусоидальное напряжение переменного тока. Условно показаны 2.5 волны, которые включают три положительных полуволны (1, 3, 5) и две отрицательных (2 и 4). На участке II действует пульсирующее напряжение постоянного тока. Без изменения прошли положительные полуволны 1, 3, 5, а отрицательные 2, 4 – стали положительными. На участке III пульсации отсутствуют..

Далее по цепи (рис. 8.6) установлен **переключатель диапазонов** (шкалы двухдиапазонного расходомера показаны на рис. 3.1). Переключатель состоит из двух параллельных проводников. Нижний проводник включает резистор, верхний снабжен контактом $П$. Когда контакт разомкнут, ток к гальванометру идет через калибровочный резистор. В последнем случае измерения производят по шкале верхнего (большего) диапазона. **Резистор подбирается так, чтобы стрелка гальванометра отклонилась на всю длину шкалы при расходе, соответствующем заданному верхнему пределу измерений**. (При полном отклонении стрелки на гальванометр действует максимальное напряжение, на которое он рассчитан, – обычно – 1 В). Далее с помощью образцового расходомера производят градуировку шкалы. Для нанесения шкалы меньшего (нижнего) диапазона, замыкают контакт $П$ и производят градуировку этой шкалы. Предельное отклонение

стрелки (т. е. когда напряжение достигнет 1 В) даст значение верхнего предела измерения расхода на нижней шкале.

Ротаметрический расходомер (используемый, в частности, в приборе ИРМБ конструкции КазИМСа) **хорошо проявил себя на высокоскоростном алмазном бурении.**

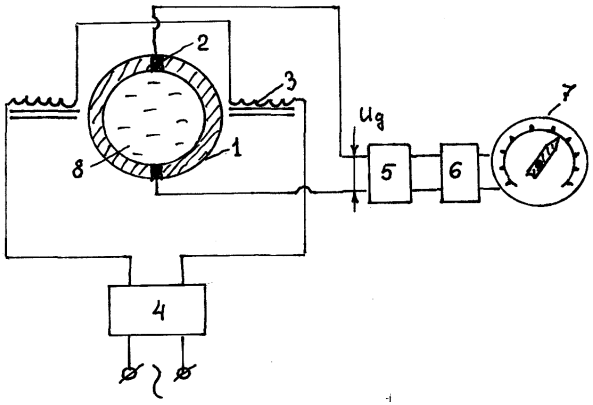


Рис. 8.8. Электромагнитный (индукционный) расходомер:
1 – труба из немагнитного материала; 2 – электрод;
3 – полюс электромагнита; 4 – блок питания;
5 – усилитель; 6 – выпрямитель; 7 – гальванометр;
8 – жидкость

Электромагнитный расходомер

С блока питания 4 (где имеется понижающий трансформатор) переменный ток попадает на обмотки полюсов 3 электромагнита [34, 45]. Магнитные силовые линии, двигаясь от одного полюса к другому, проходят сквозь трубу 1, через которую подается жидкость 8. Если жидкость проводит электрическогий ток, то, как в любом проводнике, движущемся в магнитном поле и пересекающем его силовые линии, в ней возникает ЭДС, пропорциональная скорости движения проводника (в данном случае – жидкости). ЭДС поступает на электроды 2, затем усиливается в усилителе 5, выпрямляется на выпрямителе 6 и подается на гальванометр 7, отклоняя его стрелку.

Индуцируемая ЭДС равна:

$$e = -VBd\ , \tag{8.30}$$

где B – создаваемая полюсами электромагнита магнитная индукция, V – скорость движения жидкости, а d – длина проводника (т. е. в данном случае – диаметр трубопровода). Скорость движения жидкости определяется по формуле (8.1). Выразив площадь поперечного сечения трубы 1 через ее диаметр, запишем формулу (8.30) как:

$$e = -\frac{4BQ}{\pi d}\ . \tag{8.31}$$

Здесь все величины, кроме e и Q, суть постоянные прибора и жидкости. Они образуют постоянный коэффициент c, поэтому

$$e = cQ\ . \tag{8.32}$$

Очевидно, что подаваемая на гальванометр ЭДС, пропорциональна расходу жидкости, что дает удобную равномерную линейную шкалу.

Главное преимущество электромагнитного расходомера – это отсутствие каких-либо препятствий (диафрагм, поплавков и т. п.) на пути потока жидкости, что является гарантией от засорения, а также от изменения характеристик прибора под влиянием абразивных частиц. Такой расходомер хорошо работает на буровом растворе. Недостатком электромагнитного расходомера является **невозможность его применения для измерения расхода жидкостей, непроводящих электричество** Он не работает с буровыми растворами на нефтяной основе, а также на промывочных жидкостях, содержащих смазывающие добавки (применяемые при выслкооборотно алмазном бурении).

Второй недостаток – малая величина ЭДС датчика (измеряемая в микровольтах). Это вызывает потребность не только в мощном усилителе (позиция 5 на рис. 8.8.), но и в устройствах для устранения помех, связанных с посторонними электромагнитными полями (от электродвигателей, трансформаторов и т. п.). По этой причине кабель от датчика к показывающему прибору бронируется. Сверх того, в приборе предусматривается система его перенастройки (калибровки),

которая должна проводиться перед каждым рейсом. Все эти системы увеличивают стоимость прибора.

Контрольные вопросы

1. За счет какого параметра жидкости выносится шлам?
2. Что, кроме расхода жидкости, требуется знать, чтоб найти ее скорость?
3. Составляющие необходимой скорости восходящего потока?
4. Основные элементы и принцип действия расходомера с переменным перепадом давления?
5. Его достоинства, недостатки и область применения?
6. Основные элементы и принцип действия расходомера переменного уровня. Область его применения?
7. Основные элементы и принцип действия ротаметра.
8. Его достоинства, недостатки и область применения?
9. Элементы и принцип действия индукционного расходомера?
10. Его достоинства, недостатки и область применения?

9. КОНТРОЛЬ МОЩНОСТИ И КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НА БУРОВОМ ВАЛУ

9.1. Роль контроля мощности и момента при управлении процессом бурения

Интенсивность процесса бурения тем выше, чем больше мощность, подаваемая на породоразрушающий инструмент (ПРИ). **Общая мощность**, затрачиваемая на вращательное бурение [11] и регистрируемая прибором равна

$$W_{ОБ} = W_З + W_Х + W_Д , \tag{9.1}$$

где первое слагаемое – **забойная мощность**, второе – **мощность, расходуемая на холостое вращение бурильной колонны**, третье –"**дополнительная" мощность** – на трение сжатой части бурильной колонны о стенку скважины.

Для бурения алмазными коронками:

$$W_З = \frac{1.25\, fCn(D + d)}{39}, \tag{9.2}$$

$$W_Х = 2.5\alpha_1\alpha_2\alpha_3(0.0009 + 0.02\delta)qd_H n^{1.83}L , \tag{9.3}$$

$$W_Д = 0.0008Cn , \tag{9.4}$$

где C – осевая нагрузка на ПРИ; n – частота вращения ПРИ; f – коэффициент трения резцов о породу, D – наружный диаметр ПРИ, d – внутренний диаметр, δ – зазор между бурильной колонной и стенкой скважины, d_H – наружный диаметр бурильной колонны, L – ее длина, q – масса 1 м бурильной колонны, α_1 – коэффициент, зависящий от типа соединений бурильных труб, α_2 – коэффициент смазывающих свойств жидкости, α_3 – коэффициент, учитывающий сложность разреза (значения всех величин приведены в системе СИ; исключение составляет частота вращения, задаваемая в об/мин). Коэффициент α_1 равен 1 для труб ниппельного соединения и 1,3 для труб замкового соединения; α_2 равен 0.6 при использовании антивибрационных смазок, 1 при промывке водой, 1.1 при промывке буровым раствором; α_3 принимается равным 0.75 в

обсадной колонне и от 1 до 3 – в открытом стволе в зависимости от сложности разреза скважины. Коэффициент трения f принимается в пределах от 0.2 до 0.4 в зависимости от абразивности разрушаемой породы.

Для бурения шарошечными долотами

$$W_З = 0.017CnD\,, \tag{9.5}$$

$$W_X = K_{НС}\rho_Ж n^{1.7}(\alpha d_Н^2(L-L_y)+d_{НУ}^2 L_У)\,, \tag{9.6}$$

$$W_Д = 0.0245Cn\frac{D-d_{ну}}{2}. \tag{9.7}$$

В этих формулах (кроме обозначенного выше) $\rho_{ж}$ – плотность промывочной жидкости; $L_У, d_{НУ}$ – длина и наружный диаметр утяжеленных бурильных труб (УБТ); α – коэффициент увеличения массы бурильных труб за счет соединений (от 1.02 до 1.1 – тем меньше, чем больше диаметр труб); $K_{НС}$ – коэффициент, учитывающий наклон скважины к горизонту (для углов от 90 до 70 град, он меняется от 0.0002 до 0.0005).

В цепь питания электродвигателя вращателя может включаться ваттметр. Ваттметр измеряет мощность, потребляемую электродвигателем. При бурении эта мощность

$$W_{ЭДБ} = \frac{W_{ОБ}}{\eta}\,, \tag{9.8}$$

где η – КПД передачи энергии от электросети к бурильной колонне.

Для оценки мощности, расходуемой на холостое вращение колонны, инструмент вращают, оторвав от забоя. В этом случае

$$W_X = W_{ЭДХ}\eta\,, \tag{9.9}$$

где $W_{ЭДХ}$ – мощность двигателя при холостом вращении бурильной колонны.

При возобновлении процесса бурения после холостого вращения мощность, расходуемую на разрушение забоя и трение нижней части колонны о стенки скважины находят как

$$W_З + W_Д = (W_{ЭД} - W_{ЭДХ})\eta \,. \qquad (9.10)$$

Выделить из суммы $W_З + W_Д$ отдельные слагаемые сложно.

Крутящий момент

$$M = \frac{W}{\omega} \,, \qquad (9.11)$$

где в знаменателе стоит угловая частота вращения

$$\omega = \frac{\pi n}{30} \,. \qquad (9.12)$$

Таким образом

$$M = \frac{30W}{\pi n} \,. \qquad (9.13)$$

При известной частоте вращения по показаниям ваттметра можно определить значения моментов, соответствующие $W_{ОБ}$, W_X и их разности.

Забойная составляющая момента оценивается как

$$M_З = \Sigma_{i=1}^{м} F_i R_i \,, \qquad (9.14)$$

где F_i – сила сопротивления вращению единичного резца с номером i, R_i – расстояние от этого резца до оси вращения ПРИ, а $м$ – общее число одновременно работающих резцов долота или коронки. При этом:

$$F_i = C_i \frac{\sigma_Б}{\sigma_В} \beta + f_i \,, \qquad (9.15)$$

где C_i – осевая нагрузка на i-тый резец, $\sigma_Б$ – напряжение разрушения породы при боковом воздействии вращающегося резца, $\sigma_В$ – то же при его вертикальном внедрении в поверхность забоя, f_i – трение резца о породу, β – коэффициент, зависящий от формы резца.

Формула объясняет известный эффект уменьшения крутящего момента с повышением крепости породы. Дело в том, что в скальных породах $\sigma_В$ примерно соответствует

напряжению сжатия при разрушении породы, а $\sigma_Б$ – напряжению скалывания. Известно, что первое в разы больше второго. При переходе в более крепкие породы $\sigma_В$ возрастает и соответственно уменьшается внедрение, а с ним и площадь бокового сопротивления резцу. В то же время $\sigma_Б$ возрастает меньше и может не возрастать вовсе в связи с повышением хрупкости. Поэтому в более крепких породах необходимые для разрушения породы сила F_i, и момент $M_з$ уменьшаются. Из изложенного следует, что **по изменению крутящего момента можно устанавливать факт смены буримых пород**.

Если резцы ПРИ затупляются, **то их внедрение (а значит F_i и $M_з$) плавно уменьшаются**, что может служить критерием для подъема инструмента.

Контроль крутящего момента является эффективным средством борьбы с авариями. **Обрывы бурильных колонн происходят при возникновении моментов, превышающих предел прочности их материала** – например из-за заклинок долота и т. п. причин. **Обрывы также происходят после того, как бурильная колонна длительное время работала в условиях моментов, превышающих предел ее усталости.**

При длительной работе шарошечного долота на забое нередко разрушаются подшипники его опор, что можно заметить по скачкам крутящего момента.

9.2. Буровые моментомеры

По принципу действия **измерители крутящего момента делятся на две разновидности.** Это:

– приборы, чувствительными элементами которых служат звенья трансмиссии (шестерни, валы, цепи), испытывающие от передаваемого момента механические деформации;

– приборы, фактически измеряющие мощность электропривода, но при этом учитывающие и частоту вращения (согласно выражению (9.13))[34, 45].

Моментомер, связанный с цепной передачей

Приведен на рис. 9.1. Вал звездочки 2 приводит во вращение ротор буровой установки. Звездочка 2 получает вращение от звездочки 1 через цепь 3 (звездочки вращаются по часовой стрелке). Цепь служит чувствительным элементом прибора. В постоянном контакте с цепью находится следящий ролик 5, закрепленный на конце рычага 6. Чем больше момент на роторе, тем сильнее натянута цепь и более высокое положение занимает ролик, вызывая поворот рычага 6. С рычагом связан толкатель 8, который упирается в рессору 7. Прогибаясь, рессора через второй толкатель поворачивает рычаг с закрепленным на нем зубчатым сектором 9, который через шестерню 10 двигает стрелку по шкале 11 слева направо.

Если момент на буровом валу и на роторе уменьшается, цепь начинает провисать сильнее, что дает возможность рессоре 7 распрямиться (по-прежнему обеспечивая контакт ролика и цепи). Через верхний толкатель (тягу) 8 рессора поворачивает стрелку по шкале в обратном направлении.

Данный моментомер (его марка ИКМ), получил распространение при бурении на нефть и газ. Преимущество этого прибора в надежности и простоте устройства. Недостаток – низкая точность, вызванная тяжелыми (с точки зрения измерений) условиями работы ролика в контакте с цепью.

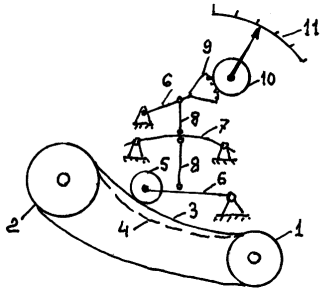


Рис. 9.1. Моментомер, работающий от приводной цепи ротора:
1 – ведущая звездочка; 2 – ведомая звездочка; 3 – цепь в натянутом состоянии (под нагрузкой); 4 – цепь при работе вхолостую; 5 – следящий ролик; 6 – рычаг; 7 – рессорная пружина; 8 – толкатель; 9 – зубчатый сектор; 10 – шестерня; 11 – шкала

В современных вариантах ИКМ последний недостаток устраняется переходом на сельсинную передачу (рис. 11.3).

Магнитоупругий моментомер

Представлен на рис. 9.2. Его чувствительным элементом является трансмиссионный вал 1, выполненный из специальной стали с магнитоупругими свойствами. На вал надет кольцевой датчик, включающий обмотки возбуждения 2 и измерительные обмотки 3. Обмотки возбуждения образуют несколько (на рисунке восемь) пар полюсов электромагнитов – в виде радиально направленных катушек с железными сердечниками 4. Сердечники контактируют с поверхностью вала, который, как и сами сердечники, является магнитопроводом. Электромагниты последовательно соединены друг с другом и источником переменного напряжения. Измерительные обмотки также состоят из последовательно соединенных катушек 3. Они расположены между полюсами обмоток возбуждения и ориентированы вдоль оси вала.

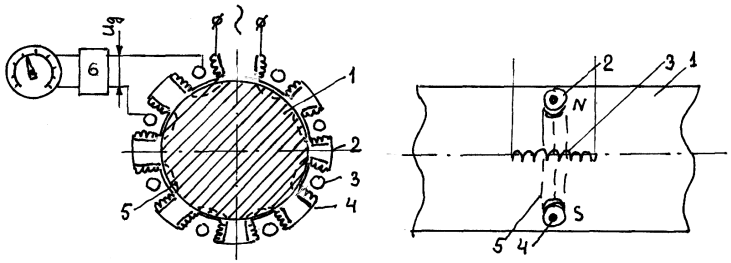


Рис. 9.2. Магнитоупругий моментомер (слева – поперечное сечение вала; справа – вид сбоку):
1 – вал, передающий вращение на ротор (вращатель); 2 – обмотка возбуждения (полюса электромагнитов); 3 – измерительная обмотка; 4 – железный сердечник; 5 – магнитные силовые линии; 6 – усилитель и выпрямитель; N, S – северный и южный полюса электромагнитов; $U_д$ – ЭДС измерительных обмоток (сигнал датчика)

Если вал не передает момента (вращается вхолостую), то (как это видно на нижнем рисунке), создаваемые полюсами электромагнитов магнитные силовые линии 5, проходя по

материалу вала, не возбуждают в измерительных обмотках ЭДС, т. к. **направлены вдоль** витков катушек 3, не пересекая их. Если же вал передает вращающий момент, то он деформируется. Из-за деформации кручения параллельные оси вала линии проката становятся винтовыми линиями (такие деформации на глаз неразличимы). **Деформации вызывают искривление направления магнитных силовых линий, которые перестают быть параллельными виткам катушки 3 и начинают пересекать эти витки, вызывая появление в них ЭДС.** Последняя тем больше, чем больше угол между магнитными силовыми линиями и витками катушки, т. е. чем выше передаваемый валом момент. Индуцируемая в измерительных обмотках ЭДС после усиления и выпрямления в блоке 6 поступает на показывающий прибор.

Магнитоупругие измерители момента используются применительно как к роторным, так и к шпиндельным вращателям. Их преимущество перед прибором ИКМ в большей точности и в наличии электрического сигнала. Главный недостаток – узкий, диапазон измерения. Кроме того, его полезный сигнал $U_Д$ мал и требует значительного усиления.

Измеритель и автоматический ограничитель крутящего момента типа ОМ

Этот прибор (рис. 9.3) принадлежит ко второй из двух разновидностей, упомянутых выше. Подобно электрическому ваттметру он подключается к линии питания электродвигателя 1 вращателя. Электрическая мощность:

$$W = UI\cos\varphi, \qquad (9.16)$$

где U – напряжение питания, I – сила тока, φ – угол сдвига фаз между U и I. Для снятия сигнала (напряжения), пропорционального силе тока, в крайнюю правую из трех питающих двигатель 1 фаз включен трансформатор тока 16. Эта же фаза и нулевой провод дают сигнал напряжения. Трансформаторы 2 обеспечивают соизмеримость сигналов напряжения U и тока I. В квадратичном фазовом детекторе 3 согласно формуле (9.16) образуется сигнал мощности W, т. е. **напряжение**, **пропорциональное мощности, расходуемой на**

бурение. Это напряжение постоянного тока, причем положительный вывод детектора 3 заземлен, а отрицательный подключается к делителю 4. Делитель представляет собой набор резисторов, номиналы которых соответствуют значениям частот вращателя. Включив необходимую частоту n вращения бурильной колонны, бурильщик устанавливает переключатель делителя 4 на тот резистор, величина омического сопротивления которого пропорциональна частоте n. Пройдя резистор, сигнал мощности W уменьшается в n раз и согласно формуле (9.13) превращается в сигнал, пропорциональный моменту M.

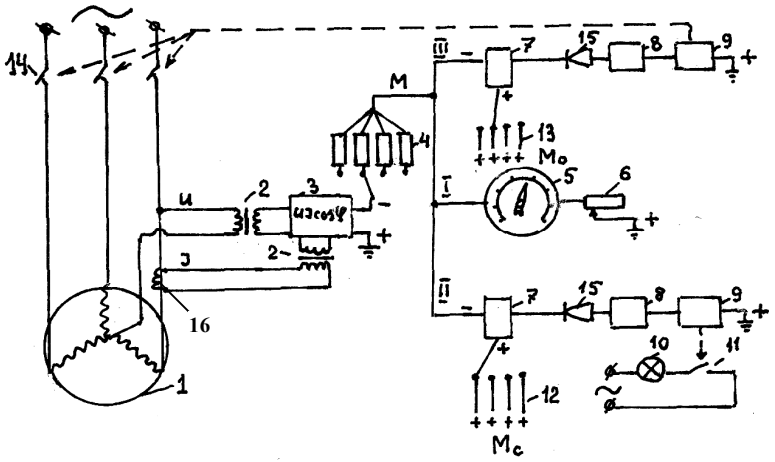


Рис. 9.3. Измеритель и автоматический ограничитель момента:
I – система измерения; II – система сигнализации; III – система ограничения; 1 – электродвигатель вращателя; 2 – трансформатор напряжения; 3 – квадратичный фазовый детектор (измеритель мощности); 4 – делитель (набор резисторов); 5 – показывающий прибор; 6 – компенсатор холостого хода; 7 – элемент сравнения; 8 – усилитель; 9 – реле; 10 – сигнальная лампа; 11 – нормально разомкнутый контакт; 12 – уставки сигнализации; 13 – уставки ограничения; 14 – нормально замкнутый контакт; 15 – диод; 16 – трансформатор тока; I – сигнал силы тока; U – сигнал напряжения; UI cos φ – сигнал мощности; M – сигнал момента; M_c – момент сигнализации; M_o– момент ограничения

Прибор ОМ, предназначен для выполнения 3-х функций:

– измерение текущего значения момента (соответствующая электрическая цепочка обозначена римской цифрой I);

– подача светового сигнала о недопустимо высоком значении этого момента (цифра II);

– автоматическое прекращение процесса бурения, если, несмотря на сигнал, момент продолжает расти (цифра III).

В цепочке измерения, сигнал момента подается на показывающий прибор 5. При этом учитывается, что часть потребляемой мощности – мощность холостого хода – электродвигатель расходует на себя, причем эта мощность с точки зрения управления процессом бурения интереса не представляет. Поэтому измерительная цепочка содержит компенсатор холостого хода 6. Запустив электродвигатель, но, не еще до включаения сцепления ротора, бурильщик загоняет отклонившуюся стрелку снова на нуль, подавая рукояткой компенсатора напряжение противоположного знака (*плюс*). Таким образом мощность холостого хода (и соответствующий ей момент) из показаний прибора вычитаются, и в дальнейшем он показывает только "чистый" момент на бурильной колонне.

В цепочке сигнализации II характеризующее фактически действующий момент напряжение M (со знаком *минус*) подается на элемент сравнения 7. Другой вход элемента сравнения соединен с одной из уставок сигнализации 12. Напряжение уставки M_C (момент сигнализации) имеет знак *плюс*, а по величине соответствует моменту, при котором возникает опасность поломки бурильных труб. Т. к. для разных условий опасными могут быть разные моменты, прибор имеет не одну, а несколько уставок M_C, избираемых бурильщиком с помощью переключателя. На элементе 7 происходит сложение сигналов с учетом их знаков:

$$\Delta_{MC} = M_C - \mathrm{M}. \qquad (9.17)$$

Сигнал разности Δ_{MC} подается на диод 15, который повернут таким образом, что пропускает только напряжение отрицательной полярности. Если по абсолютному значению

$M < M_C$, то Δ_{MC} имеет знак плюс и пройти через диод не может. **Если же текущий момент M возрастая, превысит по абсолютной величине M_C, то знак Δ_{MC} станет отрицательным и это напряжение будет пропущено**. Миновав диод и усилитель 8, Δ_{MC} попадает на реле 9. По катушке реле пойдет ток, и она притянет якорь, который замкнет контакт 11 цепи питания лампы 10. Свет лампы уведомит об опасности аварии.

Цепочка III **ограничения момента** в принципе работает так же, как система сигнализации. Однако уставки ограничения выбираются так, чтобы они превышали уставки сигнализации ($M_O > M_C$). Таким образом, если по какой-то причине срабатывание сигнальной лампы окажется проигнорированным, и момент M, продолжая возрастать, достигнет уставки ограничения M_O, то реле системы ограничения, возбудившись, разомкнет контакты 14 во всех трех фазах питания электродвигателя. Вращение бурильной колонны остановится, и опасность поломки бурильных труб будет устранена.

Система ограничения момента, представленная на рис. 9.3, используется на роторном бурении с подачей с лебедки. **При шпиндельной подаче** (рис. 6.2) якорь реле замыкает контакты электропитания двух реверсивных серводвигателей. Один из них поворачивает переключатель распределителя потоков в положение 15 “шпиндель вверх” (если по условиям работы он до этого стоял в положении 16). Второй серводвигатель, вращая рукоятку 14 дросселя, создает давление в гидроцилиндрах и отрывает породоразрушающий инструмент от забоя.

Уставки сигнализации и ограничения выбираются по условиям прочности бурильной колонны с учетом ее диаметра, материала и степени износа. Каждому значению уставки ограничения отвечает свое (несколько более низкое) значение уставки сигнализации.

Описанный моментомер под маркой ОМ-40 получил широкое распространение. Его главное преимущество – наличие автоматического ограничения, что позволило

предотвратить большое число обрывов бурильных колонн, и тем сэкономить значительные расходы на ликвидацию аварий. При этом стоимость самого прибора невысока. Недостатком прибора является, тот факт, что его применение возможно только при наличии электрического привода вращателя.

Контрольные вопросы

1. Из каких составляющих складывается мощность на вращателе?
2. Что нужно знать, чтобы при известной мощности Вычислить крутящий момент?
3. Как меняется момент при встрече более твердых пород ?
4. Элементы и принцип действия моментомера типа ИКМ.
5. Элементы и работа магнитоупругого измерителя момента.
6. Элементы и принцип действия прибора ОМ-40.
7. Принцип действия систем сигнализации и ограничения.
8. Как срабатывает система ограничения на роторном бурении?
9. Как срабатывает ограничение при шпиндельной подаче?
10. Как и на основании каких данных осуществляется выбор уставок сигнализации и ограничения?

10. КОНТРОЛЬ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

10.1. Роль контроля частоты вращения при управлении процессом бурения

Вращение ПРИ обеспечивает распространение вызванного внедрением резцов разрушения породы, на всю поверхность забоя. Механическая скорость бурения приближенно определяется как

$$V_m = hmn, \qquad (10.1)$$

где h – внедрение резца, m – количество резцов и n – частота вращения породоразрушающего инструмента. В тех случаях, когда это соотношение справедливо, следует использовать максимальные частоты вращения, которые может обеспечить мощность привода и прочность бурильной колонны. Однако формула не учитывает износ и затупление резцов ПРИ под влиянием их трения о поверхность абразивных пород.

Абразивность бывает вызвана наличием в породе включений особо твердых минералов. Из них одним из наиболее распространенных является кварц. Абразивность бывает также связана с трещиноватостью, когда ускоренный износ режущих элементов коронок и долот бывает вызван микроударами о трещины поверхности забоя.

Износ резцов пропорционален работе сил трения:

$$\delta = \kappa C f n, \qquad (10.2)$$

где C – осевая нагрузка на ПРИ; f – коэффициент трения резца о породу; n – частота вращения долота; κ – коэффициент, учитывающий твердость пород, тип ПРИ и прочие условия.

С учетом рассмотренного можно возвращаясь к формуле (10.1) сделать вывод, что **внедрение резца h зависит не только от осевой нагрузки, но и – вследствие затупляемости резца – от частоты его вращения**. Однако эта зависимость проявляется лишь в долгосрочном плане – по мере затупления резца. **Ошибка при использовании формулы (10.1),**

связанная с неучетом износа резцов, зависит от соотношения твердости материала резца и твердости породы. Темп затупляемости низок, если твердость резцов значительно больше твердости породы. Это имеет, например, место при алмазном бурении по плотным породам VII–IX категорий или при бурении твердосплавными резцами по породам I–IV категорий. В таких случаях формула (10.1) практически дает очень малую ошибку. Если же твердость пород приближается к твердости резцов, то факт их затупляемости приобретает большое значение, и частоты вращения приходится ограничивать

При ударно-вращательном бурении, основными параметрами, обеспечивающим разрушение забоя, являются энергия и частота ударов забойной машиной. Частота же вращения по сравнению с вращательным бурением здесь отступает на второй план. Поэтому во избежание затупления резцов, частоту вращения при ударно-вращательном бурении ограничивают до 30 и даже 10 об/мин.

Вышеизложенное свидетельствует, что **в большинстве случаев существует некоторая оптимальная частота вращения**, **обеспечивающая интенсивный и медленно снижающийся темп углубки**

10.2. Необходимость измерения частоты вращения

Целесообразность использования измерителей частоты вращения – тахометров зависит от типа привода вращателя. Различные типы привода отличаются жесткостью характеристики. **Жесткость характеристики двигателя определяется его способностью сохранять заданную частоту вращения при изменении нагрузки**. Наиболее жесткую характеристику имеют синхронные электродвигатели (получившие распространение в установках бурения на нефть и газ). У них рост нагрузки (крутящего момента на валу) не приводит к уменьшению частоты вращения. Когда же нагрузка достигает определенного предельного значения, синхронный электродвигатель останавливается.

Асинхронные электродвигатели переменного тока имеют умеренно жесткую характеристику. С ростом нагрузки предельное (перед остановкой) уменьшение частоты вращения (по сравнению с частотой холостого хода) у них обычно составляет до 10 %.

Дизельный привод имеет умеренно мягкую характеристику – под нагрузкой дизель может сбросить до 30 % от частоты холостого хода.

Мягкую характеристику имеют бензиновые двигатели внутреннего сгорания, гидравлические двигатели, а также электродвигатели постоянного тока. Под нагрузкой их частота может самопроизвольно уменьшаться в несколько раз (и соответственно возрастать снова при снятии нагрузки).

Если в качестве привода вращателя используется двигатель с жесткой (или умеренно жесткой) характеристикой, то необходимость в тахометрах отсутствует, т. к. частота вращения определяется по положению рукоятки переключения коробки передач. Для широко распространенных асинхронных электродвигателей при таком способе оценки частоты ошибка не превышает ± 5 %.

Если же привод имеет мягкую характеристику, то использование тахометра является необходимостью, т. к. при том же положении рукоятки, истинная частота вращения может в разы отличаться от номинальной.

В последнее время на буровых работах все шире применяется плавно-регулируемый привод [33]. Это двигатели постоянного тока (с тиристорными преобрахователями переменного тока в постоянный) либо гидравлические двигатели. Такой привод имеет ряд важных преимуществ.

При наличии на буровой установке привода с жесткой характеристикойт и коробкой передач (без нее жесткий привод невозможен), чтобы переключить частоту необходимо:

– выжать сцепление и. остановить вращение;

– оторвать при от забоя;

– перевести передачу нейтральное положение);

– установить рычаг переключения передач в новое положение (обычно помогая этой операции рычагом сцепления);

– включить сцепление и дать вращение на новой частоте;

– опустить ПРИ на забой и дать требуемую осевую нагрузку.

Выполнение описанной процедуры требует ощутимых затрат времени (не менее одной минуты). **Главный же недостаток этой процедуры заключается в высоких динамических нагрузках**, связанных с выполнением предпоследней операции: Включив сцепление, бурильщик мгновенно разгоняет бурильную колонну от состояния покоя, т. е. от нуля, до нескольких сотен оборотов в минуту. Возникают высокие ускорения, и при массе колонны в несколько тонн, на нее действуют высокие динамические усилия и связанные с ними напряжения. При многократных переключениях передач эти напряжения вызывают в материале колонны усталостные микротрещины, которые в конце концов приводят к обрывам бурильной колонны. В дополнение к этому, **при отрыве снаряда от забоя (вторая из вышеперечисленных операций) керн выпадает из колонковой трубы**. При возобновлении бурения коронка встает уже не на забой, а на выпавший керн, что приводит к поломке резцов. Коронку заменяют, проведя непредусмотренную СПО .

При наличии плавно регулируемого привода частоты вращения, переход на новую частоту требует всего одной операции – снижение (либо повышение) частоты вращения плавным поворотом соответствующей рукоятки. Не требуется ни остановки бурения, ни приподнимания бурильной колонны над забоем, ни даже даже изменения осевой нагрузки.

Доказано, что повсюду, где осуществлено внедрение плавно регулируемого привода, достигнуто удлинение сроков эксплуатации бурильной колонны, и снижение аварийности. увеличение проходки на ПРИ, удлинение сроков эксплуатации поверхностного оборудования и уменьшение его массы (за счет отказа от коробки скоростей).

Переход на плавное регулирование частоты вращения невозможен без наличия на буровой установке частотомеров.

10.3. Буровые тахометры (частотомеры)

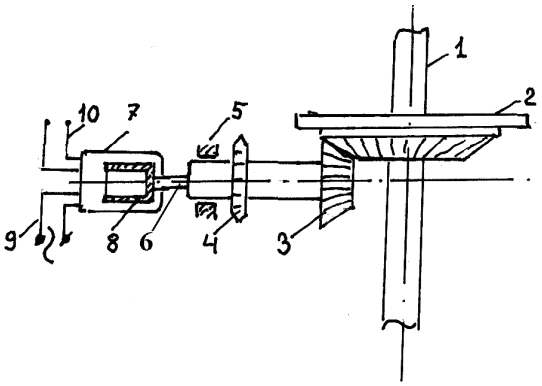


Рис. 10.1. Схема подключения датчика тахогенератора к приводу ротора:
1 – ведущая бурильная труба; 2 – роторный стол; 3 – коническая шестерня; 4 – приводная звездочка ротора; 5 – подшипник; 6 – вал тахогенератора; 7 – корпус тахогенератора; 8 – ротор тахогенератора; 9 – линия питания обмотки возбуждения; 10 – выводы измерительной обмотки

В качестве тахометров обычно используются электрические тахогенераторы [34,45]. **Тахогенератор – это генератор электрической энергии, напряжение, на выходе которого, пропорционально скорости вращения его ротора**. Бывают тахогенераторы постоянного и переменного тока. Вторые дешевле, проще по конструкции и в обслуживании, а также обладают меньшей массой.

Тахогенератор переменного тока

Ротор 8 **тахогенератора переменного** тока 7 (рис. 10.1) валом 6 соединен с приводным валом роторного стола 2. Ротор представляет собой цилиндр из немагнитного металла (например, алюминия). Статор 1 тахогенератора (рис. 10.2) имеет две обмотки, намотанные в продольном (вдоль оси ротора) направлении и перпендикулярно друг к другу.

Если роторный стол не вращается, то ротор тахогенератора также находится в покое. Переменный ток

движется от своего источника по виткам обмотки возбуждения 3 и создает магнитный поток 7. Поскольку измерительная обмотка 4 расположена перпендикулярно к обмотке возбуждения, магнитные силовые линии скользят вдоль витков измерительной обмотки, не возбуждая в ней ЭДС. Стрелка показывающего прибора 6 стоит на нуле.

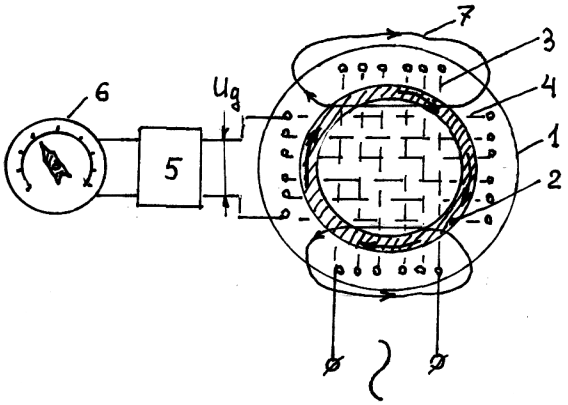


Рис. 10.2. Тахогенератор переменного тока:
1 – статор; 2 – ротор; 3 – обмотка возбуждения; 4 – измерительная обмотка; 5 – усилитель и выпрямитель; 6 – показывающий прибор; 7 – магнитные силовые линии; $U_д$ – напряжение датчика

Если роторный стол вращается, то вместе с ним вращается и ротор 2 тахогенератора. Вращаясь, он пересекает магнитные силовые линии 7. В результате этого в стакане ротора 2 возбуждается ЭДС, порождающая круговой ток (так называемый “ток Фуко” (показан круговыми стрелками на сечении ротора). Как любой ток, ток Фуко сопровождается магнитным полем. При вращении ротора 2, магнитное поле тока Фуко пересекает витки измерительной обмотки и возбуждает в них пропорциональную частоте ротора ЭДС. После усиления и выпрямления в блоке 5 эта ЭДС подается на гальванометр 6, проградуированный в единицах частоты.

Тахометр на основе автомобильного спидометра

Иногда в качестве тахометра, используют механизм автомобильного спидометра (рис. 10.3). Гибкий вал 1 связан с ротором или шпинделем бурового станка При нахождении бурового вращателя в состоянии покоя пружина 6 удерживает стрелку 5 у нулевого деления шкалы. **Если вращатель запущен**, то силовые магнитные линии магнита 3 (показаны стрелками), вращаясь вместе с магнитом, пересекают алюминиевый диск 4 и возбуждают в нем вихревой ток Фуко. Вокруг тока Фуко возникает электромагнитное поле, которое притягиваются к магнитному полю постоянного магнита. В результате диск 4 стремится вращаться вместе с постоянным магнитом. Однако поворот диска вызывает скручивание прикрепленной к его оси пружины 6. С возрастанием угла поворота диска увеличивается деформация спиральной пружины и сила ее противодействия вращению. При определенном угле поворота **момент противодействующей силы пружины становится равным моменту магнитных сил.** Вал 2 останавливается, и стрелка дает по шкале отсчет частоты вращения бурового вращателя. Если частота вращателя будет изменена – например, увеличена, то сила тока Фуко возрастет, так же, как и взаимное притяжение магнита 3 и диска 4. Момент сил притяжения станет больше противодействующего момента пружины 6, и диск и стрелка станут поворачиваться дальше до достижения нового равновесия – при большем отсчете стрелки по шкале.

Опыт использования описанного прибора, показал, что он подходит для выполнения функции бурового тахометра. Прибор прост по устройству и изготовляется крупными сериями, его стоимость ниже всех других буровых частотомеров.

Важный недостаток тахометра описанного типа заключается в отсутствии электрического измерительного сигнала, что вызывает ряд неудобств при его применении.

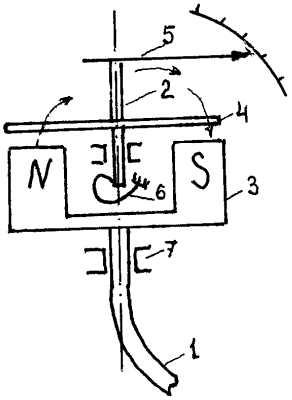


Рис 10.3. Автомобильный спидометр в роли тахометра:
1 – гибкий вал; 2 – ось; 3 – постоянный магнит; 4 – диск из немагнитного металла; 5 – стрелка; 6 – спиральная пружина; 7 – подшипник

10.4. Использование частотомеров для контроля работы агрегатов буровой установки

Контроль работы бурового насоса

Вследствие низкой стоимости, простоты конструкции, а также удобства монтажа и ремонта тахометры применяют на буровых установках не только для измерения частоты вращения бурильной колонны, но и для контроля работы поверхностных агрегатов буровой установки. В частности, **на установках бурения на нефть и газ тахометры часто применяют для оценки подачи бурового насоса** . Подача насоса

$$Q = \alpha V n , \qquad (10.3)$$

где α – коэффициент наполнения цилиндров насоса, V – рабочий объем цилиндров (с учетом их количества и типа насоса – одинарного или двойного действия), n – частота вращения кривошипного вала насоса. В этой формуле V определено конструкцией насоса, α зависит от плотности и вязкости подаваемой жидкости, а также от состояния насоса –

степени износа уплотнений. Принимая α и V за постоянные величины, формулу можно преобразовать в

$$Q = Cn\,. \qquad (10.4)$$

Шкалу тахометра можно проградуировать в единицах расхода жидкости. Ошибка измерения будет связана с тем, насколько в данных условиях поддается стабилизации коэффициент наполнения α (точнее те величины, от которых он зависит).

Необходимость в таком приборе связана с непостоянством частоты вращения кривошипного вала насоса вследствие изменения нагрузки на привод, колебаний питающего напряжения и т. п. При этом истинная подача насоса может существенно отличаться от заданной, что может отрицательно сказаться на забойных процессах.

Из соображений удобства установки тахометр нередко связывают не непосредственно с кривошипным валом, а с каким-либо из валов идущей к насосу трансмиссии. В этом случае в расчетной формуле (10.3) должно учитываться передаточное отношение к кривошипному валу.

Контроль частоты ударов гидроударных машин

Необходимая частота ударов зависит от условий бурения и, прежде всего, от буримых пород. Существует два вида гидроударников: низкочастотные и высокочастотные.

Низкочастотные машины применяют преимущественно в породах VI–VIII категорий буримости. Эти гидроударники могут работать с частотой от 700 до 2100 уд/мин. В виду высокой энергии удара (50–70 Дж) ПРИ, работающий в комплексе с такими машинами, оснащен резцами с крупными и массивными (ударостойкими) твердосплавными резцами.

Высокочастотные машины чаще всего работают в комплексе с алмазными коронками (гидроударно-алмазное бурение). Область их применения – крепкие и очень крепкие породы (IX–XII категорий буримости). Частота этих гидроударников 2800–3600 уд. в минуту, энергия – 5–15 Дж, (более мощные удары угрожают разрушением алмазных зерен).

У гидроударников обоих типов частота ударов может изменяться как принудительно, так и самопроизвольно вследствие изменения условий работы. Принудительное изменение частоты осуществляют изменением хода бойка. Удлинение хода дает снижение частоты и увеличение энергии удара. Такую регулировку осуществляют при ожидаемом росте крепости пород. Наоборот, при уменьшении крепости ход бойка сокращают и тем увеличивают частоту ударов, снижая энергию.

Как частота, так и энергия ударов самопроизвольно снижаются, если по каким-то причинам упала подача жидкости к забойной машине. Это бывает либо при уменьшении подачи бурового насоса, либо при наличии утечек в соединениях бурильной колонны. Существуют и иные причины изменения частоты.

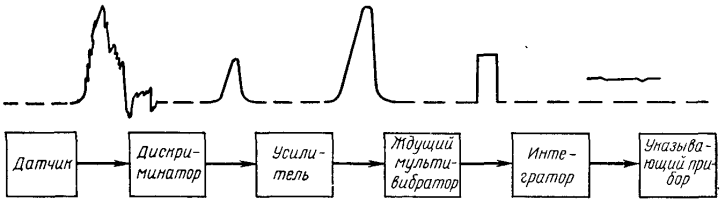


Рис. 10.4. Схема работы частотомера гидроударов

Необходимость в точной оценке фактической частоты гидроударов привела к созданию специальных приборов.

Частотомер гидроударов ЧГ-3 [27], разработанный в КазИМСе, основан на магнитоупругом датчике давления, (рис. 5.8 и 5.9.) Отличие датчика частотомера состоит в том, что на его обмотку возбуждения (4 – на рис 5.9) подается не переменный, а постоянный ток. **При этом изменения магнитного потока обмотки возбуждения (и соответствующие импульсы ЭДС) имеют место только в момент нанесения гидроударов** – за счет деформаций стального сердечника. **Использование постоянного тока исключает погрешности, связанные с влиянием статического давления.**

На рис. 10.4 приведена схема обработки сигнала частоты гидроударника. **При работе машины порождаемые гидроударами импульсы давления распространяются вверх по заполняющей канал бурильной колонны жидкости**. Импульсы достигают установленного на поверхности датчика и действуют на его магнитоупругий чувствительный элемент. В целом прибор представляет собой последовательность измерительных преобразователей, начинающуюся с датчика и заканчивающуюся показывающим прибором. Канал передачи информации включает **дискриминатор**, **усилитель**, **ждущий мультивибратор и интегратор.** Генерируемые датчиком под действием гидроударов электрические импульсы, кроме основного пика, содержат еще и ряд дополнительных, второстепенных, что затрудняет подсчет. Дискриминатор путем подъема "фонового напряжения" снижает чувствительность прибора по напряжению. На графике напряжению соответствует высота пиков. **После дискриминатора от пиков остается только их верхняя часть** (они становятся ниже). В верхней части дополнительные пики отсутствуют. Для дальнейших преобразований сохранившиеся после дискриминатора пики напряжения малы, и поэтому их направляют в усилитель, из которого эти пики выходят резко увеличенными.

Далее по схеме располагается **ждущий мультивибратор**. Это устройство для "калибровки" импульсов. На вход мультивибратора подаются электрические импульсы. Несмотря на описанную обработку, они все-таки отличаются друг от друга по напряжению (по оси ординат) и по продолжительности (по оси абсцисс). **Восприняв на входе "реальный" импульс, ждущий мультивибратор подает на выход импульс, характеризующийся правильной прямоугольной формой и строго постоянными размерами** (с одинаковыми напряжением и продолжительностью). Общей с входными импульсами у этих импульсов остается только их частота. Главной частью интегратора является конденсатор. На его вход в виде отдельных калиброванных импульсов подаются электрические заряды, которые в конденсаторе накапливаются и "стекают" с его выхода в виде электрического тока. **Чем**

больше импульсов поступает в единицу времени на вход конденсатора, тем больше сила тока и напряжение на выходе с нее. Интегратор можно сравнить с расходомером переменного уровня (рис. 8. 4). Следует представить, что в емкость 1 (конденсатор) жидкость подается в равномерном темпе в виде “ведер” (импульсов одинакового калиброванного) объема. Тогда чем больше ведер заливается в единицу времени, тем выше поднимается в емкости 1 уровень жидкости 8 (аналог напряжения), и тем сильнее, вытекающий из слива 3 поток жидкости (аналог электрического тока). Напряжение на выходе конденсатора измеряется показывающим прибором, проградуированным в единицах частоты.

Частотомер ЧГ-3 предназначен для низкочастотных гидроударников и имеет следующую характеристику может работать при глубине скважин до 1000 м.

Контрольные вопросы

1. Что искажает пропорциональность зависимости скорости вращательного бурения от частоты вращения?
2. Что характеризует жесткость или мягкость привода?
3. Почему при наличии жесткого привода тахометры не нужны?
4. Что дает “мягкий” привод буровых вращателей?
5. Примеры жесткого и мягкого приводов.
6. Типы плавнорегулируемых приводов на буровых установках.
7. Элементы и работа тахогенератора переменного тока.
8. Элементы и принцип действия автомобильного спидометра.

9 Применение тахометров на буровых насосах?

9. Важность контроля частоты гидроударных машин.
10. Элементы и работа частотомера гидроударов.

11. КОНТРОЛЬ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ

11.1. Роль контроля скорости при управлении процессом бурения

Контроль скоростей бурения позволяет решить ряд задач:

– скважину необходимо пробурить в возможно более сжатые сроки, и поэтому режим бурения должен обеспечивать максимально возможные механические скорости.

– по механической скорости, можно контролировать темп затупления ПРИ с целью его снижения, например, путем уменьшения частоты вращения и увеличения осевой нагрузки.

– с помощью скорости можно фиксировать границы интервалов пород различной буримости.

– иногда продуктивный горизонт характеризуется, только ему присущим диапазоном скоростей бурения (это относится, например, к угольным пластам), что позволяет распознать этот горизонт в ходе углубки и принять своевременные меры по его надлежащему вскрытию.

По скорости бурения оценивают правильность выбора ПРИ для пород данного типа (например, ввиду низкой механической скорости заменяют один ПРИ на другой.

11.2. Буровые спидометры

Буровой секундомер-спидометр

Простейшим средством для измерения скорости бурения является созданный в КазИМСе **буровой секундомер-спидометр** [29, 34]. Это секундомер, на котором шкала времени заменена шкалой скоростей (рис. 11.1).

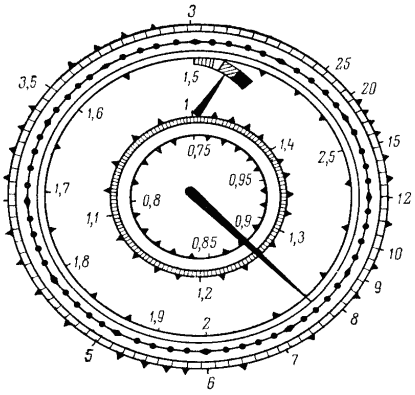


Рис. 11.1. Шкала бурового секундомера-спидометра

Принцип действия такого прибора заключается в следующем: секундомер включают в начале заданного **стандартного** интервала углубки L (мерная база) и выключают в конце этого интервала. В процессе бурения любому времени T прохождения мерной базы соответствует определенная механическая скорость:

$$V = \frac{L}{T} \ . \qquad (11.1)$$

Для фиксации мерного интервала удобно использовать сантиметровые деления, выполненные на направляющих штоках вращателей станков со шпиндельной подачей. На рисунке шкала секундомера-спидометра имеет мерный интервал 5 см. Поскольку скорость бурения принято измерять в м/ч, а по секундомеру измеряют количество секунд, за которые происходит углубка на 5 см, то для градуировки шкалы прибора секунды переводятся в часы (1 ч=3600 с), а сантиметры – в метры. Поэтому формулу (11.1) можно представить как:

$$V = \frac{180}{T} . \qquad (11.2)$$

где V – скорость, в м/ч, а T – время в с. На циферблате выполнены четыре концентрические шкалы. Каждая шкала соответствует одному обороту секундной стрелки.

– По 1-й шкале (наружной) берут отсчет, когда время прохождения мерного интервала в 5 см не превышает 60 с, а соответствующая скорость бурения не ниже 3 м/ч;

– по 2-й шкале время прохождения мерного интервала от 60 до 120 с, а скорость – от 3 до 1.5 м/ч;

– по 3-й шкале время 120 – 180 с, скорость – 1.5 – 1 м/ч;

– по 4-й шкале время 180 – 240 с, скорость 1 – 0,75 м/ч.

По которой из шкал следует брать отсчет, определяет положение минутной стрелки. Так, на рисунке минутная стрелка находится между второй и третьей минутой (от 120 до 180 с), откуда следует, что отсчет должен браться по третьей шкале. При этом секундная стрелка показывает скорость 1.26 м/ч.

Шкалы прибора можно рассчитать и вычертить в соответствии с формулой (11.1) для любых удобных мерных баз (с последующей наклейкой на циферблат секундомера).

Недостатком секундомера-спидометра является, тот факт, что в ряде случаев (например, на роторном бурении) фиксация мерного интервала вызывает затруднения. Тем не менее ввиду легкости изготовления прибор может быть полезен для технологов и самих бурильщиков.

Буровой спидометр для шпиндельных станков

Изображен рис. 11.2. В процессе бурения бурильная колонна, шпиндель и направляющая шпинделя 1 опускаются со скоростью $V_Б$. Выполненная на направляющей зубчатая рейка 2 вращает шестерню 3 и связанный с ней гибкий вал 4. Последний через муфту 5 приводит в действие повышающий редуктор 6, выходной вал которого связан с тахогенератором 7 (например, того типа, который изображен на рис. 10.2). Скорость вращения ротора тахогенератора, и вырабатываемое им напряжение (а значит, и угол отклонения стрелки гальванометра) пропорциональны скорости бурения $V_Б$, в единицах которой (м/ч) нанесена шкала показывающего прибора. Прибор имеет две особенности:

Низкая частотоа вращения шестерни 3. Эта частота (в об/мин)

$$n = \frac{V_Б}{60\pi D_ш}, \qquad (11.3)$$

где $D_ш$ – диаметр шестерни. Исходя из конструктивных соображений, минимальный диаметр шестерни составляет порядка 30 мм (0.03 м). По породам наиболее высоких категорий буримости (XI и XII) скорость бурения очень низка – порядка $V_б$ = 0.5 м/ч. При этом по формуле получаем n =0.09 об/мин. Такая частота ниже порога чувствительности стандартных тахогенераторов. Поэтому в конструкцию включен редуктор 6, повышающий частоту вращения в 50–100 раз.

И в ходе бурения шпиндель может перемещаться не только сверху вниз, но и снизу вверх. Последнее имеет место при холостом подъеме шпинделя во время перехвата. Скорость холостого подъема велика – несколько десятков м/ч, что при наличии повышающего редуктора может привести к появлению чрезмерных усилий на гибком валу 4 и его обрыву. Для предотвращения этой опасности в передачу от шестерни 3 к

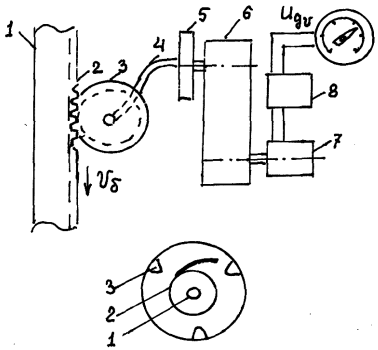


Рис. 11.2. Буровой спидометр для станков со шпиндельной подачей:
вверху *прибор в сборе: 1 – направляющая шпинделя; 2 – зубчатая рейка; 3 – шестерня; 4 – гибкий вал; 5 – муфта одностороннего вращения; 6 – повышающий редуктор; 7 – тахогенератор; 8 – усилитель и выпрямитель;* $U_{ДУ}$ *– напряжение датчика;* $V_Б$ *– скорость бурения;*

внизу *муфта одностороннего вращения: 1– гибкий вал; 2 – ведущая полумуфта с пластинчатой пружиной; 3 – ведомая полумуфта с кулачком*

редуктору 6 включена муфта одностороннего вращения. рис. 11.2 (снизу). Закрепленная на конце гибкого вала ведущая полумуфта 2 снабжена изогнутыми пластинчатыми пружинами. Ведомая полумуфта имеет кулачки 3. При углубке (опускании рейки) ведущая полумуфта вращается по часовой стрелке и пружинами (стремящимися распрямиться) упирается в основания кулачков 3, заставляя вращаться ведомую полумуфту. При перехвате, ведущая полумуфта вращается против часовой стрелки. Пружины, попадая на кулачки, сгибаются и проскальзывают мимо. Ведомая полумуфта и редуктор не вращаются, что гарантирует от поломок.

Спидометр усредняющего типа

Он показан на рис. 11.3 и 11.4. Применяется на установках глубокого бурения на нефть и газ. Подача осуществляется с лебедки (см. рис. 6.1). В процессе углубки канат 1 (рис. 11.3) разматывается с барабана лебедки. Скорость движения каната пропорциональна скорости бурения. Канат вращает кронблочный шкив 2, вал 3 которого связан с ведущей полумуфтой муфты 5.

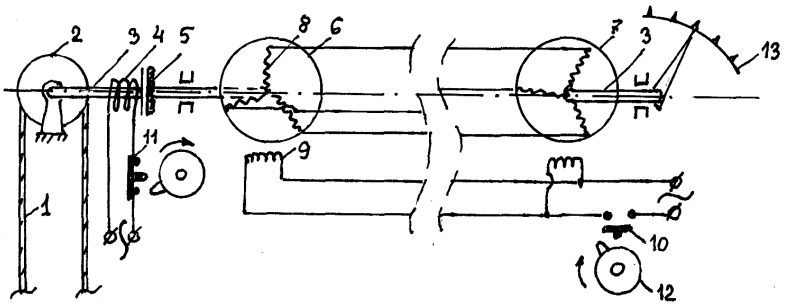


Рис. 11.3. Буровой спидометр усредняющего типа:
1 – канат; 2 – кронблочный шкив; 3 – вал; 4 – электромагнит; 5 – муфта; 6 – сельсин-датчик; 7 – сельсин-приемник; 8 – ротор сельсина; 9 – статор сельсина; 10 – нормально разомкнутый контакт;
11 – нормально замкнутый контакт; 12 – реле времени; 13 – шкала показывающего прибора; 14 – кабель

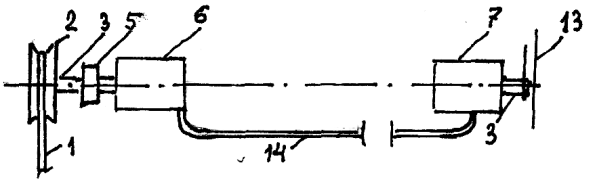


Рис. 11.4. Внешний вид измерителя скорости (обозначения те же)

Муфта замыкается электромагнитом 4 и размыкается пружиной (не показана), когда электромагнит обесточен. Ведомая полумуфта муфты 5 через вал связана с ротором 8 сельсина-датчика 6.

В линии питания электромагнита 4 имеется нормально замкнутый контакт 11, который периодически (например, один раз в 0,5 мин) размыкается с помощью реле времени 12 (левого – на рисунке) при прохождении его кулачка над контактом.

Реле времени может быть выполнено в виде **синхронного тихоходного микро-электродвигателя. Он имеет строго постоянную частоту вращения (чаще всего 2 об/мин).** Воздействующий на контакты электрических цепей кулачок располагается на установленном на валу двигателя диске.

После прохождения кулачка нормально замкнутый контакт 11 автоматически (с помощью пружины) замыкается снова. (**Контакт называется нормально замкнутым, т. к. он замкнут всегда, кроме того промежутка времени, когда на него оказывается внешнее воздействие** [20]– в данном случае со стороны кулачка реле времени).

При размыкании контакта 11 электромагнит 4 обесточивается и перестает удерживать муфту 5 во включенном положении. Ротор 8 сельсина-датчика 6 перестает быть связанным с валом 3 и под действием спиральной пружины (не показана) возвращается в исходное “нулевое” положение.

Угол, на который успеет повернуться ротор сельсина-датчика за заданный постоянный период времени (от одного наезда кулачка на контакт до следующего) характеризует скорость бурения: при высокой скорости угол больше, при низкой – меньше.

Сельсин-датчик 6 с помощью кабеля 14 (рис. 11.4) связан с сельсином-приемником 7, расположенным на пульте бурильщика. **Роторы сельсинов имеют свойство согласовываться друг с другом**. Рассмотрим физическую сущность этого явления.

Сельсин-датчик и сельсин-приемник – это две одинаковые электрические машины [37], имеющие обмотки статора 9 и ротора 8. Каждый сельсин, по сути, представляет собой как бы индукционный потенциометр (сходный в этом отношении с устройством на рис. 7.5). Обмотки ротора сельсина вырабатывают тем большее напряжение, чем на больший угол ротор повернут относительно исходной "нулевой" позиции (в которой напряжение равно нулю). Оба сельсина могут быть соединены электрически, причем при одинаковом угле отклонения от нулевых положений индуцируемое на роторах сельсинов напряжение переменного тока в каждый данный момент одинаково по величине, но противоположно по фазе.

В рассматриваемой схеме из-за наличия **нормально разомкнутого контакта** 10 большую часть времени электрическая связь между двумя сельсинами отсутствует. Однако в момент замыкания этого контакта кулачком реле времени 12 (правого на рисунке), такая связь на короткое время возникает и происходит согласование положений двух роторов.

При согласовании могут быть следующие варианты:

если оказывается, что обмотки обоих роторов повернуты (относительно своих исходных положений) на одинаковый угол, то тогда в них индуцируются одинаковые по величине, но разные по знаку ЭДС, которые взаимно уничтожаются. Положение роторов при включении контакта 10 не изменяется;

если углы поворота разные, то появляется разность двух напряжений

$$\Delta_u = u_1 - u_2, \qquad (11.4)$$

где u_1 и u_2 – соответственно напряжение на роторах сельсина-датчика и сельсина-приемника.

Разность напряжений тем больше, чем больше угол между роторами сельсинов. Под действием Δ_U между роторами начинает протекать ток. **Сцепленные с током роторов магнитные поля, взаимодействуя с магнитными полями статоров, стремятся привести роторы во вращение, в направлении уменьшения разности напряжений Δ_U .**

При этом ротор сельсина-датчика жестко связан с валом кронблока, и изменить своего положения под действием Δ_U не может. Ротор же сельсина-приемника свободен и вращается до тех пор, пока угол его отклонения от нулевой точки не станет таким же, как у сельсина-датчика. В этом положении он останавливается, т. к. $\Delta_U = 0$ и ток прекращается.

Спидометр в целом функционирует следующим образом: Допустим, что поворачиваемый от кронблока ротор сельсина-датчика близок к положению, соответствующему концу периода, отсчитываемого реле времени. На насколько долей секунды раньше момента выключения электромагнитной муфты 5, правое реле времени (оба реле имеют одинаковый период вращения) замыкает нормально разомкнутый контакт 10, и связывает электрически оба сельсина. Происходит согласование положений сельсина-приемника и сельсина-датчика, и стрелка дает по шкале 13 отсчет скорости бурения.

Как только кулачок реле времени сходит с контакта 10, контакт опять размыкается и ротор сельсина-приемника затормаживается в положении согласования. Стрелка замирает на указываемой скорости.

Сразу после этого правое реле времени размыкает контакт 11. Электромагнит 4 обесточивается и муфта 5 отключается. Спиральная пружина возвращает ротор-сельсина датчика в исходное нулевое положение.

После прохождения кулачка контакт 11 и муфта 5 замыкаются вновь, и (т. к. процесс углубки продолжается) ротор сельсина-датчика снова начнет набирать угол. При этом стрелка будет продолжать показывать ту скорость, которая имела место в момент предшествующего согласования. Однако когда пройдет 0,5 мин (или другое заданное время оборота кулачков

реле времени), момент согласования сельсинов (замыкание контакта 10) наступит вновь, и тогда стрелка скорректирует показание скорости в большую или меньшую сторону.

Отличие данного спидометра состоит в том, что если спидометр на рис. 11.2 дает **мгновенную скорость** бурения

$$V_б = \frac{dh}{dt}, \qquad (11.5)$$

т. е. производную углубки по времени, то спидометр на рис. 11. 3 дает **среднюю скорость**

$$V_б = \frac{\Delta h}{\Delta t}, \qquad (11.6)$$

где Δh – углубка за **заданный период времени** Δt.

Усредненная на заданном ("базовом") периоде времени Δt скорость бурения пропорциональна углубке Δh или, (что то же самое) углу поворота ротора сельсина-датчика.

Вследствие многочисленных возмущающих факторов (непостоянство свойств породы, колебания бурового вала и т. п.) **мгновенная скорость бурения часто бывает подвержена колебаниям**. **Средняя скорость более стабильна**, и поэтому наблюдать за измерителем средней скорости более удобно.

С другой стороны, при периодическом контроле скорости какие-либо существенные ее изменения могут быть упущены. Поэтому временной интервал усреднения желательно иметь небольшим (0,5–2 мин – тем больше, чем однороднее породы). Интервал усреднения может регулироваться изменением частоты вращения реле времени.

11.3. Сигнализатор встречи угольного пласта

В отличие от некоторых других приборов контроля процесса бурения (например, измерителя и ограничителя крутящего момента ОМ-40) серийно выпускаемые измерители механической скорости бурения не оснащаются уставками сигнализации и ограничения. В то же время потребность в таких уставках нередко бывает велика. Она, например, очевидна при бурении на уголь. Выше (см. 11.1) указывалось на возможность

распознавания момента встречи угольного пласта, для которого характерна высокая скорость углубки.

Чем раньше идентифицирован момент встречи и произведена замена одинарной колонковой трубы на двойную (специального исполнения), тем выше будет качество опробования пласта. Дело в том, что при бурении по угольному пласту одинарной колонковой трубой рыхлый угольный керн полностью размывается промывочной жидкостью. Необходимо немедленно остановить углубку, но бурильщик может либо вообще просмотреть момент встречи пласта, либо замешкаться с принятием решения о выполнении спускоподъемной операции (нередко с глубины 1000 м и более). До того момента, когда бурильщик убедится, что угольный пласт действительно вскрыт, и начнет подъем, одинарной колонковой трубой бывает пройдено несколько метров. Керн на этом интервале угольного пласта будет отсутствовать, что иногда приводит к отнесению скважины в брак.

Ввиду острой потребности производства различными авторами было сделано несколько попыток создать сигнализатор встречи угольного пласта. Наиболее удачной оказалась конструкция КазИМСа [58] (рис. 11.5). **Прибор подает звуковую сигнализацию о превышении фактической скоростью бурения максимально-допустимого значения.**

Питающийся от сети **синхронный электродвигатель 1 (см. примечания к рис. 11.3) вращает барабан 2 с частотой, соответствующей максимально-допустимой скорости бурения**. Зубчатая рейка 5, выполненная на направляющем штоке шпинделя бурового станка, в ходе бурения при своем движении вниз вращает шестерню 4. Последняя закреплена на валу, на другом конце которого таким же образом установлен барабан 3. Таким образом, **частота вращения барабана 3 пропорциональна фактической текущей скорости бурения.** На обоих барабанах в специально просверленных отверстиях смонтированы толкатели (обозначены цифрой 6 – на барабане 2, и цифрой 7 – на барабане 3). При этом барабан 2 несет три толкателя, а барабан 3 – четыре. Толкатели способны совершать осевые перемещения, которые ограничиваются пружинами 8.

Как показано на рисунке, с одной стороны пружина 8 опирается в барабан, а с другой ее проволочный конец образует шплинт 9, проходящий сквозь диаметральное сверление в толкателе и после этого сквозь осевое (по отношению к толкателю) сверление в барабане. Таким образом, шплинт, во-первых, связывает пружину с толкателем, а во-вторых, страхует толкатель от проворачивания (что принципиально важно).

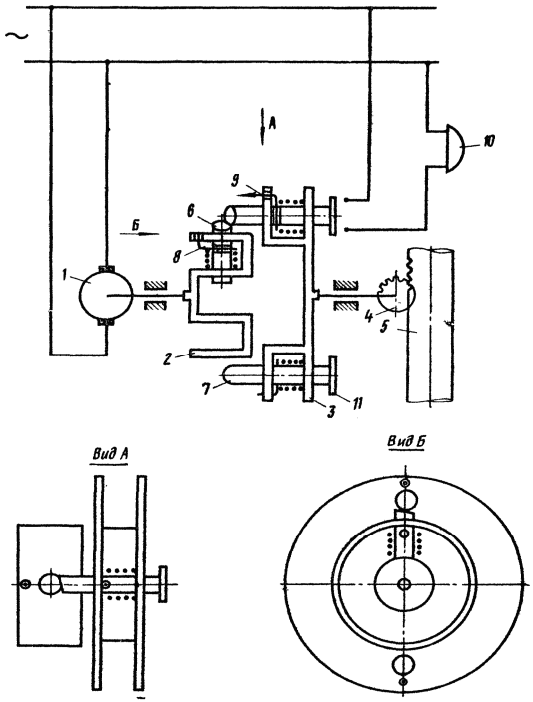


Рис. 11.5. Сигнализатор встречи угольного пласта:
1 – синхронный электродвигатель; 2 – барабан максимально-допустимой скорости бурения; 3 – барабан фактической скорости бурения; 4 – приводная шестерня; 5 – рейка; 6, 7 – толкатели; 8 – пружины; 9 – "Г-образные" шплинты; 10 – звонок; 11 – башмак

При работе прибора оба барабана вращаются, причем концы толкателей каждого барабана касаются друг друга.

Обращенные к соседнему барабану концы толкателей 6 и 7 имеют скосы, выполненные под углом 15^0.

В породах кровли скорость бурения ниже максимально-допустимого значения. По этой причине при своем вращении барабан 2 обгоняет барабан 3, и толкатели 6 обгоняют толкатели 7. Во время обгона скошенные части толкателей 6 наезжают на цилиндрическую поверхность толкателей 7 (как показано на рис. 11.5, вид Б). Возникающая на наклонном скосе сила отжимает толкатели 6 вниз, преодолевая сопротивление пружины 8. Когда контакт толкателей прекращается, пружина возвращает толкатель 6 в исходное положение.

При входе коронки в угольный пласт скорость бурения резко возрастает и барабан 3 обгоняет барабан 2. В этом случае (как показано на рис. 11.5, вид А) уже наклонный скос толкателей 7 наезжает на цилиндрическую часть толкателей 6, что вынуждает толкатели 7 перемещаться влево (на рисунке) и своим башмаком 11 через контактные кольца (на рисунке не показаны) замыкать цепь звонка, который дает сигнал о встрече угольного пласта.

При полном обороте барабана 3 относительно барабана 2 каждый толкатель одного барабана встречается с каждым толкателем другого. Поэтому общее число встреч, а значит, и повторных звонков равно 3х4=12.

Иными словами звонки повторяются через малые интервалы времени, что позволяет бурильщику убедиться в неслучайности первого звонка.

Скорости бурения по углям различного типа могут существенно различаться. Поэтому в разных условиях должны быть различные уставки максимально-допустимых значений скоростей. **Изменение уставок в приборе достигается путем смены пар шестерен в редукторе**, передающем вращение от синхронного двигателя на барабан 2 .

Серийно выпускаемый прибор имеет 6 уставок: 4, 6, 8.5, 10.5, 14.5 и 21 м/ч. Чтобы выбрать требуемую в данных условиях уставку, проводят хронометраж скоростей бурения по углям и по вмещающим породам данного месторождения или его участка (например, с помощью секундомера-спидометра – рис. 11.1). Уставка должна:

– быть выше самой высокой возможной скорости бурения по породам кровли (невыполнение этого требования повлечет затраты на лишние подъемы и спуски бурильной колонны);

– быть равной самой низкой возможной скорости по углю (в противном случае некоторые угольные пласты или их интервалы могут быть пропущены.

Практика показала, что эти два требования не противоречат друг другу, т. к. скорость по углю во всех наблюдавшихся случаях существенно превышала скорость по породам кровли.

Прибор выпускался серийно и нашел применение в Казахстане (Карагандинский угольный бассейн), в России (Кузбасс) и на Украине (Львовский бассейн).

Контрольные вопросы

1. Проблемы, решаемые с помощью бурового спидометра.
2. Что такое механический каротаж?
3. Когда необходимо ограничивать скорость бурения?
4. Принцип действия бурового секундомера-спидометра.
5. Элементы и работа спидометра для шпиндельных Станков.
6. Зачем такие спидометры имеют муфту одностороннего вращения?
7. Элементы и работа спидометра для подачи с лебедки.
8. Элементы и принцип действия реле времени.
9. Элементы и работа сигнализатора угольного пласта.
10. Почему важно точно зафиксировать момент перехода бурильной коронки из породы кровли в угольный пласт?

12. КОМПЛЕКСЫ ПОВЕРХНОСТНЫХ КИП БУРЕНИЯ

12.1. Преимущества комплексного использования КИП

Нельзя говорить об оптимизации процесса бурения, если возможность количественной оценки какого-либо из необходимых параметров этого процесса отсутствует. Так, буровая установка вращательного бурения должна быть оснащена приборами контроля осевой нагрузки, частоты вращения и расхода промывочной жидкости, – т. е. **средствами контроля всех режимных параметров.** Столь же необходима возможность контроля **параметров обратной связи**: механической скорости бурения, крутящего момента на буровом валу, давления промывочной жидкости. Именно параметры обратной связи могут подтвердить или опровергнуть тот факт, что забойная ситуация, для которой предназначены используемые режимы бурения, остается прежней. В противном случае должен быть изменен и комплекс режимных параметров.

Не менее важную роль играют приборы и **в деле предупреждения аварий.** Вид угрожающей (либо уже произошедшей) аварии можно установить более точно, если есть **возможность одновременно сравнивать показания нескольких приборов**, контролирующих разные параметры.

Например, если на одном пульте расположены показывающие приборы контроля как расхода, так и давления промывочной жидкости [27], то путем их одновременного наблюдения можно распознать причины, вызвавшие изменения в режиме промывки скважины, а значит и в протекании процесса бурения в целом.

На рис. 12.1 приведены примеры такого распознавания. **Положение “А”** демонстрирует исходную ситуацию, когда в некоторых конкретных условиях бурение согласно геолого-техническому наряду ведется при расходе жидкости 40 л/мин и давлении 0.5 МПа.

Положение “Б” демонстрирует ситуацию, когда и расход и давление самопроизвольно отклонились от своих исходных значений в сторону уменьшения. В частности, расход упал до

30 л/мин, а давление – до 0.28 МПа. Причиной может быть уменьшение подачи насоса (вследствие, например, засорения храпка всасывающего шланга). Возникла угроза осложнений, вызванных недостаточной подачей жидкости на ПРИ. Необходимо, приостановив бурение, очистить храпок от налипших крупных частиц (глины, щепок, листьев и т. п.). Кроме того, следует позаботиться о лучшей очистке раствора, поступающего в приемную емкость.

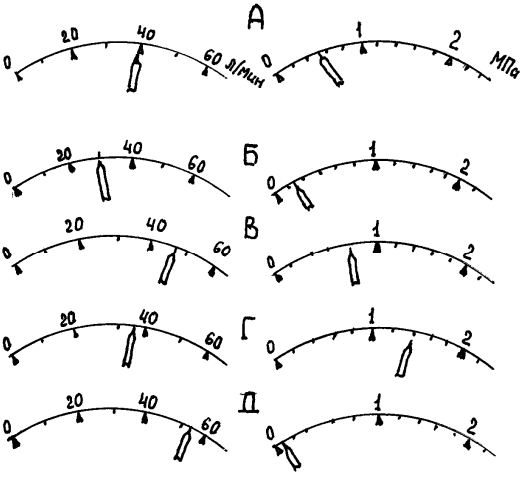


Рис. 12.1. Установление причин изменений в протекании процесса бурения по показаниям прибора комплексного контроля расхода и давления промывочной жидкости типа **ИРМБ**

Положение "В" демонстрирует ситуацию, когда и расход и давление одновременно отклонились от своих исходных значений в сторону увеличения. В частности, расход самопроизвольно возрос до 48 л/мин, а давление – до 0.7 МПа. Причина может заключаться в снижении плотности бурового раствора вследствие его смешивания с поступающей в скважину пластовой жидкостью. Возникла опасная ситуация, угрожающая обвалами стенок скважин, а возможно и выбросом пластового флюида из устья скважины. Необходимо остановить бурение и

предотвратить выброс путем заполнения скважины более тяжелым раствором. Если опасность выброса пластовых флюидов предусматривалась на стадии проектирования, то на устье скважины устанавливают превентор.

Положение "Г" демонстрирует ситуацию, когда расход жидкости уменьшился, а давление подскочило. В частности, расход снизился до 37 л/мин, а давление поднялось – до 1.4 МПа. Причина – обрушение стенок скважины, с образованием препятствующего прохождению жидкости скопления материала. Возникла угроза прихвата бурового инструмента. Необходимо прекратить бурение и, установить местоположение сужения ствола скважины из-за обвалившейся породы. Это можно сделать при подъеме бурильной колонны, ориентируясь на затяжки. Интервал, где имела место затяжка, необходимо проработать с вращением и промывкой. В дальнейшем следует принять меры по предотвращению обвалов, а именно заменить промывочную жидкость на специальный буровой раствор, разработанный для бурения в условиях возможного обвалообразования.

Положение "Д" демонстрирует ситуацию, когда расход жидкости возрос, а давление резко упало. В частности, расход достиг значения 47 л/мин, а давление опустилось до 0.1 МПа. Причина может заключаться в образовании в бурильной колонне крупной трещины, по которой началась утечка жидкости. Возникла угроза заполнения нижней части скважины и ПРИ осевшим шламом из-за резкого недостатка (или даже прекращения) промывки. Эта угроза осложнена возможностью обрыва бурильной колонны по образовавшейся трещине. Бурение должно быть остановлено, после чего следует без промедления приступить к подъему бурильной колонны с целью отбраковки дефектной бурильной трубы. Подъем должен выполняться осторожно и на низкой скорости. Далее должна быть проведена внеочередная дефектоскопия бурильной колонны, т. к. в ней могут быть и другие поврежденные трубы.

Сопоставление показаний расходомера и манометра, показывающие приборы которых соседствуют на одном пульте и могут быть охвачены одним взглядом, позволяет

осуществлять прибор комплексного контроля расхода и давления промывочной жидкости типа ИРМБ, разработанный в отделе техники разведки Казахского НИИ Минерального Сырья (КазИМС).

Прибор включает ротаметрический расходомер с индуктивным преобразователем (см. рис. 8.5 и 8.6) и магнитоупругий датчик давления (подобный показанному на рис. 5.8).

Из приведенных примеров очевидно, что правильно оценить ситуацию в скважине по показаниям только манометра, либо только расходомера было бы невозможно. “Диагноз” можно поставить еще точнее, дополнив показания расходомера и манометра показаниями моментомера, спидометра и измерителя осевой нагрузки.

12.2. Параметрические ряды бурового оборудования и приборов

В связи с указанными причинами возникла тенденция комплексного оснащения буровых установок приборами контроля процесса бурения .

Во второй половине 60-х годов геологические службы стран СЭВ (Совета Экономической Взаимопомощи), создали объединенный орган (комиссию), которому было поручено разработать параметрические ряды буровых установок.

Буримые скважины могут сильно различаться по своим параметрам: диаметрам и глубинам. Кроме того, они классифицируются по целевому назначению: разведочные и эксплуатационные скважины; скважины, буримые на нефть и воду, уголь и золото, полиметаллы и уран.

Очевидно, что бурить любые скважины одной и той же буровой установкой невозможно. Издавна коренным образом различались большие, тяжелые и сложные по устройству установки для бурения на нефть и газ от легких установок для бурения на твердые полезные ископаемые. Но и при одинаковом целевом назначении скважин не вызывает сомнений тот факт, что для бурения 20-ти и 2000-тиметровых скважин необходимо использовать различные буровые установки.

С учетом изложенного, комиссия СЭВ разработала параметрический ряд буровых установок на твердые полезные ископаемые [45]. **В качестве размерного параметра была принята максимальная глубина скважин.** Такой критерий оказался наиболее удачным, поскольку от максимальной глубины зависят и все другие параметры: мощность, масса, начальный и конечный диаметры скважин, высота копра, габариты и т. д.

Принятый СЭВ параметрический ряд буровых установок для бурения на твердые полезные ископаемые приведен в табл. 12.1

Таблица 12.1

Параметрический ряд буровых установок **УКБ** для бурения скважин на твердые полезные ископаемые (ТПИ)

Типоразмер установки	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Глубина, до, м	25	100	300	500	800	1200	2000	3000
Мощность, кВт	3	11	15	22	30	45	55	75
Грузоподъем-ность, до, кН	2	10	32	50	80	125	200	320
Диаметр началь-ный, до, мм	93	132	132	151	151	151	212	295
Частота вращения до, об/мин	1200	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1200

Из таблицы следует, что для интервала глубин от 0 до 3000 м, (характерного для современного уровня бурения скважин на ТПИ), признано необходимым иметь 8 типоразмеров буровых установок. Основные параметры всех вновь разрабатываемых буровых установок должны соответствовать приведенным в таблице рекомендованным значениям.

В соответствии с теми же принципами, что и при создании параметрического ряда установок для бурения скважин на твердые полезные ископаемые, разработаны параметрические

ряды установок для бурения на воду [44, 47], а также установок для бурения на нефть и газ [43].

В связи с созданием параметрических рядов буровых установок встал вопрос об оснащенности этих установок комплексами КИП. За основу было принято положение о том, что **оснащенность приборами должна повышаться с ростом конечной глубины скважин**.

Причина такого подхода заключается в следующем:

– убытки, связанные с авариями (которые мог бы предотвратить комплекс КИП), растут с глубиной скважины ускоренным темпом. В частности, в квадратичной или даже кубичной зависимости от глубины растет время спускоподъемных операций, представляющих собой один из основных видов работ при ликвидации аварии;

– с ростом глубины аварийность увеличивается ввиду таких характерных для глубоких скважин причин, как большая протяженность необсаженного ствола, высокое горное давление, высокая температура и возрастающая вероятность встречи пластов с аномально-высоким давлением флюида;

– вследствие тяжелых внешних условий работы и необходимости включения защитных устройств, а также мелкосерийного производства, КИП бурения характеризуются высокой стоимостью. Поэтому, если для дорогостоящих установок глубокого бурения их относительное удорожание за счет оснащения комплексами КИП является малоощутимым (от долей процента до нескольких процентов), то для легких установок такой же комплекс КИП может означать удорожание вдвое, что неприемлемо.

12.3. Основные особенности комплексов аппаратуры “Курс”

Для бурения скважин на твердые полезные ископаемые были созданы и получили распространение три комплекса КИП (табл. 12.2)[34, 45]: **Курс-411** – для установок УКБ-4 (500 м), **Курс-613** – для УКБ-7 (2000 м) и **Курс-713** – для УКБ-8 (3000 м).

Цифры после слова “Курс” означают (слева направо):

– первая – число измеряемых параметров (систем измерения);

– вторая – число самописцев;

– третья – число параметров, снабженных уставками максимума или минимума.

Так, **аппаратура Курс-613 имеет шесть систем измерения**:

– осевая нагрузка на ПРИ, а также вес на крюке. Контролирующий прибор представляет собой магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки и веса типа МКН;

– частота вращения. Тип прибора – тахогенератор переменного тока. Частотомер необходим, поскольку станок СКБ 7 не имеет коробки передач и оснащен электродвигателем постоянного тока с мягкой характеристикой;

– расход промывочной жидкости. Предусмотрено два типа расходомеров: электромагнитный (ЭМР) – для условий бурения с использованием промывки глинистыми растворами; и расходомер с постоянным перепадом давления (для алмазного бурения);

– давление жидкости. Тип контролирующего прибора – магнитоупругий манометр типа МИД;

– скорость бурения. Тип спидометра: тахогенератор переменного тока. При бурении шпиндельными вращателями прибор приводится от рейки, выполненной на направляющей шпинделя; при бурении роторными вращателями – от резинового фрикционного валика, прижатого к боковому торцу барабана лебедки, с которой осуществляется подача (см. ниже – регулятор АРП);

– крутящий момент. Для его контроля должен использоваться измеритель и автоматический ограничитель момента типа ОМ.

Единственный самописец, включенный в аппаратуру Курс-613 – это тот, который входит в комплект прибора МКН. Самописец вычерчивает суточную круговую диаграмму осевой нагрузки и веса.

В аппаратуре три системы измерения укомплектованы предельными уставками:

– буровой расходомер имеет уставку минимально-допустимого расхода промывочной жидкости. Цель уставки – избежание прижега коронки при высокоскоростном алмазном бурении; уставка соответствует значению, равному 7 % от верхнего предела измерения. При наличии двух пределов измерения –150 и 300 л/мин, это означает, что прибор имеет две минимальных уставки сигнализации – 10 и 20 л/мин.

Таблица 12.2

Основные параметры комплексов КИП бурения

	Курс-411	**Курс-613**	**Курс-713**
Усилие на крюке, до кН	50	200	300
Осевая нагрузка, до кН	30	30	30
Частота вращения, до, об/мин *		750/1500	750/1500
Давление промывочной жидкости до, МПа	10	10	10
Крутящий момент на шпинделе до, Нм		1500	
Крутящий момент на роторе до, Нм		3000	3000
Расход промывочной жидкости до, л/мин	150/300	150/300	150/300
Механическая скорость бурения до, м/ч	3/15*	3/15	5/25
Класс точности всех систем измерения, % **	4	4	4
Масса пульта показывающих приборов до, кг	50	60	70
Напряжение питания, В	380 ± 20 %	380 ± 20 %	380 ± 20 %
Частота питающей сети, Гц	50 ± 1	50 ± 1	50 ± 1

продолжение табл. 12.2

Температура окружающего воздуха, ºС	от –10 до 40	от –10 до 40	от –10 до 40
Относительная влажность при температуре воздуха 25 ºС, до %	95	95	95
Вибропрочность, до, Гц	80	80	80
Потребляемая мощность, до ВА	300	300	300

* Двухпредельная шкала на пульте показывающих приборов

** Исключение составляет класс точности измерителя осевой нагрузки, который равен 2 % от максимального усилия на крюке

– Уставки сигнализации и ограничения максимума момента имеет прибор ОМ-40. Этот же прибор имеет еще и уставку сигнализации максимума нагрузки на крюке, для информирования о затяжках в местах сужения ствола при подъеме. Принцип работы такой сигнализации тот же, что и для крутящего момента. Дело в том, что, как указывалось, прибор ОМ-40 работает от мощности приводного электродвигателя.

Крутящий момент выводится из мощности согласно формуле (9.13) – в которой частота вращения n учитывается резистором делителя (позиция 4 на рис. 9.3). Но аналогичным образом из мощности двигателя можно вывести и усилие на крюке $Q_{кр}$:

$$Q_{кр} = \frac{W}{V_n}, \qquad (12.1)$$

где W – мощность, затрачиваемая электродвигателем лебедки на подъем (у станков для бурения на ТПИ, вращатель и лебедка имеют один и тот же электродвигатель), а V_n – скорость подъема, которая, как и частота вращения, зависит от выбранной передачи и точно также может учитываться соответствующим положением рукоятки делителя.

Комплекс Курс-713 отличается от Курс-613 только верхними пределами измерения веса на крюке и механической скорости бурения, которые несколько выше.

Комплекс КУРС-411 включает четыре системы измерения: осевую нагрузку и вес, расход жидкости, давление жидкости и скорость бурения. Измеритель осевой нагрузки там также связан с самописцем круговой диаграммы, а измеритель расхода имеет уставку минимума. Прибор ОМ-40 и частотомер в эту аппаратуру не включены, но при наличии специального заказа поставляются отдельно.

При необходимости аппаратура Курс-613 и Курс-713 доукомплектовывается **блоком самописцев Румб–1**. Этот прибор схож с самописцем, изображенным на рис. 2.5. Отличие заключается в том, что Румб-1 представляет собой не одноканальный, а шестиканальный самописец, движущаяся бумажная лента которого разделена на 6 дорожек для записи осевой нагрузки, частоты вращения, расхода жидкости, давления жидкости, крутящего момента и скорости бурения. Блок самописцев исключительно удобен для распознания всевозможных ситуаций, связанных с процессом бурения. Сравнивая диаграммы записи всех шести регистрируемых параметров, можно **установить вид, время и глубину возникновения аварии**, **а также ее причину.** Получив на основании сопоставления диаграмм самописца с геологическим разрезом и конструкцией скважины полную информацию о состоянии скважины и бурового инструмента, можно разработать наиболее целесообразную программу ликвидации

Таблица 12.3

Основные параметры блока самописцев Румб 1

	УКБ-7	**УКБ-8**	**ЗИФ-1200**
Усилие на крюке до, кН			300
Осевая нагрузка до, кН	30	30/60	30
Частота вращения до, об/мин	750/1500	625/1250	
Расход промывочной жидкости до, л/мин	150/300	150/300	150/300

продолжение табл. 12.3.

Давление промывочной жидкости до, МПа	10	10	10
Крутящий момент до, Нм	1500/3000	2000/4000	1500
Механическая скорость бурения до, м/ч	3/15	5/25	3/15
Класс точности всех систем измерения (без учета датчиков) %	2.5	2.5	2.5
Масса пульта показывающих приборов до, кг	70	70	70
Напряжение питания, В	380 ± 20 %	380 ± 20 %	380 ± 20 %
Частота питающей сети, Гц	50 ± 1	50 ± 1	50 ± 1
Температура окружающего воздуха, ºС	от-10 до 40	от-10 до 40	от-10 до 40
Относительная влажность при температуре воздуха 25 ºС, до %	95	95	95
Вибропрочность до, Гц	80	80	80
Потребляемая мощность до, ВА	500	500	500

аварии, а в ходе дальнейших работ оценить успешность реализации этой программы, а также необходимость и направление ее корректировки.

Наличие блока самописцев Румб позволяет быстро и эффективно **разрабатывать оптимальные режимы бурения**.

В то же время рассматриваемый блок самописцев предъявляет высокие требования к квалификации работающего с ним персонала (служба наладки и ремонта, технологическая служба анализа диаграмм). Кроме того, стоимость этой аппаратуры довольно высока.

За рубежом буровые установки, предназначенные для бурения скважин глубиной порядка 1000 м на твердые полезные ископаемые и воду, также оснащаются достаточно полными комплексами КИП [19]. Данные об одной из таких установок приведены в табл. 12.4.

Таблица 12.4

Характеристика буровой установки фирмы КОКЕН (Япония)

Наименование	**Характеристика**
Параметры установки	
Глубина бурения бурильными трубами 89 мм, м	1000
Частоты вращения, до об/мин	280
Максимальный крутящий момент, Нм	15 000
Привод вращателя	Гидромотор
Подающее устройство	Гидроцилиндр с цепной передачей
Усилие подающего устройства вверх до, кН	220
Усилие подающего устройства вниз до, кН	100
Скорости подачи до, м/ч	240
Ход подачи, м	12
Тип бурового насоса	Поршневой с гидроприводом
Производительность бурового насоса, л/мин	200–1000
Давление до, МПа	4.0
Мощность электродвигателя гидропривода до, кВт	100
Максимальное давление в гидросистеме, МПа	30
Размер монитора для демонстрации параметров бурения, м	0.20 x 0.4
Объем памяти, Мб	512
Измерение глубины бурения до, м	1000
Измерение усилия гидравлики вверх до, кН	300
Измерение усилия гидравлики вниз до, кН	200
Измерение частоты вращения до, об/мин	300
Измерение крутящего момента до, Нм	15000
Измерение скорости подачи до, м/ч	300
Измерение хода подачи до, м	11
Измерение производительности бурового насоса до, л/мин	1000
Измерение давления на буровом насосе до, МПа	5

Из таблицы следует, что в дополнение к шести (или семи – вместе с весом бурильной колонны) параметрам процесса бурения, контролируемым рассмотренной выше аппаратурой Курс-613 (или Курс-713), зарубежная буровая установка оснащена еще двумя системами измерения: глубины забоя скважины и хода подачи (при подвижном вращателе), что обеспечивает определенные дополнительные преимущества.

Аппаратура переводит аналоговую информацию датчиков в цифровой код и обеспечивает подачу этой информации в компьютер. Компьютер получаемую информацию перерабатывает (например, суммирует углубку для вычисления глубины) и выдает на световое табло

Контрольные вопросы

1. Достоинства комплексного контроля параметров бурения.
2. Что означает ситуация, когда возрастает давление жидкости и при этом уменьшается подача насоса?
3. Что такое параметрический ряд буровых установок, почему он необходим, по какому размерному параметру строится?
4. От чего зависит оснащенность буровых установок КИП?
5. Как расшифровывается цифровой код аппаратуры: Курс-613?
6. Какие системы сигнализации имеет Курс-613?
7. Как расшифровывается цифровой код аппаратуры: Курс- 411?
8. Аппаратура Румб-1. Сколько и каких каналов она имеет?
9. Информация, обеспечиваемая Румб-1 в случае аварии.
10. Особенности оснащения КИП зарубежных буровых установок, предназначенных для бурения до 1000 м.

13. ЗАБОЙНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

13.1. Рост ошибок в оценке забойных процессов по мере возрастания глубины и кривизны скважины

Выше отмечалось, что установленные на поверхности приборы отражают забойную ситуацию с методической погрешностью, вызванной влиянием бурильной колонны.

Так, в разделе 1 указывалось, что при оценке количества промывочной жидкости, поступающей на ПРИ по данным расположенного на поверхности расходомера, возникает ошибка, обусловленная наличием утечек в соединениях бурильной колонны. В каждом соединении утечки возрастают со степенью изношенности резьбы (а также при увеличении давления жидкости и частоты вращения бурильной колонны). **Для бурильной колонны в целом вероятность утечек возрастает с числом соединений,** т. е. с глубиной скважины. Герметичность различных соединений различна. Есть соединения повышенной герметичности, (с уплотнительными коническими поясками). Но полностью риск утечек не устраняют и они. При большой глубине скважин утечки могут достичь опасных размеров.

При измерении давления промывочной жидкости и крутящего момента, **показания соответствующих приборов представляют собой сумму двух составляющих: той, которая приходится в целом на бурильную колонну и той, которая приходится на долото или коронку**. В неосложненных скважинах в ходе конкретного бурового рейса первая составляющая обычно изменяется несущественно. Вторая же составляющая подвержена постоянным изменениям, вызванным сменой пород, изменением работоспособности ПРИ, зашламованием забоя и т. д. Забойная составляющая представляет наибольший интерес с точки зрения диагностирования происходящих в ходе бурения процессов и предотвращения аварий.

С ростом глубины скважины, а, следовательно, составляющей давления и момента, зависящей от длины

бурильной колонны, относительная доля второй, т. е. забойной составляющей в показаниях рассматриваемых приборов непрерывно снижается. При достаточно большой глубине эта доля может дойти до нескольких процентов, и стать соизмеримой с погрешностью измерений. В итоге надежность оценки забойной составляющей сходит к нулю. Возможность использовать давление жидкости и крутящий момент в целях контроля забойных ситуаций перестает существовать.

Сходная, но более сложная ситуация, имеет место с осевой нагрузкой. Как известно, в процессе бурения бурильная колонна принимает форму винтовой пружины с большим шагом. Такая форма, а также вызываемые вращением центробежные силы, способствует контакту бурильной колонны со стенками скважины и возникновению существенных сил трения. Силы трения всегда направлены в сторону, противоположную движению и, т. к. в процессе бурения колонна постепенно смещается вниз, то силы трения оказывается направленными вверх. С учетом сил трения формула (6.3) оценки осевой нагрузки для случая бурения с разгрузкой принимает вид:

$$C = Q - q - F_m \ , \qquad (13.1)$$

где Q – вес бурильной колонны q – усилие разгрузки, а F_m – суммарная (по длине бурильной колонны) сила трения.

Таким образом, **в результате действия на бурильную колонну сил трения возникает методическая ошибка, из-за которой истинная осевая нагрузка, действующая на долото или коронку, меньше той, которая наблюдается по показаниям поверхностного прибора** (ГИВ, МКН и др.). Естественно, что силы трения растут с длиной контакта бурильной колонны со стенкой скважины. Поэтому чем больше глубина скважины, тем меньшую часть составляет истинная осевая нагрузка на ПРИ, от той, которую показывает прибор.

Другим влияющим на величину сил трения фактором является кривизна скважины. Из-за нее бурильная колонна подвергается дополнительному изгибу, причем изгибающие усилия прижимают колонну к стенкам скважины совместно с центробежными силами. Наличие участков скважины,

отличающихся существенной кривизной, вызывается сочетанием геологических и технологических причин, вероятность возникновения которых также растет с глубиной. **Можно утверждать, что, в каждом конкретном случае существует некоторая достаточно большая глубина, начиная с которой, контроль осевой нагрузки по данным поверхностного прибора становится невозможным.**

Особую сложность представляет контроль осевой нагрузки при бурении так называемых **горизонтальных скважин** [50] (рис. 13.1). Такая скважина забуривается (точка А) как обычная вертикальная скважина, но при приближении к продуктивному пласту (в районе точки Б) скважину искусственно искривляют, чтобы, в конце концов, направить "горизонтально" – вдоль продуктивного пласта (точка В).

Выше неоднократно подчеркивалось, что осевая нагрузка создается, за счет веса бурильной колонны. Однако у "горизонтальной" скважины в ее конечной горизонтальной части вес бурильной колонны в создании нагрузки на долото участвовать не может, т. к. колонна целиком лежит на стенке скважины и забойной составляющей не имеет. Зато в этой части скважины максимальны силы трения, которые мешают передаче на долото веса вертикальной части бурильной колонны (той, что условно находится выше точки Б).

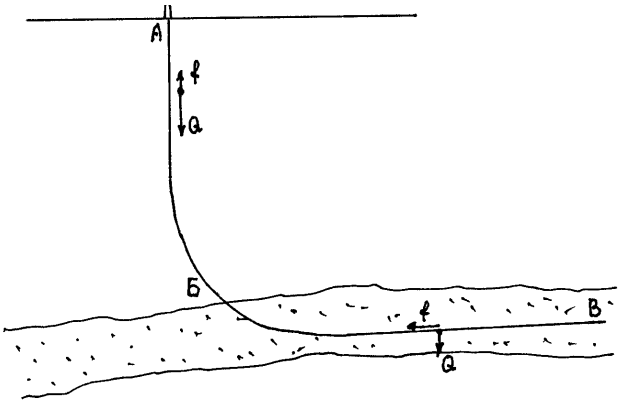


Рис. 13.1. Горизонтальная скважина

Из сказанного вытекает, что для случая бурения горизонтальной части скважины формулу (13.1) можно приближенно написать в виде

$$C = (Q_B - \mu Q_Г) - q \ , \qquad (13.2)$$

где Q_B и $Q_Г$ – значения веса вертикальной и горизонтальной частей скважины (участков $АБ$ и $БВ$ на рис. 13.1), а μ – коэффициент трения бурильных труб и их соединений о породу стенки горизонтальной части скважины (трением в вертикальной части скважины пренебрегаем).

Достаточно точная оценка значений Q_B, $Q_Г$ и μ с помощью поверхностного прибора представляет большие сложности. Забойный же датчик позволяет получить значение нагрузки на долото C непосредственно (т. е. без участия Q_B, $Q_Г$ и μ), что является важным преимуществом.

Частота вращения – это единственный из указанных выше шести параметров процесса бурения, забойное значение которого не отличается от измеряемого на поверхности при любой глубине скважины. Действительно, если бы, например, забойная частота роторного бурения оказалась меньше поверхностной (так бывает при возникновении прихвата, когда забойная частота равна нулю), то в колонне быстро росли бы деформации скручивания, и в результате, уже через несколько секунд бурильные трубы оказались бы порванными.

В целом сказанное о частоте вращения относится и к скорости бурения. Однако **в процессе бурения бывают моменты, когда поверхностное значение скорости (скорость подачи) не совпадает с истинной скоростью углубки.**

Это имеет место, когда бурильщик изменяет осевую нагрузку. При увеличении нагрузки “пружина” бурильной колонны дополнительно сжимается (укорачивается) и спидометр показывает фиктивный рост скорости. При уменьшении нагрузки пружина распрямляется, и некоторое время прибор показывает нулевую скорость (хотя не самом деле бурение продолжается) Количественную оценку этому явлению дает формула

$$V_п = V_з + \frac{L}{EF}\frac{dC}{dt}\ , \qquad (13.3)$$

где $V_п, V_з$ – скорости бурения – поверхностная и забойная (истинная), L – длина бурильной колонны, E – модуль продольной упругости ее материала, F – площадь поперечного сечения бурильной трубы, $\frac{dC}{dt}$ – производная осевой нагрузки по времени.

Приведенная формула получила название “формулы Дряхлова” (по имени ее автора). Из формулы следует, что различие между поверхностной скоростью и истинной (забойной) пропорционально длине колонны L и обратно пропорционально ее жесткости EF. Однако, если осевая нагрузка постоянна (не меняется во времени), то $\frac{dC}{dt} = 0$ (как производная от постоянной величины), и $V_п = V_з$. Скорость подачи равна скорости бурения.

Если же осевая нагрузка C возрастает, то выражение справа после знака плюс положительно, и фиктивная поверхностная скорость больше истинной забойной скорости. Наоборот, если осевая нагрузка убывает, то производная отрицательна и скорость подачи меньше, чем скорость углубки.

В процессе бурения осевая нагрузка большую часть времени поддерживается постоянной, и поэтому различия между $V_п$ и $V_з$ возникают редко и только на то короткое время, когда осевую нагрузку ввиду возникшей необходимости изменяют.

Однако различие между скоростью бурения и скоростью подачи имеет важное значение при создании автоматов подачи, работающих на основе показаний датчиков скорости и осевой нагрузки (см. ниже разд. 17). Чтобы автомат успешно выполнял свою функцию, он должен быть способен отличать истинную скорость бурения от фиктивной (вызванной упругими деформациями длины бурильной колонны).

Изложенное говорит в пользу применения забойных датчиков расхода и давления промывочной жидкости, крутящего момента и осевой нагрузки при бурении глубоких, а также сильно искривленных, (и, в первую очередь, “горизонтальных ”) скважин.

13.2. Проблемы, связанные с применением забойных датчиков

Широкому внедрению забойных датчиков препятствует необходимость решения ряда проблем [17, 38]. Две проблемы являются наиболее сложными. **Первая проблема состоит в том, что условия работы забойных датчиков крайне тяжелы**. Они размещаются в контейнере, расположенном внутри вращающейся бурильной колонны несколько выше ПРИ. Вместе с колонной датчики подвержены продольным и поперечным колебаниям различной частоты и амплитуды, а иногда и резким рывкам. Кроме того, забойные датчики находятся в условиях постоянного контакта с потоком промывочной жидкости, проходящим сквозь них на высокой скорости и под высоким давлением. Ситуация еще более осложняется тем фактом, что промывочная жидкость всегда содержит определенное количество шлама, т. е. твердых и часто абразивных частиц. Нередко эта жидкость включает и, химически агрессивные компоненты. Забойная температура в зависимости от глубины и местных условий может достигать 200 ºС, а иногда и более.

Для надежной работы в описанных условиях забойные датчики должны быть:

А) виброустойчивыми и ударопрочными;

Б) сохранять герметичность в условиях:

– высоких давлений промывочной жидкости;

– высоких скоростей содержащего абразивные частицы потока;

– опасности контакта с содержащимися в жидкости химически активными веществами;

В) быть устойчивыми к воздействию высоких забойных температур.

Когда речь идет о забойных датчиках, то понятие “надежность в работе” не ограничивается бесперебойным получением, переработкой и передачей на поверхность забойной информации. Поскольку речь идет об измерительных приборах, то необходимо их безусловное соответствие запланированным метрологическим характеристикам: классу точности, основной и дополнительной погрешностям. Необходимость удовлетворять жестким требованиям метрологии при крайне сложных внешних условиях приводит к оснащению забойных датчиков защитными системами, устраняющими влияние вышеописанных вредных воздействий. Все это сильно повышает сложность устройства и стоимость забойной аппаратуры и сокращает возможности ее широкого применения. Тем не менее, как упоминалось, уже сейчас существуют области применения (“горизонтальное бурение” и др.), где избежать использования забойной аппаратуры невозможно и где она, несмотря на а высокую стоимость, многократно самоокупается.

В будущем по мере отработки мелкозалегающих и легко разрабатываемых месторождений полезных ископаемых и при вынужденном переходе к более сложным – глубоким и сверхглубоким – месторождениям область применения забойных датчиков будет только расширяться.

Вторая сложная проблема заключается в необходимости создания надежного канала связи забойных датчиков с поверхностным пультом показывающих и самопишущих приборов. Канал связи должен быть таким, чтобы забойная информация поступала через него своевременно и без искажений (иными словами, чтобы ошибки измерений не превышали установленных предельных значений).

К настоящему времени разработано несколько принципиально различных методов передачи забойной информации на поверхность, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки.

Наиболее простым и легкоосуществимым методом является **запись информации датчика на забойный**

самописец. Доступ к забойному самописцу возможен только после окончания рейса и подъема бурового инструмента и приборного контейнера на поверхность. Тогда носитель записи извлекается из контейнера, и информация подвергается анализу.

При научных исследованиях этот метод может принести пользу, но для оперативного управления процессом бурения он непригоден, так как информация поступает после того, как контролируемый процесс уже завершен. В ходе следующего рейса ситуация может измениться.

Второй метод состоит в использовании специального электрического кабеля, протянутого от датчика к поверхности через бурильную колонну. С точки зрения качества передаваемой на поверхность информации этот метод близок к идеальному, так как он менее других методов подвержен воздействию помех. Однако этот метод сложен в осуществлении и дорогостоящ. Он требует организации выпуска на трубопрокатных заводах специальных бурильных труб и соединений, снабженных устройствами для прокладки в них секций кабеля Обычно секции центрируется относительно поперечного сечения трубы с помощью специальных перегородок, имеющих отверстия для прохождения кабеля и каналы для пропускания потока промывочной жидкости. Кроме того, замковые соединения должны обеспечивать стыковку и расстыковку кабельных секций при свинчивании и развинчивании свеч, а также надежную изоляцию стыковочных узлов от промывочной жидкости.

Ввиду указанных сложностей в настоящее время признано экономически целесообразным, применять кабельную связь забойных датчиков с поверхностью только в относительно редкиз, например, при бурении электробурами. В этом случае упомянутые изменения конструкции бурильной колонны по необходимости применяются для прокладки силового кабеля, дающего питание электробуру. Прокладка в тех же бурильных трубах и на тех же центрирующих устройствах рядом с силовым кабелем еще одного кабеля небольшого сечения для передачи забойной информации не приводит к значительному удорожанию общей схемы.

Третий метод характеризуется беспроводной передачей информации. Он существует в двух вариантах:

– с помощью электрического поля, передаваемого через толщу пород;

– с помощью волновых колебаний, возбуждаемых в столбе заполняющей скважину промывочной жидкости.

В бывшем СССР проводились работы по использованию первого метода (см. ниже, аппаратура ТИС-1200), тогда как за рубежом в развитых странах чаще применяется второй (хотя еще в 60-х годах он применялся и в СССР –см. рис. 10.4. "Частотомер гидроударов") Сейчас второй метод считается наиболее перспективным .

Метод передачи забойной информации через гидравлический канал основан на установке в забойном контейнере вибратора, на частоту генерируемых которым колебаний влияет значение измеряемого параметра. Например, на длину хода вибрирующего под действием потока жидкости элемента (близкого по принципу действия к гидроударной машине) может влиять ограничитель, связанный с датчиком осевой нагрузки. Чем больше осевая нагрузка, тем дальше выдвигается ограничитель, укорачивая ход вибрирующего элемента, и тем, увеличивая частоту колебаний последнего.

Подобно волновым импульсам, поднимающимся через поток промывочной жидкости в канале бурильных труб от работающего гидроударника (см. подраздел 10.5), волновые импульсы, создаваемые вибрирующим элементом, достигают устья скважины. Установленное на дневной поверхности приемное устройство, преобразует волновые импульсы жидкости в аналогичные импульсы электрического напряжения той же частоты. Далее электрические импульсы попадают в интегратор – преобразователь частоты импульсов напряжения в их амплитуду. В итоге преобразований на показывающий гальванометр подается постоянное напряжение, величина которого пропорциональна осевой нагрузке на забое скважины.

Гидравлические колебания [57] могут передаваться через столб жидкости на расстояние в полторы тысячи метров и более без существенных помех и искажений.

13.3. Устройство забойных датчиков

Забойный датчик осевой нагрузки

На рис. 13.2 представлен один из простейших забойных датчиков осевой нагрузки. Датчик смонтирован в нижней части бурильной колонны. Хвостовик 4 представляет собой трубу, размещенную внутри бурильной колонны 2. Верх хвостовика соединен с бурильной колонной, тогда как его нижний конец свисает свободно. В бурильную колонну параллельно хвостовику 4 включена бурильная труба 3, выполненная из стали повышенной эластичности.

Если осевая нагрузка равна нулю, то конец хвостовика не достигает обмоток 5 датчика. Если же создается осевая нагрузка, то под ее влиянием труба 3 сжимается и укорачивается по длине, и в результате конец хвостовика опускается в обмотки датчика, тем глубже, чем выше осевая нагрузка. Обмотки датчика содержат обмотки возбуждения (слева на рис. 13.2), питаемые от переменного тока. Каждой из двух обмоток возбуждения соответствует своя измерительная обмотка (справа

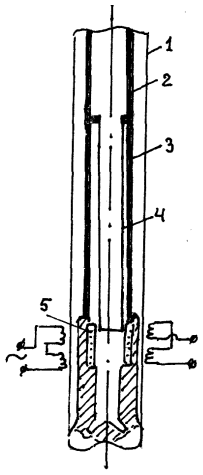


Рис. 13.2. Забойный датчик осевой нагрузки:
1 – стенка скважины; 2 – бурильная колонна; 3 – бурильная труба из высоко эластичного материала; 4 – хвостовик; 5 – обмотки датчика

на рисунке). **Две измерительные обмотки** расположены одна под другой, но при этом **подключены встречно** (по дифференциально-трансформаторной схеме – как на рис. 5.7)**, так что индуцированные в них ЭДС находятся в противофазе и вычитаются одна из другой**.

Если хвостовик расположен выше края верхних обмоток (осевая нагрузка отсутствует), то в верхней и нижней измерительных обмотках индуцируются одинаковые по величине и противоположные по фазе ЭДС. Они взаимно уничтожаются и напряжение на общем выходе измерительных обмоток равно нулю. При создании осевой нагрузки хвостовик входит в верхние обмотки датчика, и начинает работать как железный сердечник, сосредотачивающий в себе образуемый обмоткой возбуждения магнитный поток. Индуцируемая ЭДС в верхней измерительной обмотке возрастает, тогда как в нижней обмотке остается той же самой. В результате на общем выводе измерительных обмоток возникает напряжение, равное разности двух ЭДС. Это напряжение тем больше, чем глубже хвостовик погружается в верхнюю обмотку, т. е. оно пропорционально осевой нагрузке. Одним из вышеперечисленных способов измерительный сигнал передается на поверхность и, в конечном итоге, преобразуется в отклонение стрелки показывающего прибора. Питание датчика осуществляется от помещенного в призабойный контейнер аккумулятора, постоянное напряжение которого преобразуется в напряжение переменного тока высокой частоты (преобразователем, помещенным в этот же контейнер).

Аппаратура ТИС-1200

В СССР выпускалась **аппаратура забойного контроля осевой нагрузки и крутящего момента под названием ТИС-1200** [34]**,** что означает телеизмерительная система для скважин глубиной до 1200 м (рис. 13.3). Аппаратура состоит из поверхностного 1 и забойного 11 блоков. В забойном контейнере размещаются:

– **источник питания**. Он состоит из аккумулятора и преобразователя его постоянного напряжения в переменное с частотой 1600 Гц;

– **магнитоупругий датчик осевой нагрузки** (сходный с изображенным на рис. 5.7) **и магнитоупругий датчик**

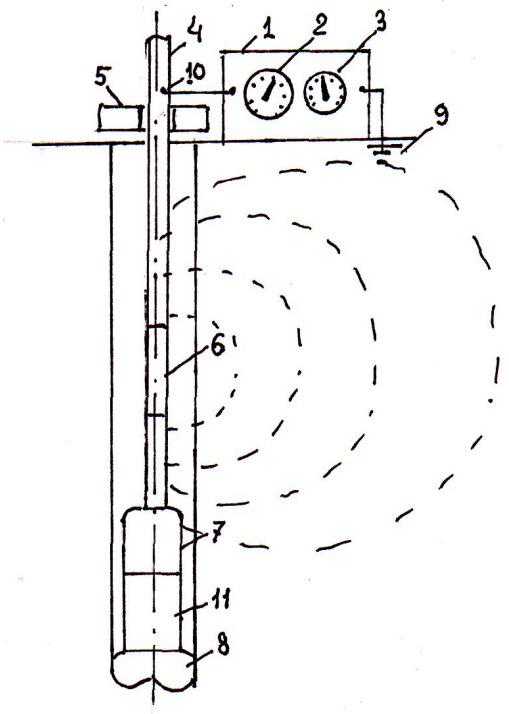


Рис. 13.3. Аппаратура забойного контроля осевой нагрузки и крутящего момента ТИС-1200:
1 – поверхностная часть; 2 – прибор, показывающий нагрузку; 3 – прибор, показывающий момент; 4 – бурильная колонна; 5 – ротор; 6 – бурильная труба из изолирующего материала; 7 – УБТ; 8 – ПРИ; 9 – заземление; 10 – контакт с колонной (контактные кольца); 11 – забойный контейнер

момента (близкий к рис. 9.2). Датчики вырабатывают электрические сигналы нагрузки и момента в виде переменного

напряжения с частотой 1600 Гц. Амплитуда (т. е. величина) напряжения датчиков тем выше, чем выше нагрузка и момент;

– **шифраторы**. Они представляют собой генераторы напряжения переменной частоты, причем эта частота зависит от амплитуды управляющего напряжения, в качестве которого используются сигналы датчиков нагрузки и момента. **Преобразование амплитуды входного по отношению к шифратору напряжения в частоту напряжения на его выходе называется частотной модуляцией.**

При изменении напряжения датчика осевой нагрузки от нуля до максимума частота преобразованного шифратором сигнала меняется от 24 до 21 Гц. Преобразованный сигнал момента изменяется от 34 (минимальный момент) до 30 Гц;

– **усилители** мощности. Эти устройства повышают мощность частотно модулированных сигналов до значений, необходимых для их прохождения через толщу пород. Усиленные частотно модулированные сигналы нагрузки и момента распространяются в виде электромагнитного поля, создаваемого между забойной частью аппаратуры и остальной бурильной колонной, как между двумя электрическими зарядами, разделенными изолирующей бурильной трубой 6. Достигнув поверхности, электромагнитное поле передается на блок показывающих приборов 1 через контакт 10 и заземление 9. Сигналы нагрузки и момента после усиления поступают на отдельные дешифраторы, где частотно-модулированные сигналы опять превращаются в амплитудно-модулированные и после выпрямления поступают каждый на соответствующий показывающий прибор (2 и 3).

Недостаток описанной схемы в том, что канал передачи информации, основанный на электромагнитном поле, перестает быть надежным после достижения относительно небольшой (1200 м) глубины скважин, тогда как нужда в забойных измерениях параметров процесса бурения (особенно для нефтяных и газовых скважин) с глубиной все более возрастает.

Контрольные вопросы

1. Причина разницы в расходах жидкости, подаваемых буровым насосом, с теми, которые омывают забой.
2. От чего зависит ухудшение с глубиной бурения точности оценки крутящего момента, и давления жидкости?
3. Как отличается забойное значение осевой нагрузки от поверхностного? В чем причина?
4. Когда скорость подачи бурильной колонны отличается от скорости бурения? Когда первая больше и когда меньше второй?
5. Каким образом вес горизонтальной части скважины участвует в создании осевой нагрузки на долото?
6. Виды каналов передачи информации с забоя на поверхность.
7. Факторы, затрудняющие работу забойных датчиков.
8. Принцип работы гидравлического канала связи.
9. Элементы и работа забойного датчика осевой нагрузки.
10. Элементы и работа аппаратуры ТИС-1200.

14. СКВАЖИННЫЕ КИП

14.1. Особенности скважинных приборов

Скважинные КИП представляют собой широкую группу приборов, предназначенных для проведения исследований в стволе скважины. Как упоминалось, в эту группу входят измерительные средства, рассматриваемые в курсах скважинной геофизики, а также средства управления траекториями скважин и др. В настоящем разделе представлены некоторые из наиболее распространенных скважинных приборов, имеющих, к тому же, определенное сходство по своему назначению и принципу действия с вышерассмотренными КИП контроля процесса бурения. На основе полученной с помощью этих приборов информации принимаются решения, определяющие технологию проводки скважины. Это такие решения, как глубина спуска очередной обсадной колонны, состав и объем цементного раствора для затрубной цементации, или, наконец, решения о пригодности для эксплуатации встреченного пласта полезного ископаемого.

Скважинные КИП сходны с забойными в том отношении, что они также имеют спускаемые в скважину датчики, расположенные на поверхности показывающие приборы, а также канал связи, соединяющий первые и вторые. Часто канал связи обеспечивается кабелем, на котором опускают датчик скважинного прибора, но иногда в общем корпусе с датчиком располагают самописец, а сам корпус перемещают по стволу на стальном канате. **Отличие скважинных приборов от забойных в том, что они могут работать не только на забое скважины (или вблизи него), но и в любом заданном интервале ствола**.

Скважинные приборы обычно не могут функционировать в ходе процесса бурения (одновременно с ним). Углубку приостанавливают и производят подъем бурильной колонны. Нередко перед использованием скважинных приборов ствол скважины тщательно прорабатывают, а промывочную жидкость

заменяют на свежеприготовленную в соответствии с требованиями, предъявляемыми при работе данных приборов.

14.2. Контроль скважинных давлений

Наряду с манометрами, расположенными не поверхности и чаще всего служащими для контроля потерь давления при движении жидкости в трубопроводах (таких, как НКТ и бурильная колонна), существуют также скважинные (глубинные) манометры. Применение глубинных манометров особенно важно в случаях, когда требуется определить давление в интервалах скважины, изолированных пакерами.

Пластоиспытатель

Важным объектом использования глубинных манометров являются пластоиспытатели [3, 17] (рис. 14.1). Эти устройства используют, когда в ходе бурения разведочной скважины (еще не достигшей запланированной глубины) попадаются нефтяные пласты, перспективность которых следует оценить, перед тем как продолжить бурение.

Положение А: В скважину 1 спущена бурильная колонна 2, с пакером 5. Ниже пакера (в подпакерной зоне) располагаются фильтр 9, впускной клапан 4 (в закрытом положении) и глубинный манометр 6. Бурильную колонну опускают до забоя скважины, и при этом (согласно расчету) фильтр должен оказаться напротив продуктивного пласта 3. Бурильная колонна висит на крюке, и ее низ только касается забоя (либо расположен немного выше его). Скважинное давление в подпакерной зоне равно гидростатическому давлению на этой глубине:

$$p_n = p_c . \qquad (14.1)$$

Это давление показывает глубинный манометр 6,

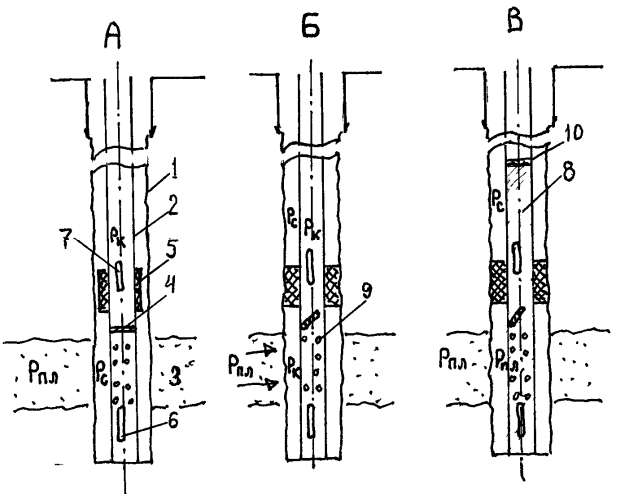


Рис. 14.1. Использование глубинных манометров в пластоиспытателях: *А – При $p_п=p_с$; Б – При $p_п=p_к$; В – При $p_п=p_{пл}$; $p_п$ – подпакерное давление; $p_{пл}$ – пластовое давление; $p_с$ – гидростатическое скважинное давление; $p_к$– давление в канале бурильной колонны; 1 – ствол скважины; 2 – бурильная колонна; 3 – нефтяной пласт; 4 – впускной клапан; 5 – пакер; 6, 7 – глубинные манометры; 8 – столб нефти; 9 – фильтр; 10 – запорный клапан*

находящийся ниже фильтра, причем, как это всегда требуется для нормального процесса бурения:

$$p_с > p_{пл}\,. \qquad (14.2)$$

Нефть в скважину поступать не может Манометр 7, расположенный выше впускного клапана, показывает давление внутри бурильной колонны, которое должно быть много ниже гидростатического давления на уровне продуктивного пласта.

$$p_к << p_с\,. \qquad (14.3)$$

Бурильная колонна может быть либо пустой, либо (что бывает чаще) частично заполненной буровым раствором.

Положение Б: Бурильную колонну опирают о забой и это усилие (через специальный шлицевой разъем) передается на пакер и на впускной клапан. До этого момента диаметр

резинового пакера был меньше диаметра скважины, что обеспечивало беспрепятственный спуск. Под сжимающим действием упомянутого усилия пакер деформируется, т. е. укорачивается по высоте и увеличивается в диаметре. Благодаря последнему резина плотно прижимается к стенкам ствола скважины. Происходит пакеровка, т. е изоляция подпакерного пространства от остальной части скважины. Под действием все того же усилия опоры бурильной колонны о забой скважины сразу вслед за пакеровкой открывается впускной клапан 4, и подпакерная зона соединяется с каналом бурильной колонны. Таким образом, в положении Б имеет место равенство

$$p_п = p_к \ , \qquad (14.4)$$

когда оба глубинных манометра показывают низкое давление специально созданное в бурильной колонне. А поскольку равенство (14.3) остается в силе, то оказывается, что

$$p_{пл} >> p_п \, , \qquad (14.5)$$

и нефть (точнее пластовая жидкость) устремляется из области высокого давления в область низкого давления, а именно из пласта в подпакерную зону (что и показано стрелками на рисунке). Нефть заполняет эту зону и, проходя мимо открытого впускного клапана, постепенно поднимается вверх по бурильной колонне.

Положение В: Подъем столба нефти ограничивается закрытием (путем поворота бурильной колонны) запорного клапана 10, но поступление пластовой жидкости в скважину продолжается до тех пор, пока давление в подпакерной зоне не сравняется с пластовым.

$$p_п = p_{пл} \ . \qquad (14.6)$$

Когда это происходит, показания глубинных манометров 6 и 7 становятся одинаковыми.

После завершения описанного цикла опробования бурильную колонну приподнимают над забоем, так что сжимающее пакер усилие пропадает. Производятся распакеровка и перекрытие впускного клапана 4, с

последующим подъемом бурильной колонны. Находящуюся в ней пластовую жидкость отбирают и передают для изучения. Тоже делают с диаграммами записи глубинных манометров и в конечном итоге на основании полученной информации определяют:

– пластовое давление;
– возможный дебит;
– наблюдаемый и потенциальный коэффициенты продуктивности;
– степень призабойной кольматации

Глубинный манометр

На рис. 14.2 изображен простейший **скважинный манометр** [17, 34], имеющий в своем составе записывающее устройство. При нахождении манометра в стволе скважины скважинная жидкость 11 сквозь отверстие 10 проникает в нижний отсек корпуса. Существующее на данной глубине давление скважинной жидкости заставляет сжиматься металлическую гармошку сильфона 9, предавая давление на рабочую жидкость 12. Использование специальной рабочей жидкости и сильфона 9 для ее отделения от скважинной жидкости необходимо, т. к. скважинная жидкость способна засорить геликс 8 и вывести прибор из строя (см. также пояснения к рис. 5.2.). В качестве рабочей жидкости используют лигроин, ввиду его низкой вязкости. Рабочая жидкость находится в замкнутом пространстве, состоящем из полостей сильфона и геликса. Давление заставляет геликс (см. рис. 5.5) раскручиваться, поворачивая ось 13 и перо 14.

Перо 14 прижимается к стакану 15, внутренняя поверхность которого выстлана специальной бумагой, обработанной титановыми белилами и воском. На такой бумаге острие пера оставляет отчетливый след.

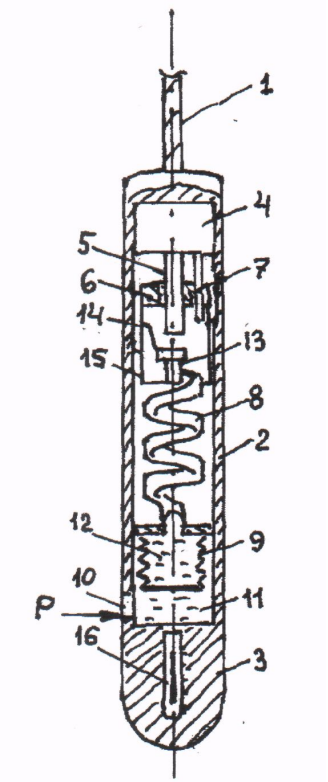


Рис. 14.2 Скважинный (глубинный) манометр:
1 – тросик (либо бурильная колонна); 2 – корпус; 3 – направляющий груз; 4 – двигатель (часовой механизм); 5 – вал с наружной резьбой; 6 – дно стакана с внутренней (ответной) резьбой; 7 – направляющий шток; 8 – геликс; 9 – сильфон; 10 – отверстие в корпусе; 11 –скважинная жидкость; 12 – рабочая жидкость; 13 – ось геликса; 14 – перо; 15 – стакан; 16 – максимальный термометр

Если бы стакан был неподвижен, то след от пера представлял бы собой горизонтальную риску, длина дуги которой соответствовала бы наибольшему давлению, имевшему место в ходе работы манометра между его спуском и подъемом. Однако стакан с течением времени опускается, и поэтому вместо риски перо оставляет диаграмму изменения давления во

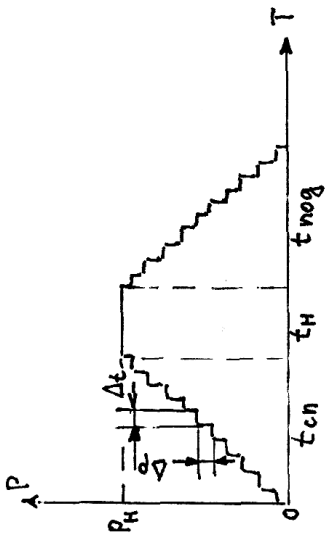


Рис. 14.3. Расшифровка диаграммы глубинного манометра:
T – время, как переменная величина; $t_{сп}, t_н, t_{под}, \Delta_t$ *– соответственно время спуска манометра, время его пребывания на выбранной максимальной глубине, время подъема, а также время обработки одной свечи;* $P, p_н, \Delta_p$ *– соответственно давление вообще (обозначение оси давления), наибольшее давление на максимальной глубине и изменение давления при спуске на одну свечу*

времени. Опускание стакана происходит из-за вращения вала 5 часового механизма 4. На валу 5 выполнена резьба, на которую навернуто дно 6 стакана 15 . Проходящим сквозь отверстие в дне штоком 7 стакан застрахован от вращения. **При вращении вала 5 вправо, дно 6 и сам стакан 15 без вращения опускаются вниз.** Время работы часового механизма доходит до 48 ч. Имеющий обтекаемую форму направляющий груз 3 предотвращает застревание прибора на уступах ствола скважины при спуске. Диаграмма спускаемого **на бурильной колонне** глубинного манометра представлена на рис. 14.3. Начало отсчета времени и давления (нуль координат) соответствует моменту опускания корпуса манометра в жидкость, заполняющую устье скважины. Спуск ведется по

одной свече. Ступенька диаграммы, направленная вдоль оси давлений, соответствует спуску одной свечи. При этом давление возрастает на величину

$$\Delta_p = 9{,}81\rho l\,, \qquad (14.7)$$

где ρ – плотность жидкости, а l – длина свечи.

При свинчивании свеч и сопутствующих свинчиванию операциях давление на манометре не возрастает, но затрачивается время Δt. По сравнению со временем, затрачиваемым на соединение свечи с бурильной колонной, доля в Δt времени собственно спуска свечи невелика.

График демонстрирует, что за время спуска $t_{сп}$ до некоторой запланированной максимальной глубины давление (согласно глубинному манометру) ступенями достигает наибольшей величины $P = p_н$.

На предельной глубине манометр продолжает находиться время $t_н$, после чего, свеча за свечой, в течение интервала времени $t_{под}$ происходит подъем, имеющий на диаграмме вид, схожий со спуском. Различие заключается лишь в том, что давление теперь ступеньками падает от $P = p_н$ до ноля (достигает оси времени).

Масштабы времени и давления определяют еще на поверхности, в процессе градуировки. Скважинный манометр устанавливают в одну линию с образцовым манометром (см. рис. 2.1). Через известные интервалы времени (по часам) задают несколько значений давления. Далее известные значения интервалов времени и давления сравнивают с соответствующими отрезками на диаграмме.

Включенный в состав глубинного манометра максимальный термометр 16 служит для корректирования показаний манометра на температуру. Дело в том, что даже если давление окружающей манометр скважинной жидкости останется без изменений, но при этом возрастет температура, то находящаяся в замкнутом пространстве рабочая жидкость расширится, и прибор покажет повышение давления

(аналогичное явление происходит в мзмерителе осевой нагрузки ГИВ – см. примечания к рис. 7.2).

Если на поверхности давление и температура равны $p_п$ и $\theta_п$, а на наибольшей глубине спуска $h_н$ зарегистрировано давление $p_н$, и температура $\theta_н$ (ее зафиксирует максимальный термометр), то истинное давление на максимальной глубине (с учетом повышения температуры)

$$p_н^и = p_н - \Delta_{p\theta}, \qquad (14.8)$$

где $\Delta_{p\theta}$ – поправка на повышение давления, вызванное ростом температуры с $\theta_п$ до $\theta_н$.

Значение $\Delta_{p\theta}$ устанавливают на поверхности экспериментально. Для этого при атмосферном давлении скважинный манометр помещают в термостат (устройство, позволяющее задать требуемую температуру) и там производя нагрев с $\theta_п$ до $\theta_н$, определяют соответствующее изменение показаний прибора.

Если температура растет с глубиной линейно (например, согласно геотермическому градиенту), то истинное значение давления на некоторой промежуточной глубине $h < h_н$ можно оценить по зарегистрированному манометром на этой глубине значению p как

$$p_и = p - \frac{\Delta_{p\theta}}{h_н} h. \qquad (14.9)$$

Если же рост температуры происходит нелинейно, то необходимо:

1. С помощью скважинного термометра получить шкалу изменения температуры при увеличении глубины скважины на один и тот же интервал (например, через каждые 50 м);

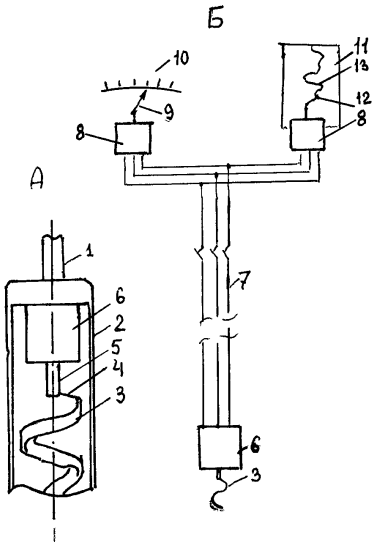


Рис. 14.4. Сельсинная передача сигнала манометра:
А – верхний отсек корпуса прибора; Б – схема подключения сельсинов; 1 – кабель; 2 – корпус глубинного манометра; 3 – геликс; 4 – рычаг передачи вращения с геликса на вал сельсина; 5 – вал; 6 – сельсин-датчик; 7 – жилы кабеля; 8 – сельсин-приемник; 9 – стрелка; 10 – шкала; 11 – движущаяся лента; 12 – перо самописца; 13 – график

2. Поместить скважинный манометр в термостат и (при атмосферном давлении) поочередно задать полученные термометром согласно пункту 1 значения температуры и зафиксировать соответствующие увеличения давления (поправки на температуру) $\Delta_{p\theta}$;

3. После окончания работы с глубинным манометром в ходе расшифровки записи давлений в их значения внести температурные поправки с учетом глубины и шкалы поправок согласно пунктам 1 и 2.

Передача сигнала манометра на поверхность

Глубинные манометры того типа, который изображен на рис. 14.2 в целом достаточно эффективны, но тот факт, что у

них нет непосредственной связи с поверхностью, представляет существенные неудобства.

В современных манометрах этот недостаток преодолен. На рис. 14.4 представлен манометр с сельсинной передачей сигнала. На рис. 14.4, *А* представлена только верхняя часть прибора, поскольку его нижняя часть (ниже линии разрыва) в принципе идентична, манометру на рис. 14.2.

Давление в скважине воздействует на разделительный элемент (сильфон). Сильфон передает это давление на рабочую жидкость, которая заставляет раскручиваться витки геликса 3, который через рычаг 4 поворачивает вал 5 сельсина-датчика 6 (о работе сельсина см. примечания к рис. 11. 3) Ротор сельсина-датчика относительно своего предшествующего положения поворачивается на некоторый угол и вызывает пропорциональное этому углу изменение напряжения. Через жилы кабеля 7 напряжение сельсина-датчика подается на два сельсина-приемника. Роторы последних под действием этого напряжения поворачиваются относительно своих предыдущих положений на тот же угол, что и ротор сельсина-датчика.

Вал левого (на рисунке) сельсина-приемника поворачивает стрелку и таким образом позволяет вести непрерывное визуальное наблюдение за давлением в скважине. Аналогичным образом вал правого сельсина перемещает по движущейся бумажной ленте перо, которое вычерчивает график давления.

14.3. Контроль скважинных температур

Скважинные термометры позволяют получить информацию о температурах на различных интервалах ствола скважины. Так, при проведении цементации затрубного пространства, знание температуры позволяет правильно подобрать рецептуру цемента. Существуют цементы для скважинных температур до 50 ºС – “цемент для холодных скважин”, для температур до 100 ºС, до 150 ºС, и свыше 150 ºС. Ошибка в определении температуры может привести к серьезным авариям. Если, например, вследствие отсутствия скважинного термометра либо его неисправности оценка

температуры окажется заниженной, и вместо цемента для ”горячих” скважин будет использован цемент для скважин “холодных”, то это приведет к преждевременному (до завершения продавливания) схватыванию цемента. Результатом такой аварии в лучшем случае будут значительные потери времени и средств, в худшем же случае единственным выходом из аварийной ситуации может оказаться закрытие скважины.

Использование скважинных термометров – термометрию применяют и для решения ряда других проблем. Это:

– определение мест негерметичности обсадных колонн – по поступлению скважинной жидкости с температурой, отличающейся от температуры раствора внутри колонны;

– определение фактического срока схватывания цементного кольца, т. к. процесс схватывания иднт с выделением тепла;

– решение вопроса о возможности использования бурильных труб из прочной высокоуглеродистой стали в условиях сероводородной агрессии – установлено, что сероводородное охрупчивание и разрушение таких сталей происходит лишь при температурах ниже 60^0С.

Физический принцип действия скважинного термометра (рис. 14.5**)** заключается в том, что (как упоминалось) давление в находящейся в замкнутом пространстве рабочей жидкости зависит от ее температуры.

Чувствительным элементом прибора является термобаллон 4. В отличие от сильфона на рис 14.2, термобаллон не может передавать рабочей жидкости 7 давление скважинной жидкости 6, так как обладает жесткими стенками. Однако при этом термобаллон передает скважинную температуру. Если температура изменяется (увеличивается, либо уменьшается), то увеличивается, либо уменьшается объем рабочей жидкости, вызывая соответствующее изменение давления. Давление же действует на геликс 3 и самописец точно так же, как и в глубинном манометре (но это давление несет информацию только о температуре).

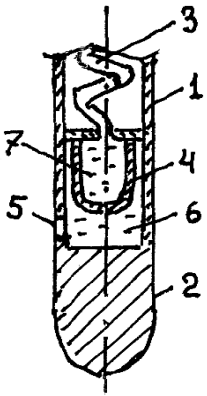


Рис. 14.5. Скважинный термометр:
1 – корпус; 2 – направляющий груз; 3 – геликс; 4 – термобаллон; 5 – отверстие; 6 – скважинная жидкость; 7 – рабочая жидкость

Таким образом, конструктивно скважинный термометр отличается от глубинного манометра только тем, что эластичный сильфон в нем заменен жестким термобаллоном. Все, остальное из того, что на рисунке 14.5 расположено выше линии разрыва (перо, стакан, вал и часовой механизм,– либо сельсин) в точности совпадает с рис 14.2.

14.4. Контроль скважинных перетоков жидкости

Скважинный расходомер на основе тахогенератора

Для контроля внутрискваженных перетоков пластовых жидкостей используют суважинные расходомеры [12]. **Скважинный расходомер** (рис. 14.6) работает следующим образом. В положении, показанном на рисунке, он спущен на кабеле 2 в зону, где предполагается переток скважинной жидкости в направлении снизу вверх. Часть потока движется между стенками 1 скважины и корпусом 3 прибора. Другая часть потока попадает внутрь корпуса и, встречая на своем пути

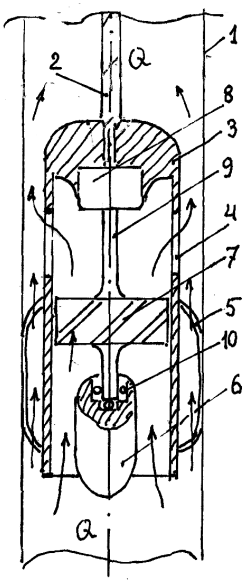


Рис. 14.6. Скважинный расходомер:
1 – стенка скважины; 2 – кабель 3 – корпус; 4 – окно; 5 – пружинный центратор; 6 – обтекатель; 7 – турбинка; 8 – тахогенератор; 9 – вал; 10 – подшипник; Q *– расход жидкости*

турбинку 7, приводит ее во вращение и затем выходит из прибора через окна 4. Колесо турбинки через вал 9 вращает тахогенератор 8, напряжение которого пропорционально скорости вращения вала 9, т. е. – расходу жидкости. Это напряжение по кабелю передается на расположенный на поверхности прибор, дающий отсчет расхода Q.

Данный турбинный расходомер, (как и электромагнитный расходомер на рис. 8.8.) относится к типу **скоростных расходомеров.** По сути дела, на лопасти турбинки действует не расход жидкости, как таковой, а скорость потока V. Зная скорость, расход жидкости можно получить по формуле:

$$Q = \kappa VS \ , \qquad (14.10)$$

где S – площадь поперечного сечения скважины (определяется на основании известного по данным кавернометрии диаметра

скважины в месте размещения расходомера), а κ – коэффициент, учитывающий площадь, которую в поперечном сечении занимает расходомер, а также неравномерность распределения скоростей потока по сечению скважины.

Известно, что скорости потока жидкости в канале круглого сечения максимальны в центре и минимальны у периферии. Причина этого в силах трения между стенками канала и жидкостью. Это явление учитывается при установке центраторов 5. Три расположенные под углом 120^0 плоские пластинчатые пружины упираясь, скользят вдоль стенок скважины и тем обеспечивают нахождение корпуса расходомера в центре сечения. В таком положении коэффициент κ примерно постоянен. При отсутствии же центраторов корпус датчика ложился бы на одну из стенок, что привело бы к методической погрешности измерения расхода из-за неопределенности значения коэффициента κ. **Таким образом, κV есть усредненное значение скорости потока по его "живому" (фактическому) сечению.**

Для градуировки глубинного расходомера его ставят в одну линию с образцовым расходомером. Глубинный расходомер устанавливают по центру сечения канала, выполненного из труб разных диаметров, имитирующих ствол скважины. Коэффициент κ определяют из выражения (14.10):

$$\kappa = \frac{Q}{VS} \ . \qquad (14.11)$$

Чтобы воспользоваться этой формулой, первоначально показания глубинного расходомера получают для случая, когда диаметр трубы равен внутреннему диаметру самого глубинного расходомера (когда вся жидкость течет через него и коэффициент κ=1). Поскольку, напряжение, вырабатываемое датчиком (его "сигнал"), характеризует скорость жидкости, воздействующую на турбинку, то, изменяя расход жидкости (по показаниям образцового прибора), шкалу вольтметра в требуемом диапазоне расходов градуируют в скоростях по формуле

$$V = \frac{Q}{S} \ . \qquad (14.12)$$

Далее (как указывалось выше) расходомер устанавливают посреди сечения трубы большего диаметра, так что крыльчатку теперь вращает не весь поток, а только его центральная часть. Увеличивая расход, проходят через те же скорости (обозначенные числовыми отметками на шкале скоростей). Очевидно, что тем же скоростям при большей площади сечения теперь должны соответствовать большие расходы по образцовому прибору. Однако по указанным выше причинам зависимость расхода от скорости теперь не будет строго пропорциональной, т. к. коэффициент $\kappa \neq 1$ (меньше ее). Фактическое значение коэффициента κ для стволов скважин разных диаметров (точнее имитирующих их труб) получают вышеописанным способом по формуле (14.11), в которой S – известная площадь поперечного сечения трубы, V – скорость жидкости по показаниям скважинного расходомера, а Q – соответствующий этим показаниям расход по образцовому расходомеру. Далее отградуированным прибором пользуются в реальных условиях, когда, снимая показания глубинного расходомера в скоростях потока V, расход вычисляют согласно выражению (14.10) по известным S и κ.

Импульсный расходомер

Более высокую точность измерения расхода жидкости расходомером этого же рассмотренного типа можно получить, преобразовав частоту вращения турбинки в электрические импульсы. Метод подсчета количества импульсов в единицу времени (в минуту) принципиально тот же, как и при измерении частоты гидроударной машины (см. примечания к рис. 10.5).

Электрическая схема прибора дана на рис. 14.7. Прибор питается от постоянного тока аккумулятора 13. В генераторе 1 высоких частот постоянный ток преобразуется в переменный с частотой до 2000 Гц (высокая частота повышает индуктивность прибора, а, следовательно, его чувствительность). Переменный ток подается на трансформатор 2, вторичная обмотка которого

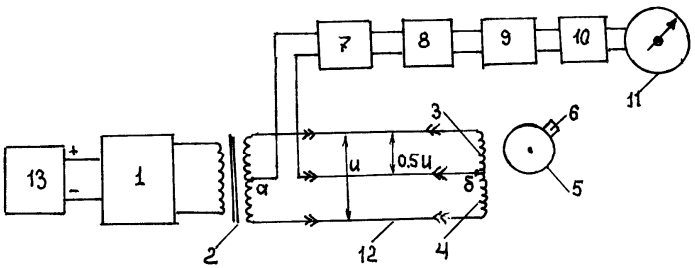


Рис 14.7. Схема импульсного скважинного расходомера:
1– генератор высоких частот; 2 – трансформатор; 3, 4 – обмотки датчика; 5 –вал турбинки; 6 – пермаллоевая пластинка; 7 – выпрямитель; 8 – усилитель; 9 – калибратор импульсов; 10 – интегратор; 11 – гальванометр; 12 – каротажный кабель; 13 – аккумулятор

через трехжильный кабель 12 связана с обмотками 3 и 4 генератора импульсов. Обе эти обмотки вместе служат нагрузкой трансформатора, на них происходит падение напряжения u, подаваемого с его вторичной обмотки. Т. к. параметры обмоток 3 и 4 одинаковы, то на каждой происходит падение половины напряжения. Точка *б* – соединения обмоток – жилой кабеля соединена с точкой *а* на вторичной обмотке трансформатора. Поскольку точка *а* расположена в середине вторичной обмотки, то она также соответствует половине напряжения – $0.5u$. Отсюда следует что, потенциалы точек *а* и *б* одинаковы, и ток между ними протекать не может.

Однако описанная ситуация имеет место только при нахождении турбинки в покое, т. е. когда расход жидкости отсутствует. При протекании жидкости, вызывающей вращение турбинки и ее вала 5, положение меняется.

Пермаллоевая пластинка 6 (выполненная из сплава железа с никелем) обладает высокой способностью концентрировать в себе магнитный поток. **Каждый раз, когда пластинка проходит вблизи обмотки 3, она резко повышает индуктивность этой обмотки и вызывает импульс ЭДС.**

Когда же пластинка 6 оказывается на противоположной от обмотки 3 стороне вала 5, импульс ЭДС гаснет.

В момент импульса ЭДС напряжение на обмотке 3 возрастает и становится больше, чем напряжение на обмотке 4. По этой причине потенциал точки *б* перестает быть равным потенциалу точки *а* и по соединяющей эти точки жиле кабеля пробегает электрический ток. Импульс ЭДС возникает один раз за один оборот вала 5. Чем выше скорость потока жидкости, тем больше оборотов в минуту совершают турбинка и ее вал и тем больше импульсов тока протекает за этот же интервал времени по жиле между точками *а* и *б*.

Каждый из описываемых импульсов проходит в принципе ту же обработку, что и импульс гидроударной машины в частотомере гидроударов (рис 10.4): это выпрямляющий мост 7, усилитель 8, калибратор импульсов 9, и интегратор 10. С интегратора пропорциональное частоте вращения турбинки напряжение подается на показывающий прибор 10, проградуированный в единицах скорости потока жидкости. Расход жидкости определяют по скорости потока в зависимости от диаметра ствола скважины согласно методике, описанной выше – см. формулу (14.10) и примечания к ней.

Глубинные расходомеры в основном применяются при бурении скважин на жидкие полезные ископаемые. С их помощью обнаруживают **внутрискважинные перетоки** (рис. 14.8)**.** На рисунке представлены два содержащих жидкость проницаемых пласта (2 и 3). Так как в верхнем пласте давление меньше, жидкость из нижнего пласта полностью перетекает в верхний. Расходомер 4 на кабеле спускают в скважину и периодически останавливают для производства замеров. В рассматриваемом на рисунке случае все замеры, сделанные выше кровли верхнего пласта, покажут расход $Q = 0$ (из-за неподвижности жидкости в скважине, турбинка не вращается). Замеры, сделанные на интервале мощности пласта 2, покажут расходы, которые от кровли пласта до его подошвы растут от нуля до максимума. Этот максимальный расход будет сохраняться при опускании расходомера от подошвы пласта 2 до кровли пласта 3 (т. е. в зоне перетока). При опускании

прибора от кровли пласта 3 до его подошвы расход будет падать от максимума до нуля. Ниже подошвы пласта 3 расход снова окажется нулевым.

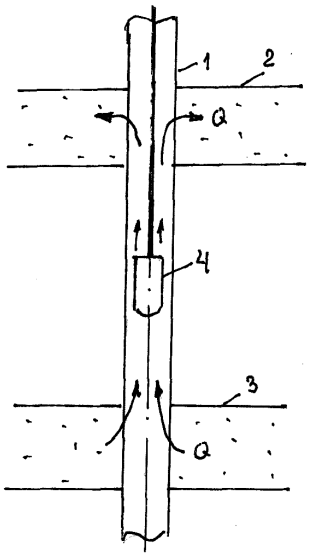


Рис. 14.8. Установление внутрискважинного перетока жидкости:
1 – скважина; 2 – пласт, содержащий жидкость под низким давлением; 3 – пласт, содержащий жидкость под высоким давлением; 4 – датчик скважинного расходомера

Перетоки пластовой жидкости из высокопродуктивного нефтяного пласта в низкопродуктивный снижают общую продуктивность месторождения. Если же нефть перетекает в пласт, содержащий воду, то к этому добавляется экологическое загрязнение последнего. По указанным причинам после обнаружения, скважинные перетоки стремятся ликвидировать. Например, участок перетока можно перекрыть путем спуска технической обсадной колонны с цементированием затрубного пространства.

Контрольные вопросы

1. Что такое пластоиспытатель и какую функцию выполняют в нем глубинные манометры?
2. Основные элементы и принцип работы глубинного манометра.
3. Элементы и работа узла записи давления на носитель.
4. Почему в состав глубинного манометра входит максимальный термометр, как используют его показания?
5. Как показания манометра можно передать на поверхность?
6. Различие между скважинным термометром и манометром.
7. Цели скважинной термометрии.
8. Какой параметр потока жидкости фактически измеряет скважинный расходомер?
9. Элементы и принципы работы скважинных расходомеров.
10. Цели скважинной расходометрии.

15. ДЕФЕКТОСКОПИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

15.1. Бурильная колонна, как наиболее уязвимое звено бурового инструмента

Бурильная колонна является наиболее уязвимой частью буровой установки [49]. Это связано с исключительно малым отношением поперечного размера бурильной колонны к ее длине. Так, если глубина скважины равна 1000 м, а бурение ведется трубами диаметром 50 мм, то это отношение равно 0.00005. Если для наглядности представить бурильную колонну в виде уменьшенной модели длиной 1 м, то при сохранении того же соотношения, она должна иметь диаметр 0,05 мм, что меньше толщины волоса. А ведь бурильная колонна является к тому же полой, ее стенка равна 5 мм, что для упомянутой модели составило бы 0.005 мм – всего 5 микронов!

В ходе своей работы бурильная колонна скручивается в спираль, находящуюся под действием сложного сочетания нагрузок. На нее действуют растягивающие (сверху) и сжимающие (снизу) усилия, а также усилия изгиба, центробежные силы и силы трения о ствол скважины.

Ввиду указанных обстоятельств поломки бурильных колонн представляют собой нередкое явление. Они могут происходить при возникновении каких-то чрезвычайных ситуаций (заклинка ПРИ на забое, попытка освободить прихваченный буровой инструмент с использованием предельных возможностей гидравлики и талевой системы). Однако чаще обрывы бурильных колонн имеют место в ходе обычного бурения. Такие обрывы имеют своей причиной износ труб и их соединений по толщине стенки, а также накопления усталостных изменений в структуре металла – т. е., как правило, эти аварии бывают связаны с длительнвм сроком эксплуатации бурильных труб.

Ликвидация аварии, вызванной поломкой бурильных труб, влечет за собой существенные потери времени. Это затраты времени на спуск аварийного инструмента и последующие ловильные работы, а также на подъем и замену оборванной

трубы или соединения на новые. Нередко на ликвидацию одного обрыва требуется несколько спуско-подъемных операций (например, если не удается подобрать адекватный аварийный инструмент). Потери времени круто возрастают с глубиной обрыва и длиной спускаемых и поднимаемых колонн.

Если же обрыв не удается ликвидировать достаточно быстро, то на остающийся на забое без вращения и промывки породоразрушающий инструмент оседает все более мощный слой шлама, и в этом случае обрыв бурильной колонны осложняется прихватом, – аварией, на ликвидацию которой могут уходить недели и месяцы.

Аварии несколько иного вида возникают из-за износа резьбы соединений бурильных труб вследствие большого числа циклов свинчивания-развинчивания, выполняемых в ходе спуско-подъемных операций. При таком износе высота и ширина ниток резьбы уменьшаются, и между нитками возникает пространство (канал), по которому часть промывочной жидкости, выходит в кольцевое пространство и, соединившись с восходящим потоком, возвращается на поверхность, так и не достигнув породоразрушающего инструмента. Это явление носит название утечки промывочной жидкости через соединения бурильной колонны (см. также раздел 13. 1).

Утечка возрастает:

– с увеличением времени нахождения бурильной колонны в эксплуатации;

– с увеличением глубины скважины (т. е. длины бурильной колонны и количества ее соединений, в которых происходит утечка);

– с увеличением давления жидкости:;

– с увеличением кривизны скважины;

– с увеличением частоты вращения бурильной колонны;

– с заменой промывки водой на промывку буровым раствором.

О двух первых причинах утечек выше уже говорилось. Третья причина связана с тем, что жидкость всегда течет из области высокого давления в область низкого давления. В

бурильной колонне давление всегда выше, чем в кольцевом пространстве, где чаще всего давление невелико.

Важную роль играет и абсолютное значение давления внутри бурильной колонны. Если оно мало (например, при достаточно широком для данного количества подаваемой жидкости внутреннем диаметре труб), то и утечки будут малы и даже могут вообще прекратиться. В противном случае (когда диаметр бурильных труб для подаваемого количества жидкости недостаточен) давление жидкости может достичь высоких значений и доля утечек дойдет до тех пределов, когда из-за недостатка промывки на забое начнет скапливаться шлам. Тогда давление будет возрастать еще больше, еще больше возрастет утечка и т. д., пока жидкость вообще не прекратит поступать на забой, и не произойдет прижег ПРИ.

Две следующие причины утечек связаны с изгибающими нагрузками на бурильные трубы, вызванными как кривизной самой скважины, так и волнообразным изгибом вращающихся бурильных труб под действием центробежных сил. **В ослабленных износом резьбовых соединениях изгиб вызывает перекос и увеличение зазоров, по которым происходит утечка.**

Если вместо технической воды осуществить переход на промывку буровым раствором, вязкость которого во много раз выше, то утечка через соединения резко уменьшится. Однако практически всегда снижение утечки оказывается временным. Дело в том, что **чем более вязкой является промывочная жидкость, тем труднее ее очищать от мелких абразивных частиц бурового шлама** (которые при промывке водой практически полностью оседают на дне отстойника). Абразивные частицы бурового раствора расширяют канал утечки весьма интенсивно, и нередки случаи, когда после завершения рейса при подъеме бурильной колонны в ее соединениях обнаруживаются промоины круглой формы (“свищи”), шириной в несколько миллиметров, которые при спуске этой колонны полностью отсутствовали. Утечка только через одну такую промоину может заметно ухудшить условия очистки забоя от шлама. Кроме того, повторный спуск

бурильной колонны с подобным ослаблением почти наверняка становится причиной ее обрыва.

Все вышеуказанное свидетельствует о том, что качественное состояние бурильных труб и их соединений крайне важно, и что для его поддержания на требуемом уровне (особенно при бурении глубоких скважин в сложных условиях) следует идти на все необходимые затраты.

15.2. Средства контроля надежности бурильной колонны

Выше указывалось, что на прочность бурильных колонн влияет степень их износа, который возникает ходе эксплуатации из-за трения бурильных труб о стенки скважины и обсадку. По толщине стенки предельно-допустимый износ бурильной трубы не должен превышать 33 % [40]. Соответственно этому значению рассчитывают предельный (с учетом износа) наружный диаметр, который равен

$$D = d + 2\delta * (1 - 0.33), \qquad (15.1)$$

где d – внутренний диаметр, а δ – толщина стенки.

Однако эти значения предельно-допустимого износа уменьшают, когда в условия бурения отличаются повышенной сложностью. Это:

– скважины большой глубины;

– скважины с высокой степенью искривления;

– разведочные скважины (в отличие от эксплуатационных);

– скважины, буримые на газ.

Кроме того, допустимое значение износа уменьшается в случае его неравномерности (когда износ с одной стороны трубы больше, чем с другой).

Для контроля износа бурильных труб по диаметру разработаны специальные измерительные средства, такие как представленный на рис. 15.1. детектор износа ДИТ

Детектор износа бурильных труб (ДИТ).

На устанавливаемую под ротором катушку [34] 3 из блока питания поступает напряжение U_k переменного тока с частотой 2000 Гц. Увеличение частоты питающего напряжения с обычных 50 до 2000 Гц многократно повышает чувствительность датчика.

Бурильная труба 1 служит сердечником катушки 3 и увеличивает ее индуктивное сопротивление [20]. **Увеличение индуктивного сопротивления датчика за счет бурильной колонны тем больше, чем меньше воздушный зазор между трубой и катушкой, т. е. чем больше диаметр трубы.**

Протекающий по катушке ток I проходит через резистор 4 (активное сопротивление) и вызывает на нем падение напряжения $U_д$.

Напряжение $U_д$ подается на элемент сравнения 5. Из блока питания туда же, в противофазе подается напряжение задатчика $U_з$. На выходе элемента сравнения появляется напряжение разности этих двух напряжений

$$\Delta_u = U_д - U_з, \qquad (15.2)$$

которое выпрямляется, усиливается (выпрямитель и усилитель на рисунке не показаны) и через лампу 7 подается на показывающий прибор, который может быть проградуирован в миллиметрах и долях миллиметра.

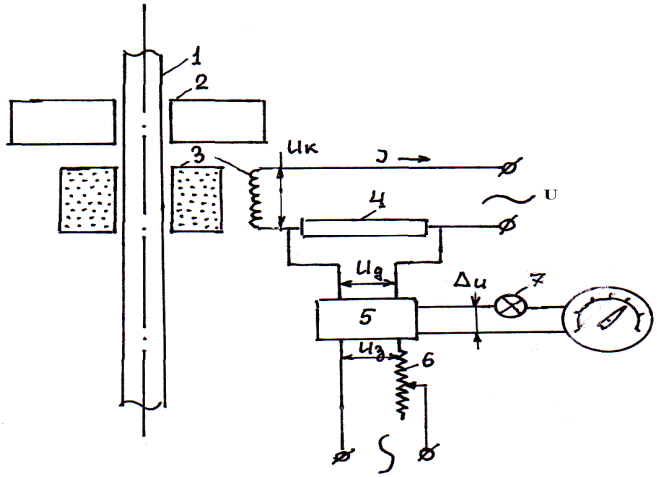


Рис. 15.1. Детектор износа бурильных труб:
1 – бурильная труба; 2 – вращатель; 3 – катушка индуктивности; 4 – резистор; 5 – элемент сравнения; 6 – уставка (реостат); 7 – сигнальная лампа; U – напряжение источника переменного тока (справа); U_k – падение напряжения на катушке; $U_д$ – напряжение датчика (падение напряжения на резисторе 4); $U_З$ – напряжение задатчика (уставки); $Δ_и$ – напряжение разности $U_д$ и $U_З$; I – сила тока в цепи датчика

Перед проверкой конкретной бурильной колонны на степень ее износа производят подготовку прибора к работе с трубами данного размера, в ходе которой определяют необходимое напряжение уставки $U_З$. С этой целью сквозь катушку 3 датчика пропускают **бурильную трубу того диаметра, которым характеризуется обследуемая колонна, но без признаков износа**. Регулируя с помощью реостата 6 (переменное сопротивление) напряжение задатчика $U_З$, устанавливают стрелку показывающего прибора на нуль, что означает, что $\Delta_и = 0$.

Таким образом, если через катушку пропускается **неизношенная** труба данного диаметра, то согласно уравнению (15.2) напряжение уставки $U_з$ оказывается равным по абсолютной величине и противоположным по знаку

напряжению датчика $U_д$. Теперь при обследовании колонны отклонение напряжения датчика от $U_з$ будет свидетельствовать об отклонении фактического диаметра трубы от номинального.

Установление степени износа бурильной колонны проводится в ходе спуска или подъема. Если в результате износа диаметр какой либо из бурильных труб оказывается меньше стандартного, то индуктивное сопротивление L катушки 3 уменьшится. Это вызовет рост силы тока I в цепи резистора 4, которая равна

$$I = \frac{U}{\sqrt{L^2 + R^2}}, \qquad (15.3)$$

где R – сопротивление резистора 4. Рост силы тока приведет к росту потери напряжения $U_д$ на этом резисторе:

$$U_д = IR \ . \qquad (15.4)$$

Поскольку при этом получается, что по абсолютной величине $U_д > U_з$, то на выходе элемента сравнения 5 появляется отличная от нуля разность напряжений Δ_u.

Сигнальную лампу 7 подбирают так, чтобы она загоралась, только начиная с определенного минимального значения, например $\Delta_{U\min} = 0.3\Delta_{U\max}$, где $\Delta_{U\max}$ – соответствует предельно-допустимому значению износа, а $\Delta_{U\min}$ – значению, ниже которого износ не принимается во внимание, как несущественный. Согласно другой методике принимается $\Delta_{U\,min} = 0{,}02D$ (2 % от номинального диаметра бурильной трубы). При вспыхивании сигнальной лампы спуск приостанавливают, износ трубы на подозрительном участке колонны уточняют вручную с помощью мерных скоб (подобие штангенциркуля, специально приспособленного для измерения диаметра бурильных труб) и, если подтверждается, что износ недопустимо велик, то трубу заменяют и продолжают спуск.

По сравнению с обычно проводимым визуальным контролем (когда помощник бурильщика при спуске каждой

свечи ведет наблюдение за степенью ее износа), описанный прибор позволяет резко повысить надежность. Человек может по какой-то причине (отвлекающий фактор, утомление) дефектную трубу не заметить, чего с правильно настроенным прибором не произойдет, и сигнальная лампа непременно загорится (при необходимости лампу можно заменить сигнальным звонком, надежность восприятия которого выше).

Во-вторых, чтобы дать возможность своему помощнику удостовериться в наличии или отсутствии дефекта, бурильщик вынужден вести спуск в замедленном темпе, что при наличии прибора не требуется. Время спуска сокращается.

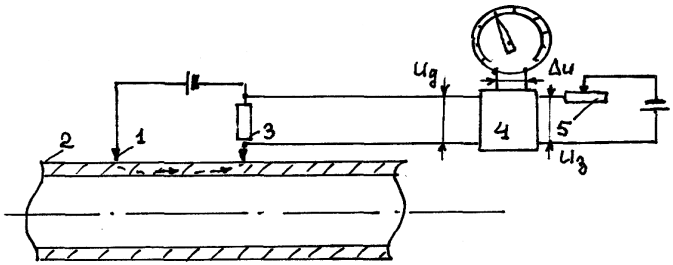


Рис. 15.2 Схема толщиномера стенки бурильных труб:
1 – электрод; 2 – бурильная труба; 3 – резистор; 4 – элемент сравнения; 5 – уставка; $U_д$ *– напряжение датчика;* $U_з$ *– напряжение уставки;* $\Delta_и$ *– напряжение разности* $U_д$ *и* $U_з$

Толщиномер Т1 на рис. 15.2 позволяет контролировать соответствие толщины стенки трубы стандарту. Источник постоянного тока создает напряжение U в цепи, проходящей через электроды 1 и замыкающейся через тело трубы 2. Сила протекающего по цепи тока

$$I = \frac{U}{R_{ут} + R}\ , \qquad (15.5)$$

где $R_{ут}$ – сопротивление участка трубы между электродами, а R сопротивление включенного в цепь резистора 3.

Сопротивление $R_{ут}$ тем больше, чем тоньше стенка трубы (меньше сечение проводника). Таким образом, согласно формуле (15.5), чем тоньше стенка, тем меньше сила тока I.

Ток проходит через резистор 3, на котором происходит падение напряжения $U_д$ согласно формуле (15.4). При утончении стенки трубы и уменьшении силы тока I падение напряжения на резисторе уменьшается.

Напряжение $U_д$ подается на элемент сравнения 4, на выходе которого согласно формуле (15.2) возникает разность $\Delta_и$ между напряжением датчика $U_д$ и напряжением уставки (задатчика) $U_з$. Последнее также представляет собой напряжение постоянного тока, но с противоположным знаком. После усиления $\Delta_и$ подается на показывающий прибор, проградуированный в миллиметрах и долях миллиметра.

Подобно тому, как это делается в приборе ДИТ, подготовка толщиномера включает определение задаваемого напряжения уставки $U_з$. Используется труба, толщина стенки которой заведомо укладывается в требования стандарта. Напряжение уставки задают с помощью реостата 5.

После завершения подготовки переходят к контролю бурильной колонны. При $U_з$ = const стенка исследуемой трубы тем больше отличается от стандартной, чем больше по абсолютной величине показываемое прибором значение $\Delta_и$. Направление отклонения (утончение или утолщение) определяют по знаку $\Delta_и$.

Чаще всего толщина стенки уменьшается в результате износа. **Если износ по окружности трубы является равномерным**, **то уменьшение толщины стенки соответствует износу по диаметру** (находимому по детектору износа ДИТ, либо путем измерения мерными скобами). Тогда истинную толщину стенки можно определить простым расчетом:

$$\delta = \frac{D_ф - d}{2}, \qquad (15.6)$$

где δ – толщина стенки, $D_ф$ – фактический наружный диаметр трубы, а d – ее внутренний диаметр.

Однако **износ часто бывает и неравномерным (односторонним)**. При одностороннем износе вследствие специфического характера вращения бурильной колонны (когда она всегда контактирует со стенкой скважины только одной своей стороной) толщина стенки остается нормальной с одной стороны трубы и уменьшенной (изношенной) – с противоположной.

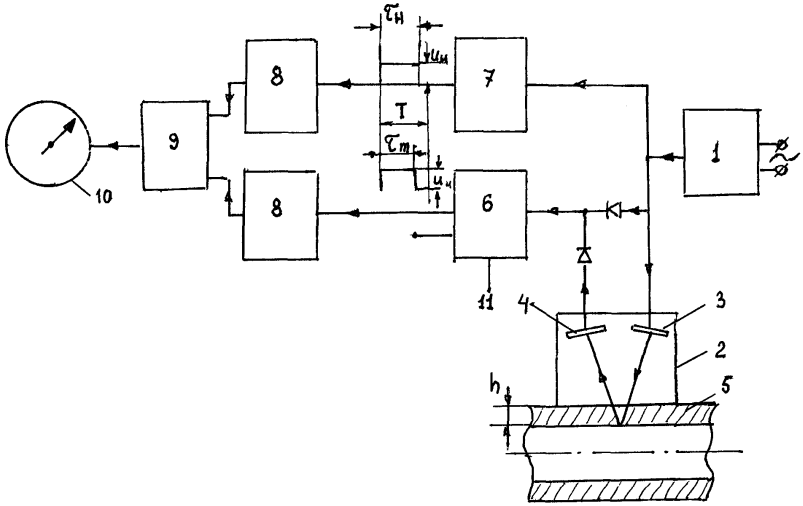


Рис. 15.3. Схема импульсного толщиномера:
1 – генератор электрических импульсов; 2 – датчик; 3, 4 – пьезокварцевые пластины; 5 – бурильная труба; 6 – триггер; 7 – ждущий мультивибратор; 8 – интегратор; 9 – элемент сравнения; 10 – гальванометр; 11 – линия питания триггера; $U_и$ – амплитудное напряжение импульса; T – период подачи импульсов; $\tau_т$ – длительность импульса триггера; $\tau_Н$ – длительность импульса мультивибратора; h – толщина стенки

В этом случае даже **при не достигающем критических значений износе трубы по диаметру, одностороннее утончение ее стенки может оказаться недопустимо большим.** Наконец, только с помощью толщиномера можно обнаружить **заводской брак, когда при нормальном наружном диаметре трубы ее внутренний диаметр завышен**, и, вследствие этого, толщина стенки трубы оказывается меньше стандартной

Толщиномер Кварц

Определенное распространение получили также **импульсные толщиномеры типа "Кварц".**

Работа прибора базируется на использовании пьезокварца (разновидности кварца с особыми свойствами) В рассматриваемом приборе **пьезокварцевые пластины 3 и 4 способны преобразовывать подаваемые на них электрические импульсы в импульсы механического напряжения, а механические импульсы – в электрические.**

Подсоединенный к специальному блоку питания генератор 1 создает на своем выходе импульсы электрического напряжения с заданным постоянным периодом T и с постоянной амплитудой. Импульсы одновременно подаются в трех направлениях:

– в датчик 2 на пьезокварцевую пластину 3;

– на вход триггера 6;

– на вход ждущего мультивибратора 7.

Пластина 3 преобразует электрический импульс в волну механических вибраций ультразвуковой частоты и направляет ее практически перпендикулярно к поверхности трубы 5. Волна пересекает стенку трубы и, отразившись от границы сред (металл-воздух), возвращается в датчик и попадает на пластину 4, которая преобразует механическую волну снова в импульс электрического напряжения. Последний подается на вход триггера 6. Таким образом, в результате того, что генератор 1 выдал электрический импульс, на вход триггера 6 подается два импульса:

– прямой импульс – дубликат, поданного на пластину 3;

– импульс, отраженный от границы сред и поданный на триггер с пластины 4.

Важно то, что оба импульса поступили на триггер не одновременно, а один за другим с некоторым интервалом времени.

Триггер (устройство которого будет рассмотрено ниже в разделе о микропроцессорах – см. рис. 19.4) представляет собой в данном случае некий электрический (электронный) переключатель.

На рисунке видно, что триггер имеет один вход (справа) для электрических импульсов напряжения, линию питания 11, и два выхода слева (верхний и нижний), которые через триггер соединяются с линией питания. Верхний выход соединяет триггер с интегратором импульсов 8, нижний выход является тупиковым. **При появлении каждого нового импульса на входе, состояние триггера меняется на противоположное.** Иными словами каждый новый импульс, в зависимости от предшествовавшего состояния триггера переключает напряжение, подаваемое от линии 11 с верхнего (на рисунке) выхода на нижний либо, наоборот – с нижнего на верхний.

Схема на рис. 15.3 собрана таким образом, что при прохождении прямого импульса от генератора 1 напряжение от линии питания подается на верхний выход. Показанный на рисунке (в направлении справа-налево) график показывает ступеньку, демонстрирующую мгновенный рост напряжения от нуля до некоторого постоянного для всех импульсов амплитудного значения U_u. Данное напряжение (несмотря на исчезновение прямого импульса) в принципе могло бы сохраняться неопределенно долго. **Однако через промежуток времени τ_m триггера достигает импульс с пластины 4 и производит переключение**. Напряжение от линии 11 подается на нижний выход триггера, а с верхнего мгновенно пропадает.

Это и демонстрирует ступенчатый импульс на графике. **Ширина τ_m ступени тем больше, чем с большим опозданием пришел вторичный импульс от пластины 4, т. е. τ_m растет с ростом времени движения вторичного импульса по толщине**

стенки трубы туда и обратно. Таким образом, очевидно, что ширина выходящего из триггера импульса электрического напряжения пропорциональна толщине стенки трубы.

Получаемые описанным способом импульсы четко откалиброваны по форме, т. к. имеют постоянные ширину и высоту. Такие импульсы дают при их суммировании очень малую ошибку. Суммирование импульсов (их интегрирование) осуществляется с помощью имеющегося в интеграторе 8 конденсатора. Входящие импульсы накапливаются на его обкладках и обеспечивают определенный ток разрядки конденсатора (см. также комментарий к рис. 10.4). Этот ток

$$I_y = \frac{U_u}{R} * \frac{\tau_m}{T}, \qquad (15.7)$$

где R – сопротивление нагрузки.

Все входящие в формулу величины, кроме τ_m, суть величин постоянные, и формула подтверждает пропорциональность зависимости силы тока от толщины стенки трубы.

В описываемом толщиномере (как и в других представленных выше дефектоскопах) используется дифференциальный метод измерения. **Признанно целесообразным измерять не толщину стенки, как таковую, а ее отклонение от нормального значения**.

Значение нормального времени прохождения импульса τ_H устанавливают, помещая в прибор трубу с заведомо стандартной толщиной стенки, и после этого эту величину вводят в ждущий мультивибратор 7. В принципе это такой же триггер, и он также вырабатывает калиброванные импульсы с амплитудой U_u и периодом T. Разница состоит в том, что вследствие специальной настройки ширина импульса мультивибратора (в отличие ширины импульса триггера) всегда постоянна и равна τ_H.

Выше указывалось, что генератор электрических импульсов 1 подает первичные импульсы в трех направлениях одновременно, причем одним из направлений является вход мультивибратора. Таким образом, как в триггере, так и в

мультивибраторе, началу вырабатываемых ими калиброванных импульсов (их переднему фронту) соответствует один и тот же момент времени). Задние же фронты импульсов не совпадают, т. к. $\tau_m \neq \tau_H$.

Как правило, $\tau_H > \tau_m$, ибо нормальная стенка толще изношенной. По этой причине сила тока интегратора, связанного с мультивибратором, выше силы тока интегратора, связанного с триггером. Далее оба тока в противоположной полярности подаются на элемент сравнения 9. На показывающий прибор 10 поступает разность двух токов, которая тем больше, чем больше отклонение толщины стенки обследуемой трубы от нормального значения.

Дефектоскоп бурильных труб

В подавляющем большинстве случаев обрывы бурильной колонны происходят по резьбе бурильных труб. Причина в том, что эта резьба (особенно резьба треугольного профиля) является местом концентрации знакопеременных усталостных напряжений изгиба. Эти напряжения вызваны изогнутой формой, которую вращающаяся бурильная колонна принимает в скважине. По сравнению с замковой, трубная резьба является более слабой из-за меньшей высоты нитки и более тонкой стенки трубы. Обрывы трубной резьбы могут также быть результатом заводского брака, связанного с отклонением от стандарта технологии изготовления стали.

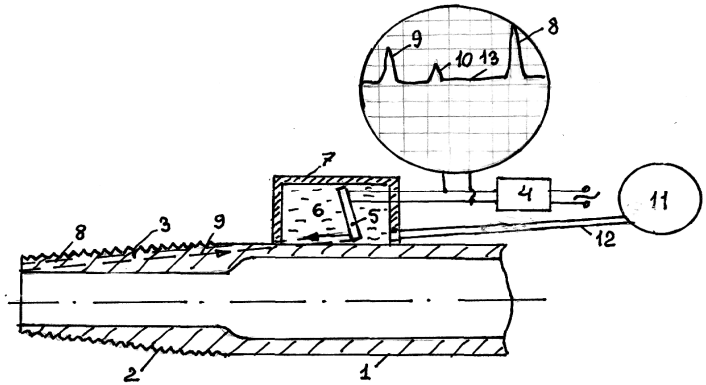


Рис. 15.4. Дефектоскоп бурильных труб ДБТ:
1 – бурильная труба; 2 – резьба; 3 – трещина; 4 – генератор импульсов; 5 – пластина пьезокварца; 6 – вода; 7 – корпус датчика; 8 – прямая волна механических напряжений; 9 – обратная волна; 10 – импульс от трещины; 11 – насос; 12 – линия подачи воды; 13 – диаграмма осциллографа

Практика показывает, что от момента начала образования трещины до обрыва трубы обычно проходит существенное время (до нескольких рейсов). За это время трещина растет по глубине и ширине. Своевременное обнаружение трещины может предотвратить аварию. Однако визуально это сделать невозможно, т. к. усталостные трещины первоначально неразличимы, да и сами резьбы в свинченном состоянии для осмотра недоступны.

Для обнаружения усталостных трещин и других дефектов структуры создан **дефектоскоп бурильных труб** ДБТ (рис. 15.4). Генератор электрических импульсов 4 посылает их по проводам на пластину кварца 5 с частотой 1.25 – 10 МГц (см. комментарий к рис. 15.3).

При поступлении электрического импульса на пластину 5 происходит ее “содрогание” – т. е. механическая деформация. Далее волна механического напряжения через заполняющую корпус 7 воду передается на металл трубы 1 и, в виде направленного луча 8, движется вдоль впадин резьбы 2 до торца трубы. От торца (поверхность раздела метала и воздуха) волна

8 отражается и уже в виде обратной волны 9 снова достигает корпуса датчика и воздействует на пластину пьезокварца 5. В результате механического импульса пластина пьезокварца генерирует “обратный” электрический импульс. Описанные процессы происходят до момента прихода следующего электрического импульса от генератора импульсов (т. е. эти процессы укладываются в период времени между двумя последовательными импульсами генератора).

Если у какой-либо резьбовой впадины начинает образовываться трещина, то часть прямой волны, не доходя до торца преждевременно поворачивает обратно (в виде волны 10) и “встряхивает ” пьезокварц еще до прихода волны 9, отраженной от торца.

Электрические импульсы прямой волны 8 (от генератора импульсов), а также обратных волн 9 и 10 регистрируются осциллографом. Высвечивающаяся на экране осциллографа диаграмма 13 представлена на рисунке. На диаграмме (осциллограмме) видны импульсы 8, 9 и 10. На оси абсцисс (справа-налево) откладывается время поступления импульсов. Первым приходит прямой импульс 8. За ним следует импульс, отраженный от трещины 10 и только после него – импульс 9, отраженный от торца трубы. Такая последовательность импульсов 9 и 10 вызвана тем, что длина пробега до торца и обратно больше длины пробега до трещины и обратно.

На осциллограмме расстояние по горизонтальной оси времени от начала координат (импульс 8) до импульса трещины 10 пропорционально длине от точки нахождения пластины пьезокварца до трещины, что позволяет установить местонахождение последней. Этому способствует разметка шкалы осциллографа (в виде клеток). Если же трещина на резьбе отсутствует, то на осциллограмме останутся только два импульса – 8 и 9 (импульса 10 не появится).

Прибор ДБТ позволяет обнаружить трещину с минимальной глубиной 0.7 мм. На обследование 1000 м бурильных труб затрачивается 300 л воды, которая закачивается насосом 11 в корпус 7, наполняет его, и свободно из него вытекает. Мощность прибора – 1 квт (в т. ч. 0.7 квт

расходует насос 11). Глубина “прозванивания” по длине трубы – до 1.2 м. Проверка резьбы может проводиться как во время СПО, так и при нахождении труб на стеллажах.

Герметичность соединений бурильных и обсадных труб проверяют путем их опрессовки. Трубу с исследуемым соединением устанавливают в опрессовочную установку. Последняя представляет собой трубопроводную линию с подачей жидкости от источника высокого давления. Противоположный конец трубы надежно заглушается. Создаваемое в линии давление должно быть не менее чем на 30 % выше, самых высоких значений, которые могут согласно регламенту возникнуть при эксплуатации данной колонны. Чаще всего опрессовки проводят на давления в 30 и 70 МПа.

После создания – по установленному в линии манометру – давления опрессовки, закрывают задвижки, и исследуемое соединение подвергают заданному высокому давлению в течение установленного периода времени (обычно до 0.5 ч). Возможность утечки отсутствует, если за этот период стрелка манометра не отклонилась вниз от первоначальной отметки.

Опрессовочными установками обязательно оснащают трубные базы. Их имеют крупные организации, ведущие бурение. В ходе эксплуатации бурильных колонн подозрения на утечки могут возникнуть, если ожидаемые согласно, например, формуле (5.1) потери давления (с учетом всех входящих в формулу параметров) окажутся существенно выше фактических значений демонстрируемых манометром. Тогда следует ожидать, что причина заниженного давления на манометре в том, что из-за утечки часть жидкости, не доходя до конца колонны, заворачивает вверх и тем сокращает входящий в формулу (5.1) путь жидкости.

При подозрении на утечки и невозможности в короткое время провести надлежащую опрессовку иногда поступают наиболее простым способом. Свинченную бурильную колонну выкладывают на поверхности и, ввинтив в ее конец заглушку, буровым насосом подают наибольшее возможное давление (показываемое манометром). Утечки и их места фиксируют по струям воды, исходящим из соединений .

15.3. Порядок проверки надежности бурильной колонны

В ходе эксплуатации должны проводиться обследования бурильных труб и их соединений на надежность. Сюда входят: [40] наружный осмотр, опрессовка, дефектоскопия, калибровка замковой резьбы, замер износа труб по диаметру, толщинометрия. Периодичность этих мероприятий различна

Наружный осмотр должен проводиться помощником бурильщика при каждом спуске или подъеме. Цель осмотра – выявление трещин и задиров на теле трубы, промоин в соединениях, участков сильного износа, недопустимо искривленных труб. Дефектные трубы или соединения заменяются.

Согласно установленному порядку опрессовки и дефектоскопия проводятся:

– через 800 ч работы бурильных труб;

– перед ответственными мероприятиями, такими, как ликвидация прихватов, спуск тяжелых обсадных колонн, вскрытие продуктивных горизонтов (при бурении на нефти и газ);

– после ликвидации тяжелых аварий.

Порядок проведения дефектоскопии представлен в табл. 15.1. В первом столбце таблицы приведены обозначения бурильных труб: ТБВ – трубы бурильные с внутренней высадкой; ТБН – то же с наружной высадкой; ТБВК, ТБНК –

Таблица 15.1

Рекомендуемая периодичность дефектоскопии резьбовых концов бурильных труб при бурении на нефть и газ

Тип труб	**Глубина, м**	**Периодичность, суток**	
		Роторный способ	**Забойные двигатели**
ТБВ	До 3500	60	
ТБН	До 3500	45	65
ТБВК, ТБНК	3500-5000	30	45
ЛБТ	Более 5000	20	30
УБТ	Более 2500	30	45

трубы типов ТБВ и ТБН со стабилизирующим коническим пояском; ЛБТ – легкосплавные (дюралевые) бурильные трубы; УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

Из таблицы следует, что период проведения дефектоскопии должен уменьшаться с увеличением глубины скважин. Поэтому, несмотря на большую надежность, трубы со стабилизирующим коническим пояском должны инспектироваться значительно чаще. Еще меньше период инспектирования у ЛБТ, как из-за большой глубины, на которой их целесообразно применять, так и вследствие их существенно меньшей износостойкости.

При использовании забойных двигателей количество необходимых инспекций уменьшается в 1.5 раза. Это объясняется резким уменьшением усталостного износа, т. к. при бурении забойными вращателями бурильные колонны либо вообще не вращают, либо (при опасности прихватов) вращают только периодически и с минимальной скоростью.

Таблица 15.2

Предельно-допустимый износ стальных бурильных труб при бурении на нефть и газ

Диаметр, мм	**Нормальная стенка, мм**	**Минимальная стенка, мм**		**Минимальный диаметр, мм**	
		Равномерный износ	**Эксцентричный**	**Равномерный износ**	**Эксцентрич-ный**
89	9	5,9	5,0	83	86
114	9	5,9	5,0	108	110
127	9	5,9	5,0	121	123
168	9	5,9	5,0	162	164

В табл. 15.2 и 15.3 приводятся значения предельно-допустимого износа труб и соединений. Из таблицы следует, что при равномерном износе максимально-допустимая величина уменьшения толщины стенки для труб всех размеров составляет 3,1 мм или на 34 %, тогда как при эксцентричном износе эта величина больше, а именно 4 мм (44 %). Однако

допустимое уменьшение диаметра больше при равномерном износе. Для труб всех размеров оно равно 6 мм (до 93–96 % от первоначального значения), тогда как при эксцентричном износе – только 4 мм (до 96–98 %). Дело в том, что при равномерном износе уменьшение по диаметру получается за счет суммы износов противоположных стенок, тогда как при эксцентричном – за счет только одной, но максимально изношенной стенки (противоположная стенка не изнашивается).

Таблица 15.3

Предельно-допустимый износ замковых соединений

Типоразмер	**Минимальный диаметр после износа, мм**		**Число оборотов при свинчивании**	
	Равномер-ного	**Неравно-мерного**	**Новый замок**	**Предельно изношен-ный**
ЗШ-118 (89)*	109	114	4.1**	2.7
ЗШ-146 (114)	136	141	4.1	2.7
ЗШ-178 (140)	167	172	6.2***	4.1
ЗШ-203 (168)	191	197	6.2	4.1

* Диаметр бурильной трубы

** Конусность резьбы 1: 4

*** Конусность резьбы 1: 6

Проверка диаметра труб должна производиться 1 раз в месяц при глубинах скважины до 4000 м и 2 раза в месяц при больших глубинах. **По степени износа бурильные трубы делят на три класса**. **К первому классу принадлежат трубы, износ которых по толщине стенки не превышает половины предельного значения,** указанного в табл. 15.2. Они используются в наиболее трудных условиях:

– при бурении глубоких эксплуатационных скважин на нефть;

– при бурении всех эксплуатационных скважин на газ;

– при бурении разведочных скважин;

– при бурении скважин в осложненных условиях (каверны, желоба, сальники, обвалы, резкие искривления и т. п.).

Ко второму классу принадлежат трубы, износ которых по толщине стенки превышает износ труб первого класса, но не достигает предельного значения. Эти трубы могут использоваться для бурения мелких и средних эксплуатационных скважин на нефть либо, при необходимости, и в более сложных условиях, но с расположением их в обсаженной части скважин.

К трубам третьего класса принадлежат трубы, износ которых превышает допустимое значение. Такие трубы не должны спускаться в скважины, но могут использоваться для поверхностных трубопроводов.

В табл. 15.3. приведены данные об износе замковых соединений. Износ замка характеризуют по двум его признакам:

– **износ по телу**. Как и в случае труб, износ замков характеризуется уменьшением диаметра и бывает равномерным и эксцентричным. В первом случае максимально-допустимый износ составляет 9–12 мм, во втором – в 2 раза меньше;

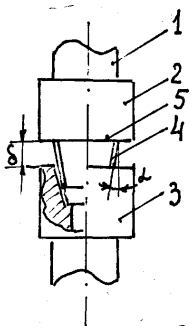


Рис. 15.5. Замковое соединение перед началом свинчивания:
1 – бурильная труба; 2 – конус замка; 3 – муфта замка; 4 – резьба; 5 – заплечик; δ – расстояние между заплечиками; α – угол конусности

– **износ резьбы.** Характеризуется: **числом оборотов, необходимых для полного свинчивания.** Этот показатель уменьшается по мере износа, но начальная величина (для новых замков) зависит от конусности резьбы (при конусности 1: 4, т. е. при $\alpha = 14^0$ этот показатель меньше, чем при конусности 1:6

(9.5^0). При износе конусной резьбы уменьшается и расстояние δ между заплечиками замка в момент, когда в процессе соединения конус замка наращиваемой свечи опущен в муфту верхнего конца бурильной колонны (но процесс свинчивания резьбы еще не начался). Более точно сработка замковой резьбы (также и резьбы УБТ, ведущих бурильных труб и переводников) проверяется калибрами, причем такую проверку предписывается осуществлять один раз в квартал.

Вышеприведенные нормативы играют важную роль в сведении к минимуму аварийности на буровых работах.

Для облегчения процесса проверки состояния бурильных колонн в СССР были созданы мобильные (смонтированные на автомашине) лаборатории, позволившие проводить дефектоскопию непосредственно на буровых установках.

В частности, для установок бурения на нефть и газ создана передвижная лаборатория комплексной дефектоскопии ПКДЛ, укомплектованная дефектоскопами, основанными на трех различных принципах действия (метод ультразвукового зондирования – как в ДБТ, метод вихревых токов, и магнитно-порошковый метод). По мнению авторов один метод может при дублировании оценить результат, полученный другим, и, кроме того, существуют области, где может с успехом применяться только один из имеющихся в распоряжении трех методов.

Таблица 15.4.

Технические параметры лаборатории дефектоскопии ПКДЛ

Частота тока дефектоскопа, МГц	1.8–2.5
Длина линии связи датчиков с автомобилем, м	45
Время подготовки к работе, мин	45
Время контроля одного конца трубы, мин	2
Время контроля одной детали оборудования, мин	10
Расход воды при ультразвуковой дефектоскопии, л/ч	20
Напряжение питания, В	220±33
Частота питания, Гц	50

Приборы смонтированы в салоне микроавтобуса, лабораторию обслуживают 2 оператора, один из которых

работает на датчиках, а второй – у пульта приборов в микроавтобусе.

Для осуществления дефектоскопии бурильных и колонковых труб, а также УБТ при бурении на твердые полезные ископаемые и воду создана станция ПДС. Она позволяет:

– обнаруживать усталостные трещины и оценивать их глубину в стальных бурильных трубах;

– оценивать износ бурильных труб по наружному диаметру в ходе СПО;

– оценивать износ по наружному диаметру замков и муфт;

– измерять толщину стенки бурильных и колонковых труб;

– обнаруживать усталостные трещины у наголовников, комплектующих полуавтоматические элеваторы.

Станция смонтирована в автомобиле повышенной проходимости, питается переменным током с напряжением 220 В. Ее обслуживают два оператора.

Контрольные вопросы

1. Бурильная колонна как наиболее уязвимая часть бурового Инструмента.
2. Место утечки промывочной жидкости, от чего зависит интенсивность утечки?
3. Элементы и работа детектора износа бурильных труб.
4. Процедура нахождения уставки сигнализации износа бурильных труб по диаметру.
5. Элементы и работа толщиномера стенки бурильных труб Т1.
6. Элементы и работа толщиномера стенки труб типа “Кварц”.
7. Функция триггера в толщиномере типа “Кварц”.
8. Элементы и работа дефектоскопа резьбы бурильных труб.
9. Опрессовка соединений бурильной колонны и ее Проведение.
10. Три класса надежности бурильных колонн: от чего зависит отнесение к ним; область применения каждого класса?

16. СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

16.1. Общая схема автоматического управления

Автомат – это устройство для управления производственными процессами и механизмами без участия человека.

Автоматизация – это переход к автоматическому управлению теми процессами и механизмами, которые ранее управлялись человеком.

Преимущества автоматизации в следующем:

А) Интенсификация производственных процессов – повышение скоростей их протекания с соответствующим ростом производительности. Без применения автоматов подобная интенсификация часто неосуществима, т. к. либо вообще превышает возможности человека, либо приводит к чрезмерному физическому и нервному напряжению и к связанным с этим производственным травмам.

Примером интенсификации может служить операция автоперехвата шпинделя бурового станка. Как известно (рис. 6.2.) вращающийся шпиндель соединяется с бурильной колонной зажимными патронами, расположенными на концах шпинделя. При бурении шпиндель вращается от специальной шестерни и опускается вместе с углубкой. Вращение с одновременным продольным перемещением обеспечивает шлицевое соединение шпинделя с ведущей шестерней.

Однако ход шпинделя (возможность продольного перемещения) ограничен и обычно находится в пределах 0.4–0.6 м. По окончании хода, зажимные патроны отсоединяют от бурильной колонны, холостой (не связанный с колонной) шпиндель выгоняется в верхнее положение, патроны вновь зажимают, и бурение продолжается от одного перехвата до следующего.

В далеком прошлом на станках КАМ-500 с рычажной подачей операция перехвата шпинделя осуществлялась полностью вручную. Эта операция включала такие составляющие части, как:

– остановка вращения с помощью сцепления;
– переведение рычага коробки передач в нейтральное положение;
– раскрепление спецключом верхнего и нижнего механических зажимных патронов;
– подъем холостого шпинделя вручную с помощью кремальеры в крайнее верхнее положение;
– зажим и докрепление патронов;
– приподнимание коронки над забоем;
– запуск вращения шпинделя рычагом коробки передач и сцеплением;
– опускание коронки на забой и создание осевой нагрузки для продолжения процесса бурения.

При ручном исполнении эти операции и соответствующая остановка бурения занимали в сумме порядка 5 мин.

С появлением гидравлической подачи шпинделя и гидравлических зажимных патронов частичные операции подъема шпинделя, а также раскрепления и закрепления патрона стали, механизированы. При этом, однако, отсутствовала автоматическая стыковка этих операций друг с другом. Тем не менее, продолжительность операции перехвата шпинделя резко сократилась, и бурение приходилось останавливать всего на 1.5–2 мин.

С появлением автоперехвата вся указанная выше последовательность действий стала начинаться и заканчиваться без участия бурильщика. Длительность перехвата сократилось до нескольких секунд, причем в ходе проведения операций перехвата, параллельно с этими операциями, бурильная труба продолжает вращаться, а коронка – не прекращает разрушение породы. Продолжение процесса бурения в ходе перехвата обеспечивает дополнительный шпиндель со своим собственным (нижним) патроном. Последний автоматически закрепляется на ведущей бурильной трубе до начала автоперехвата основного шпинделя и освобождается после его завершения;

Б) повышение качества протекания производственных процессов. В ходе создания и опробования автоматической системы управления с целью интенсификации производствен-

ного процесса нередко обнаруживаются новые (возможно, ранее не запланированные) возможности.

Так, в описанном автоперехвате преимущество дополнительного шпинделя с собственным зажимным патроном не ограничивается сокращением до нуля времени, которое перехват отнимает от процесса бурения. Дело в том, что отпала необходимость в остановке вращения с последующим его запуском при возобновлении процесса бурения.

При каждом запуске вращения бурильной колонны после перехвата (особенно на алмазном бурении с характерными для него высокими частотами) возникают весьма высокие ускорения разгона и соответствующие этим ускорениям и большой массе колонны динамические нагрузки (см. также подраздел 10.2). Эти нагрузки приводят к ускоренному износу бурильных колонн и возникновению в них усталостных трещин – преимущественно в резьбовой части.

Есть и еще одно отрицательное последствие сопровождающих перехваты частых остановок и повторных запусков вращения бурильных колонн. Как указано в перечне сопровождающих перехват операций, прежде чем привести колонну во вращение, ее обязательно приподнимают (иначе, т. е. при упоре коронки в забой, двигатель не сможет справиться с возникающей нагрузкой). При отрыве коронки от забоя из нее нередко высыпаются на забой куски керна. Эти куски попадают под торец коронки и вызывают порчу резцов и невозможность продолжать нормальный процесс бурения. Если керн имеет высокую трещиноватость, то его куски, перемещаясь вниз при подъеме снаряда, вызывают самозаклинку керна в керноприемной трубе. Последствием самозаклинки обычно оказывается недостаточный выход керна, а в тяжелых случаях – невозможность продолжать бурение.

Применение автоперехвата, исключающего прекращение процесса бурения, позволило существенно продлить срок эксплуатации бурильной колонны, а также деталей привода вращателя (валов, шестерен, муфт). Резко уменьшилось и число случаев преждевременного (аномального) выхода из строя породоразрушающего инструмента и самозаклинок керна.

Изложенное подтверждает положительное влияние автоматизации на рост качества выполнения рабочих процессов.

В) увеличение точности выполняемых работ.

В настоящее время автоматы все чаще осуществляют производственные операции, требуемая точность выполнения которых недоступна для человека (даже вооруженного специальными средствами типа луп и микроскопов). Это относится, например, к изготовлению интегральных микросхем для компьютеров. Данная отрасль производства называется **нанотехнологией,** т. к. имеет дело с объектами, измеряемыми в миллиардных (10^{-9}) долях метра. Процесс изготовления интегральных микросхем не может непосредственно контролироваться человеком, но это с успехом делают автоматы, управляемые компьютерами.

Г) сокращение потребности в трудозатратах.

Эта задача обычно рассматривается как одна из основных. Так поточные автоматические производственные линии резко уменьшают нужду в малоквалифицированной рабочей силе (одновременно повышая потребность в квалифицированном труде специалистов по ремонту и наладке поточных линий, а также компьютерщиках). В то же время нередко сокращение штатов невозможно даже при автоматизации. Так, давно появилась и уже достаточно хорошо проработана и практически опробована идея автоматической системы производства спускоподъемных операций, в т. ч. и на установках для бурения на твердые полезные ископаемые. Эта система по сути дела позволяет иметь на буровой установке всего одного человека – бурильщика. Труд помощника бурильщика становится невостребованным, т. к. его основная функция состоит в

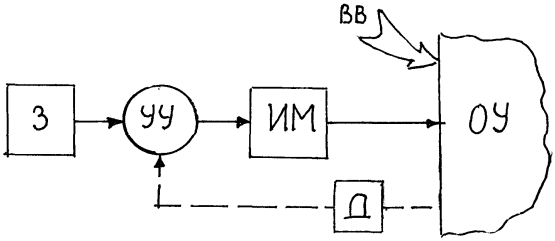


Рис. 16.1. Система автоматического управления (САУ):
З – Задающее устройство (задатчик); УУ – управляющее устройство; ИМ – исполнительный механизм; ОУ – объект управления; Д – датчик состояния объекта управления; ВВ – внешние возмущения

участии в СПО. Автомат для производства СПО берет эту функцию на себя. Однако несмотря на успешный опыт, система автоматизации СПО так и не получила широкого распространения. Причина – требования правил безопасности. Буровые установки часто располагаются в безлюдных местностях и вдали не только от людских поселений, но и от других подобных установок (например, установки, ведущие бурение на воду). Случайная производственная травма бурильщика при отсутствии напарника может в этих условиях привести к тяжелым последствиям.

Система автоматического управления, представленная на рис. 16.1, [15, 18] обеспечивает требуемый принятой технологией характер протекания некоторого рабочего процесса. Этот процесс и есть объект управления ОУ.

Технологические требования к рассматриваемому процессу выражают через критерий регулирования. Этот критерий заложен в задатчик З, который в виде некоторого сигнала (электрического напряжения, давления жидкости или газа, механического перемещения) подает свою информацию в управляющее устройство УУ.

Система включает в себя датчик Д, который также в виде некоторого сигнала (обычно той же физической природы, что и сигнал задатчика) передает на управляющее устройство УУ

информацию о состоянии объекта регулирования. Это состояние зависит от параметров той среды, в рамках которой протекает управляемый процесс.

Если речь идет о процессе разрушения породы в ходе бурения, то объект управления характеризуется такими параметрами, как свойства породы (крепость, абразивность, трещиноватость), свойства ПРИ (твердость, конфигурация и расположение резцов), свойства промывочной жидкости, особенности буровой установки и т. п.

Все эти свойства концентрированно выражаются в таких контролируемых величинах, как механическая скорость бурения, крутящий момент и давление промывочной жидкости, (а также показатели ее качества) – см. также подраздел 4.3.

Датчик Д подает на УУ информацию **о фактическом текущем значении** величины, принятой за критерий управления. Задатчик З, туда же подает информацию о **требуемых значениях этой величины**.

Состояние объекта управления с течением времени изменяется (сменяется разрушаемая порода, затупляется долото, заканчивается ход шпинделя и т. д.). Факторы, под влиянием которых происходит изменение состояния объекта управления, получили название внешних возмущений ВВ. Эти изменения отражает информация датчика [21, 22].

Если, изменяясь, состояние объекта управления не вступает в противоречие с критерием управления (не выходит за рамки его допустимого интервала), то система автоматического управления продолжает оставаться в режиме бездействия (точнее – в режиме слежения за показаниями датчика, и анализа текущего состояния объекта управления).

Если же состояние объекта управления вышло за определяемые критерием рамки, то тогда управляющее устройство УУ подает сигнал исполнительному механизму ИМ. На основании этого сигнала последний выполняет предусмотренную в данной ситуации последовательность действий, по окончании которой автомат возвращается к режиму слежения.

На схеме стрелки, ведущие от УУ через ИМ к ОУ, образуют так называемую прямую связь автомата с объектом управления. **Через прямую связь осуществляется управляющее воздействие автомата на объект управления.**

Стрелки, идущие в противоположном направлении – от датчика к УУ, образуют обратную связь. **Через обратную связь автомат "узнает" о фактическом текущем значении принятого критерия управления.**

Сопоставление текущего и заданного значений критерия управления осуществляет устройство управления УУ, располагающееся на пересечении линий прямой и обратной связей, а также линии, идущей от задатчика. Это сопоставление дает автомату возможность правильно реагировать с целью согласования требований технологии с изменяющимся фактическим состоянием объекта регулирования.

16.2. Разомкнутые системы автоматического управления

В зависимости от характера использования обратной связи системы автоматического регулирования САУ делятся на разомкнутые и замкнутые.

В разомкнутых САУ использованная для слежения за объектом управления обратная связь прерывается с того момента, когда при наступлении некоторого критического изменения в состоянии объекта, автомат запустил в действие исполнительный механизм для осуществления заданной последовательности операций.

В частности, представителем разомкнутых САУ является механизм ограничения крутящего момента в приборе ОМ-40 – рис 16.2 (см. также рис. 9.3). Выше указывалось, что цель автоматической системы ограничения крутящего момента в приборе ОМ-40 состоит в том, чтобы избежать опасных для бурильной колонны значений крутящего момента.

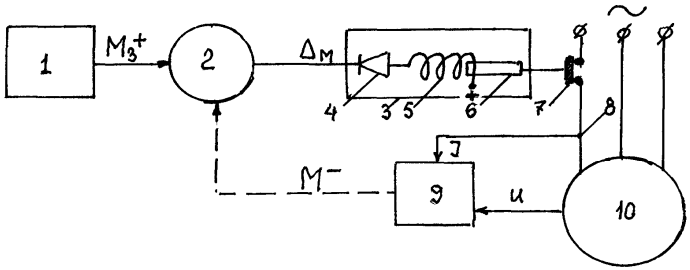


Рис. 16. 2. Разомкнутая система автоматического управления (ограничитель крутящего момента):
1 – задатчик; 2 – устройство управления; 3 – исполнительный механизм; 4 – диод; 5 – катушка реле; 6 – якорь реле; 7 – нормально замкнутый контакт; 8 – трансформатор тока; 9 – датчик; 10 – объект управления, J – сила тока; U – напряжение; M – текущее значение момента; M_3 – заданное значение момента; $\Delta_м$ – разность моментов

Сигнал опасного крутящего момента вводится из задатчика 1 в устройство управления 2. Устройство управления представляет собой элемент сравнения сигналов (электрических напряжений) текущего M_m и заданного M_3 моментов.

Текущее значение момента передается через напряжение, и силу тока на электродвигателе 10 (объект управления) бурового станка, сигналы которых в датчике 9 преобразуются в сигнал текущего значения момента на бурильной колонне

Показанные на рис. 9.3 трансформаторы напряжения и тока, а также квадратичный фазовый детектор и делитель является составной частью датчика момента 9. Сигналы датчика момента (в отрицательной полярности) и задатчика (в положительной полярности) поступают в устройство управления. На выходе устройства управления возникает напряжение разности

$$\Delta_м = M + M_3, \qquad (16.1)$$

(поскольку сигнал текущего момента M имеет отрицательную полярность, а сигнал задания (уставки) M_3 – положительную, формула дает нам разность двух напряжений)

Исполнительный механизм 3 состоит из диода 4 и электромагнитного реле, состоящего из катушки-электромагнита 5 и притягиваемого этой катушкой железного якоря 6 (между диодом и реле еще имеется усилитель, на рисунке не показанный).

При нормальном бурении сигнал текущего момента по абсолютной величине меньше сигнала заданного момента (уставки). С учетом же знаков формула (16.1) дает положительное значение $Д_м$. Но диод 4 установлен таким образом, что напряжение положительного знака к реле не пропускает.

При возникновении опасных ситуаций (заклинка долота на забое и т. п.) сигнал фактического момента превышает по абсолютной величине сигнал уставки. **Появление разности $\Delta_м$ с отрицательным знаком есть тот импульс, который запускает последовательность операций, конец каждой из которых является сигналом для начала следующей**:

– диод 4 пропускает напряжение разности;

– это напряжение усилителем повышается до необходимой для работы реле величины;

– по катушке 5 протекает ток, она становится электромагнитом;

– железный якорь 6 втягивается в катушку;

– при перемещении якоря влево (на рисунке) разрывается нормально замкнутый контакт 7 фазы питания двигателя;

– электродвигатель 10 останавливается;

– вращение бурильной колонны прекращается, ее обрыв от недопустимо высокого крутящего момента предотвращен.

Таким образом, при нормальном бурении автомат только следил за соотношением M и M_3. Сигналом для срабатывания стало изменение состояния объекта регулирования с возникновением недопустимо высокого значения текущего значения крутящего момента M. Далее без перерыва проводится вся вышеприведенная последовательность операций, после чего автомат отключается, до его запуска бурильщиком после возобновления нормального процесса бурения.

Разомкнутые системы автоматического управления получили очень широкое распространение. Их типичной разновидностью является также система автоперехвата в станках со шпиндельной подачей.

Сложная последовательность операций (упомянутых в подразделе 16.1 только в общих чертах) запускается, когда, достигнув своего крайнего нижнего положения, шпиндель специальным выступом замыкает электрические контакты. Процедура автоперехвата завершается, когда в ходе подъема холостого шпинделя на эти контакты происходит аналогичный "наезд" второго (нижнего) выступа.

Здесь согласно рис. 16.1 **объектом управления** является шпиндельный вращатель, **задатчиками** – нижний и верхний выступы (их взаиморасположение); движущийся относительно выступов следящий элемент в виде электрических контактов **осуществляет обратную связь,** заключающуюся "в ожидании" встречи с выступами; **устройство управления** – механизм замыкания контактов выступами; **исполнительный механизм** состоит из основного и дополнительного шпинделей, их гидравлических зажимных патронов, гидроцилиндров, маслонасоса, маслобака, дросселей, золотников, электрических серводвигателей и системы трубопроводов (подробное описание автоперехвата дано в разделе 17.1).

В автоперехвате включение происходит автоматически, однако существуют разомкнутые САУ, запускаемые вручную.

Пример – стиральная машина. Рукояткой задатчика оператор задает необходимый режим стирки (для льняных, шерстяных изделий и т. п.).

Далее оператор нажимает кнопку пуска и (предварительно загруженный бельем и реагентами) автомат, приступает к выполнению заложенных в программе в соответствии с выбранным режимом последовательных операций: заполнение водой, ее разогрев, стирка, сброс отработанной воды, полоскание, отжим.

При этом в осуществляемой программе заложены не только виды операций, но и их продолжительность. Завершение

времени предшествующей операции служит сигналом для начала следующей.

16.3. Замкнутые системы автоматического управления

В замкнутых системах автоматического управления обратная связь не прерывается и постоянно участвует при осуществлении каждого управляющего воздействия.

Автоматическое управление каким-либо процессом с помощью замкнутых САУ сводится к стабилизации некоторого параметра этого процесса – критерия регулирования. В связи с этим такие автоматы получили название автоматических стабилизаторов.

В частности, при бурении (в особенности при бурении на нефть и газ) получили распространение автоматические стабилизаторы осевой нагрузки. Вначале представим себе, как происходит стабилизация осевой нагрузки при отсутствии автоматики. Сделаем это на примере бурения с разгрузкой станками с гидравлической подачей (рис. 6.2). Бурильщик стоит у станка и держит руку на рукоятке дросселя 14, смотря при этом на стрелку измерителя осевой нагрузкой, установленную в положение 19. Цель бурильщика – не дать осевой нагрузке отклониться от значения, указанного стрелкой.

На осевую нагрузку могут оказывать влияние геологические либо технические условия ведения процесса бурения. Если, например, по какой-то причине в питающей сети электродвигателя маслонасоса 10 упадет напряжение, то частота вращения электродвигателя уменьшится, и подача насоса упадет. Уменьшение протекающего через канал дросселя потока масла приведет к уменьшению создаваемого дросселем 12 перепада давления p. Через переключатель 15 уменьшенное давление передастся рабочей жидкости под поршнем 7, вызвав уменьшение разгружающего усилия q. Поскольку в формуле (6.3) q имеет знак минус, осевая нагрузка C возрастет, а стрелка на приборе отойдет от своего заданного положения 19 вниз. **Величина отклонения фактического значения регулируемого параметра от его заданного значения**

называется рассогласованием. Чтобы вернуть стрелку в ее прежнее положение, бурильщик будет вращать рукоятку 14 иглы 13 вправо. Вследствие наличия резьбы, игла двинется вниз, уменьшая проходное отверстие дросселя 12. От этого перепад давления p начнет возрастать и с ним – усилие q. Стрелка прибора начнет возвращаться в исходную позицию. Как только стрелка этой позиции достигнет, бурильщик перестанет вращать рукоятку 14.

Если же нагрузка уменьшится, (стрелка отклонится вверх), то бурильщик начнет вращать рукоятку дросселя в обратном направлении, опять возвращая стрелку на место.

Автоматический стабилизатор осевой нагрузки (рис 16.3) в принципе выполняет свою работу так же, как это вручную делает бурильщик. В рассматриваемом автомате использован **критерий регулирования**

$$C = C_з = const \ , \qquad (16.2)$$

что означает, что фактическая осевая нагрузка C должна равняться заданному значению $C_з$.

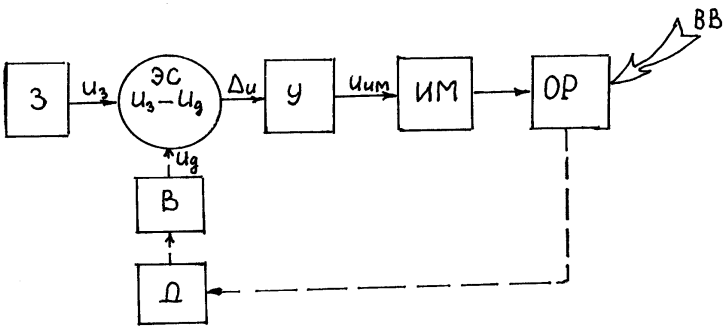


Рис. 16.3. Автоматический стабилизатор осевой нагрузки:
З – задатчик потребной нагрузки; ЭС – элемент сравнения; У – усилитель; ИМ – исполнительный механизм; ОР – объект регулирования; ВВ – внешние возмущения; Д – датчик осевой нагрузки; В – выпрямитель; $U_З$ – напряжение задатчика; $U_д$ – напряжение датчика; $Δ_u$ – напряжение рассогласования; $U_{ИМ}$ – напряжение на исполнительном механизме

На задатчике (блоке задания) *З* имеется рукоятка, с помощью которой бурильщик перемещает движок потенциометра, подводя вырабатываемое им напряжение $U_З$, к значению, пропорциональному необходимой осевой нагрузке $C_З$. Для удобства использования $U_З$ представляет собой напряжение постоянного тока (в блоке задания имеется выпрямитель). Датчик осевой нагрузки *Д* вырабатывает напряжение $U_д$, пропорциональное фактической осевой нагрузке. Это напряжение выпрямляется выпрямителем *В* (например, выпрямителем, работающим по мостовой схеме, приведенной на рис. 8.6). Масштабы заданной и фактической осевых нагрузок, выраженных в единицах электрического напряжения, одинаковы (что видно из нижеприведенного примера).

Напряжения датчика и задатчика подаются на элемент сравнения *ЭС*, и при том так, что их полярность оказывается противоположной. Поэтому на элементе сравнения осуществляется вычитание:

$$\Delta_U = U_З - U_д \ . \qquad (16.3)$$

Разность Δ_u есть напряжение рассогласования.

На рис. 16.4 демонстрируется работа элемента сравнения, осуществляющего операцию выработки разности напряжений согласно формуле (16.3). Устройство элемента сравнения показано на рисунке слева, его работа – на графике справа [20].

В момент начала бурового рейса бурильщик задает осевую нагрузку, равную заданию, согласно формуле (16.2). При этом напряжения задатчика и датчика на соответствующих резисторах одинаковы и напряжение рассогласования (формула (16.3)) равно нулю. Если в результате внешних возмущений фактическая осевая нагрузка изменилась, так что равенство $U_З$ и $U_д$ нарушилось, то на выходе элемента сравнения появляется напряжение рассогласования Δ_u. Согласно выражению (16.3) напряжение рассогласования имеет знак *минус*, при $U_д > U_З$ и знак *плюс*, при $U_д < U_З$. С элемента сравнения Δ_u поступает на усилитель, из которого выходит пропорционально увеличенным, до значения $U_{ИМ}$, которое требуются для привода во вращение электродвигателя исполнительного механизма.

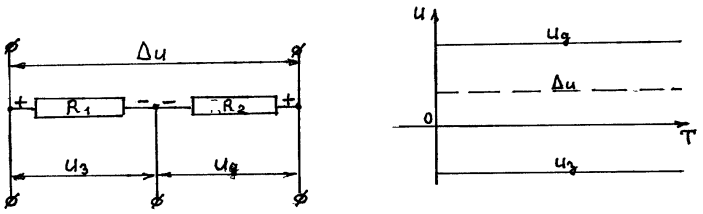


Рис. 16.4. Взаимодействие напряжений на элементе сравнения:
$U_З$ – напряжение задатчика; $U_д$ – напряжение датчика;
$Δ_u$ – напряжение рассогласования; R_1, R_2 – резисторы

В стабилизаторе осевой нагрузки для буровых станков с гидравлической подачей исполнительным механизмом является дроссель 12 (рис. 6.2), рукоятку 14 которого вращает низкооборотный (например, 2 об/мин) малогабаритный реверсивный двигатель. Слово *реверсивный* означает, что вал двигателя может вращаться в обоих направлениях (как по часовой стрелке, так и против нее). Конкретно это зависит от полярности напряжения, подаваемого на обмотку двигателя. Например, если к одному из выводов этой обмотки с помощью клеммы “а” подсоединить плюсовой провод (из двух проводов, подающих напряжение $U_{ИМ}$ с усилителя на двигатель), а на второй вывод через клемму “б” подсоединить минусовой провод, то вал двигателя будет поворачиваться, допустим, вправо. Если же теперь провода поменять местами, т. е. подать *плюс* на “б”, а *минус* – на “а”, то направление вращения вала изменится на противоположное.

В стабилизаторе нагрузки (рис. 16.3) двигатель подсоединен к напряжению $U_{ИМ}$ таким образом, что если управляющее напряжение рассогласования имеет знак *минус* (это означает, что фактическая нагрузка стала больше заданной), то вал двигателя поворачивается в сторону движения иглы 13 дросселя по резьбе вниз. Двигаясь вниз, игла уменьшает площадь канала перетока масла от насоса в бак и тем вызывает повышение перепада давления p, что повышает усилие разгрузки q и, в конечном итоге, уменьшает фактически действующую осевую нагрузку C. Поворот рукоятки дросселя

будет продолжаться до тех пор, пока не наступит равенство (16.2) $C=C_3$. При этом согласно формуле (16.3) Δ_u обратиться в нуль, как и $U_{ИМ}$. Обесточенный двигатель дросселя остановится. Возвращение к заданному значению нагрузки C_3 состоялось.

Если же осевая нагрузка самопроизвольно снизится, то возникнет напряжение рассогласования со знаком *плюс*. Двигатель начнет вращаться влево, поднимая иглу дросселя. Давление p над иглой (а значит и в гидроцилиндрах) будет уменьшаться, как и усилие разгрузки q, что вызовет увеличение осевой нагрузки C, пока равенство (16.2) опять не восстановится (с последующей остановкой двигателя дросселя).

Рассмотрим конкретный пример. Пусть, например, требуется осевая нагрузка C_3 = 10 кН и в данной системе автоматической стабилизации осевой нагрузки это соответствует напряжению U_3 = 10 В.

Напряжение задания U_3 поступает на элемент сравнения *ЭС*, куда также подается в противоположной полярности напряжение датчика осевой нагрузки $U_д$. Если фактическая осевая нагрузка в данный момент именно такова, как это устанавливает задание (C = 10 кН, $U_д$ = 10 В) то на элементе сравнения согласно формуле (16.3) два одинаковых напряжения взаимно уничтожатся, так что на выходе элемента сравнения напряжение рассогласования $\Delta_u = 0$.

Пусть теперь в нашем примере осевая нагрузка увеличилась до 12 кН, что соответствует $U_д$ = 12 В. Поскольку по-прежнему U_3=10 В, то согласно (16.3) на выходе элемента сравнения появляется рассогласование Δ_U = –2 В.

Рассогласование поступит на усилитель *У*, где будет преобразовано, например, в = –50 В (напряжение, на котором согласно его паспорту работает двигатель). Вал реверсивного двигателя начнет поворачиваться и поворачивать рукоятку дросселя в сторону снижения фактической осевой нагрузки, а значит и $U_д$. Когда $U_д$ снизится до исходного значения $U_д$ = 10 В, равенство $U_д = U_3$ восстановится, и в соответствии с (16.3) Δ_U, а значит и $U_{ИМ}$, обратятся в нуль. Регулятор рассогласование между заданной и фактической осевыми нагрузками ликвидировал.

Допустим теперь, что внешние условия изменились так, что осевая нагрузка упала до 7 кН (напряжение датчика станет $U_0 = 7$ В). Это вызовет рассогласование $\Delta_U = +3$ В. Так как знак рассогласования теперь стал положительным, двигатель исполнительного механизма начнет поворачивать рукоятку дросселя в сторону повышения осевой нагрузки. Когда нагрузка снова достигнет заданного значения, двигатель остановится.

Сходным образом действуют и стабилизаторы любого другого параметра.

Общий принцип работы автоматических стабилизаторов основан на **отрицательной обратной связи, при которой рассогласование используется для самоустранения**

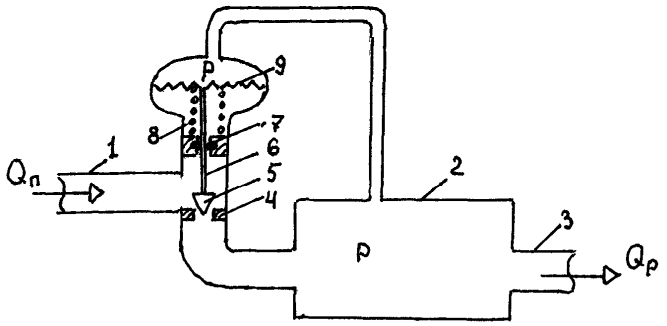


Рис 16.5. Автоматический стабилизатор давления газа:
1 – входная линия; 2 – газосборный коллектор; 3 – выходная линия; 4 – диафрагма; 5 – игла; 6 – шток; 7 – сальник; 8 – пружина; 9 – мембрана; $Q_П$ – расход поступающего газа; Q_P – расход отбираемого газа; p – давление газа в газосборном коллекторе

Еще один автоматический стабилизатор показан на рис. 16.5. Он предназначен для стабилизации давления газа p в газосборном коллекторе 2.

В коллекторе должно иметь место некоторое оптимальное давление $p_З$, которое, обеспечивает удовлетворение

потребностей потребителей в газе, с одной стороны, и не угрожает прочности корпуса коллектора – с другой.

Цель стабилизатора – поддерживать в коллекторе это постоянное давление. Критерий регулирования в данном автомате:

$$p = p_3 = const, \tag{16.4}$$

где p – фактическое текущее значение давления газа в коллекторе.

В реальности это равенство постоянно нарушается, т. к. через выходную линию 3 потребители осуществляют отбор газа, в результате чего давление в газосборном коллекторе падает до некоторого текущего значения.

$$p < p_3 . \tag{16.5}$$

Текущее значение давления p, зависит от интенсивности отбора газа, которая меняться как в течение суток, так и в течение года. Если давление в газосборном коллекторе упадет значительно, то дальнейший отбор газа станет затрудненным (как это иногда и случается во время зимних холодов).

В рассматриваемом автоматическом стабилизаторе давления объектом регулирования является состояние газосборного коллектора, а именно фактическое давление содержащегося в нем газа. Мембрана 9 является элементом сравнения. Мембрана находится в покое, если сила, действующая на нее сверху, равна силе, действующей снизу, т.е.

$$p_3 F = \lambda l_3 , \tag{16.6}$$

где F – площадь мембраны λ – жесткость пружины 8, l – ее деформация (сжатие по длине). Иными словами, при давлении, равном заданному значению p_3 сила, действующая на мембрану сверху (левая часть равенства), уравновешивается силой сопротивления пружины 8, деформированной на заданную величину l_3 (в этом автомате пружина выполняет роль задатчика). В положении равновесия (16.6.) игла 5 (исполнительный механизм) перекрывает диафрагму 4, и блокирует канал поступления газа в газосборный коллектор.

При отборе газа потребителями, давление в коллекторе начнет снижаться. Ввиду большого объема коллектора 2, вначале снижение давления неощутимо для регулятора, но когда оно снизится до некоторого критического (превышающего порог чувствительности системы) значения $p < p_3$, равенство (16.6) нарушится, и его левая часть станет меньше правой. Пружина 8 начнет распрямляться. Нажимая снизу, пружина вызовет прогиб мембраны 9 вверх, причем с помощью прикрепленного к ней штока 6 мембрана потянет вверх запорную иглу 5. Игла откроет входное отверстие диафрагмы 4, и газ со скважин газового месторождения устремится в коллектор с расходом $Q_П$. Давление газа в коллекторе начнет расти и, в конце концов, снова достигнет значения p_3. Равновесие (16.6) восстановится, причем деформация пружины вернется к исходному значению и игла снова заблокирует доступ газа в коллектор.

Очевидно, что чем больше потребление газа Q_P, тем чаще будет срабатывать регулятор. Основное условие устойчивой работы регулятора состоит в том, чтобы при любом отборе газа Q_P сохранялось бы неравенство:

$$Q_П > Q_P . \qquad (16.7)$$

Данный автоматический стабилизатор имеет ту особенность, что на элемент сравнения (мембрану) действуют сам регулируемый параметр – давление газа – и создаваемая им сила. На исполнительный механизм – запорную иглу действует разность сил давления газа и деформированной пружины. **Стабилизаторы, в которых на элемент сравнения и исполнительный механизм, воздействует сам регулируемый параметр непосредственно, называются стабилизаторами прямого действия.**

В рассмотренном ранее стабилизаторе осевая нагрузка вначале преобразуется в датчике в электрическое напряжение, затем сравнивается с напряжением задатчика и, в конце концов (также в виде напряжения) воздействует на исполнительный механизм – его приводной двигатель.

Стабилизаторы, в которых на элемент сравнения и исполнительный механизм, регулируемый параметр

воздействует после его преобразования в иную физическую величину с использованием постороннего источника энергии (как правило – электрической), называются стабилизаторами непрямого действия.

16.4 Экстремальные регуляторы

Описанная выше автоматическая стабилизация предполагает, что до того, как автоматический стабилизатор запущен, подлежащее стабилизации наилучшее значение регулируемого параметра управляющего воздействия, уже известно (было каким-то образом найдено). Остается лишь следить, чтобы это значение неуклонно поддерживалось, и чтобы по случайным причинам оно не было бы заменено иным, менее эффективным значением (что и делает автоматический стабилизатор).

Экстремальным регулятором называется устройство, которое автоматически осуществляет не только поддержание оптимального (наилучшего) значения параметра управляющего воздействия, но и его поиск.

В разделе 4.3. приведены параметры-показатели эффективности процесса бурения. Эффективность осевой нагрузки (либо иного параметра управляющего воздействия – частоты вращения, расхода промывочной жидкости и т. п.) определяют по таким оценочным показателям, как:

– механическая скорость бурения – $V_м$ (формула (4.1))

– рейсовая скорость бурения – V_P (формула (4.2))

– стоимость 1 м углубки – q_M (формула (4.3)).

Процесс бурения необходимо вести так, чтобы обеспечить максимум механической или рейсовой скоростей и минимум стоимости метра. Следует указать, что из перечисленных трех оценочных показателей наиболее всеобъемлющим является стоимость метра. Он учитывает затраты не только на собственно процесс бурения, но и на ряд других статей, таких как стоимость смены (которая зависит, в свою очередь, от большого числа иных факторов, – таких, как стоимость буровой

установки, энергии, материалов и т. д.), стоимость применяемых ПРИ, стоимость спуско-подъемных операций.

Но в этой полноте учета всех влияющих факторов проявляется и недостаток такого оценочного показателя: бурильщик в ходе рейса, не может им руководствоваться, т. к. значительная часть перечисленных компонентов, из которых он слагается, от бурильщика не зависят.

Непосредственно в процессе бурения наиболее простым в применении оценочным показателем является механическая скорость, максимума которой и стремятся добиться.

Бурильщик может оптимизировать какой-либо параметр управляющего воздействия вручную. Согласно имеющемуся опыту он задает некоторое наилучшее в данных условиях значение осевой нагрузки C_1 и ведет бурение некоторого интервала углубки. Далее (например, по секундомеру-спидометру – рис. 11.1) устанавливает скорость бурения V_1.

После этого бурит такой же следующий интервал, но уже при ином значении осевой нагрузки C_2. Новая осевая нагрузка может, например, быть на некоторую заранее выбранную величину – называемую **шагом оптимизации** – более высокой:

$$C_2 = C_1 + \Delta_C, \qquad (16.8)$$

где Δ_C – шаг оптимизации осевой нагрузки.

(При $C_2 > C_1$, все остальные параметры управляющего воздействия – частота вращения, расход промывочной жидкости – сохраняются неизменными).

Определив механическую скорость V_2, бурильщик сравнивает ее со скоростью бурения предшествующего интервала.

Если $V_2 > V_1$, то, следовательно, C_2 **лучше, чем** C_1. Имеет смысл снова увеличить осевую нагрузку еще на один шаг. Если в результате получится, что при $C_3 > C_2$, $V_3 > V_2$, то

следует и дальше увеличивать осевую нагрузку, до тех пор, пока на некотором n-ном интервале не окажется, что

$$V_n < V_{n-1}, \tag{16.9}$$

т. е. скорость бурения последующего интервала меньше скорости бурения предшествующего интервала. В этом случае можно считать, что наилучшее (оптимальное) значение осевой нагрузки найдено, и это значение

$$C_{opt} = C_{n-1}. \tag{16.10}$$

Его и следует придерживаться.

Если с самого начала, т. е. при бурении **второго** интервала, окажется, что при $C_2 > C_1$, $V_2 < V_1$, то это означает, что осевую нагрузку следовало не увеличивать, а уменьшать. Тогда следующий интервал бурят при

$$C_3 = C_1 - \Delta_C, \tag{16.11}$$

т. е. при $C_3 < C_1$ с большой долей вероятности, можно ожидать, что будет получено $V_3 > V_1$. Если это будет действительно так, то дальше необходимо вести поинтервальное движение, с уменьшением осевой нагрузки на шаг на каждом интервале. В конце концов, это приведет к тому же, как и при поинтервальном увеличении нагрузки – к нахождению C_{opt} – см. (16.10).

Возможен и вариант, при котором скорость уменьшится как при увеличении, так и при уменьшении осевой нагрузки. Тогда следует сделать вывод, что исходное значение нагрузки и было оптимальным ($C_{opt} = C_1$).

После того, как C_{opt} найдено, его необходимо не только поддерживать, – т. е. не допускать, чтобы фактическая нагрузка самопроизвольно, по случайным причинам, отклонялась от оптимального значения (что и делает автоматический стабилизатор), но еще и проверять, не перестало ли найденное значение быть оптимальным.

Последнее происходит, если сменилась порода, поскольку **новой породе соответствует и новая оптимальная осевая нагрузка**. Так, если более твердая порода сменит более мягкую, то для этой новой породы C_{opt} может оказаться выше. Для проверки возможной смены пород вышеописанные опыты с понижением или повышением нагрузки и фиксацией скоростей бурения необходимо повторять.

На рис. 16.6 приведен **автоматический экстремальный регулятор**, который способен осуществлять поиск и поддержание оптимальных значений параметров управляющего воздействия (в данном случае частоты вращения бурильной колонны) в соответствии с вышеизложенной методикой. Общая схема устройства напоминает схему автоматического стабилизатора частоты вращения бурильной колонны и (кроме реле времени PB) содержит те же основные блоки. Однако работа экстремального регулятора отличается от работы стабилизатора коренным образом.

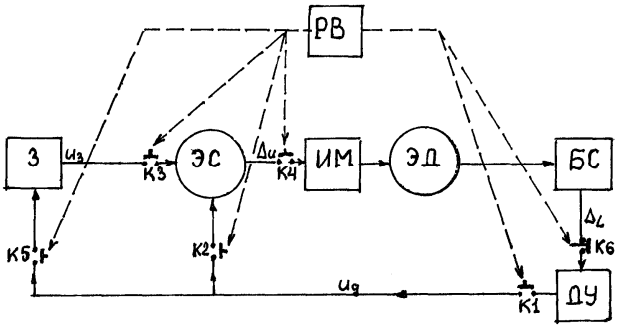


Рис. 16.6. Экстремальный регулятор частоты вращения:
З – задатчик; ЭС – элемент сравнения; ИМ – исполнительный механизм; ЭД – электродвигатель вращателя бурового станка; БС – буровой станок; ДУ – датчик углубки; РВ – реле времени; $U_д$ – напряжение датчика; $U_З$ – напряжение задатчика; Δ_U – рассогласование; Δ_L – углубка; $к_1$, $к_2$, $к_3$,$к_4$,$к_5$ – нормально разомкнутые контакты; $к_6$ – нормально замкнутый контакт

За критерий оптимизации (оценочный параметр) принята средняя (за заданный промежуток времени) скорость бурения

$$V_{ср} = \frac{\Delta_L}{\Delta_T} \ , \qquad (16.12)$$

где Δ_T – **постоянный** мерный интервал времени бурения; Δ_L – углубка за время Δ_T .

По средней скорости судить об результате изменения параметра управляющего воздействия более правомерно, чем по мгновенной скорости $\frac{dL}{dT}$, поскольку:

– вычисленная за более или менее длительный период времени **средняя скорость бурения в меньшей, чем мгновенная скорость, степени подвержена случайным колебаниям**. Случайные колебания параметра оптимизации сильно затрудняют правильность его оценки;

– при достаточно длительном интервале времени Δ_T , **на значениях средней скорости проявляется влияние износа резцов. На мгновенной же скорости влияние износа резцов не проявляется вовсе**, ввиду того, что время ее замера dt есть бесконечно малая величина. Это является важным недостатком мгновенной скорости, поскольку степень износа резцов может играть в оптимизации процесса бурения решающую роль.

Поскольку в данном экстремальном регуляторе интервал времени Δ_T , постоянен (один и тот же для всех замеров), то, следовательно, об изменениях скорости бурения можно судить только по изменениям углубки Δ_L . Величина Δ_L в датчике проходки отсчитывается по опусканию бурового снаряда в ходе бурения. Это опускание замеряется либо по перемещению шпинделя (как на рис. 11.2) либо по углу поворота кронблочного шкива (рис. 11.3), либо по углу поворота барабана лебедки. Время Δ_T , за которое проходит интервал Δ_L , задают с помощью реле времени *РВ*.

Автомат работает следующим образом:

когда время Δ_T замера очередного интервала углубки завершено, реле PB (при постоянно замкнутом контакте κ_6)

включает контакт κ_1, и на выходе датчика углубки $ДУ$ появляется напряжение $U_д$, пропорциональное углубке Δ_L.

Одновременно реле времени включает контакты κ_2, κ_3 и κ_4. В результате:

– $U_д$ подается на элемент сравнения $ЭС$;

– туда же подается напряжение задатчика $U_З$;

– выработанное в $ЭС$ согласно формуле

$$\Delta_U = U_д - U_З, \qquad (16.13)$$

напряжение рассогласования, подается на исполнительный механизм *ИМ*.

В отличие от отрицательной обратной связи, использованной в автоматических стабилизаторах, в экстремальных регуляторах используется **положительная обратная связь**: **рассогласование действует на автомат не для самоликвидации, а для того чтобы себя усилить**.

Это проявляется в том, что **если за счет какого-либо изменения частоты оборотов вращателя достигнут рост скорости, то, чтобы получить еще больший рост скорости, следующее изменение частоты задается в таком же направлении; в противном случае (если вместо роста скорости получено ее падение) направление изменения частоты сменяется на противоположное.**

Рассогласование Δ_U после усиления и других преобразований в блоке $ИМ$, воздействует на управляющую обмотку электродвигателя с регулируемой частотой вращения $ЭД$. Это воздействие сводится к следующему:

Если рассогласование имеет знак *плюс,* (скорость бурения возросла), то согласно вышеизложенному принципу возможны два варианта:

– если в ходе ранее сделанных шагов частота вращения двигателя увеличивалась, то экстремальный регулятор продолжать ее увеличивать;

– если в ходе ранее сделанных шагов частота вращения двигателя уменьшалась, то экстремальный регулятор продолжать ее уменьшать.

Если рассогласование имеет знак *минус*, то:

– если в ходе ранее сделанных шагов частота вращения двигателя увеличивалась, то экстремальный регулятор начинает ее уменьшать;

– если в ходе ранее сделанных шагов частота вращения двигателя уменьшалась, то экстремальный регулятор начинает ее увеличивать.

По аналогии с формулами (16.8) и (16.11), но для случая, когда исследуемым параметром управляющего воздействия является уже не осевая нагрузка C, а частота вращения N, имеем выражение

$$N_n = N_{n-1} \pm \Delta_N . \qquad (16.14)$$

То есть, частота вращения на последующем интервале номер n, равна частоте на предшествующем интервале номер $n-1$ плюс-минус приращение частоты Δ_N (шаг ее изменения).

Величина шага изменения частоты зависит от длительности воздействия на двигатель сигнала рассогласования Δ_U. Пока рассогласование действует, частота изменяется, когда оно перестает действовать, – частота остается постоянной при своем новом измененном значении. Такой она остается в течение всего следующего интервала углубки.

Прекращение действия рассогласования на $ЭД$ наступает после того как, спустя заданное время (несколько секунд) после замыкания контактов $к_2$, $к_3$ и $к_4$, реле времени эти контакты размыкает.

Непосредственно после размыкания указанных контактов и при все еще замкнутом контакте $к_1$, реле времени замыкает контакт $к_5$ и тем обеспечивает поступление сигнала датчика в задатчик $З$. В задатчике происходит замена старого задания, на новое, т. е. на сигнал датчика углубки $U_д$.

Таким образом, относящийся к следующему интервалу углубки номер n сигнал задания

$$U_{зn} = U_{дn-1}. \qquad (16.15)$$

Через время, достаточное для замены уставки задания (доли секунды) реле времени PB размыкает контакты $к_5$ и $к_1$.

После этого автомат приступает к отработке следующего интервала углубки номер n. Реле времени PB размыкает контакт $к_6$, что является сигналом для перенастройки датчика на новый цикл работы (установка датчика в исходное положение, – как это, например, осуществляется с сельсином – датчиком спидометра на рис 11.3).

Через несколько секунд воздействие реле времени на нормально замкнутый контакт $к_6$ прекращается и этот контакт замыкается. Начинается замер все возрастающего интервала углубки Δ_{Ln}. Замер углубки будет продолжаться в течение запланированного промежутка времени Δ_T. Обычно Δ_T составляет несколько минут.

После того как заданное время бурения Δ_T истекло и интервал углубки Δ_{Ln} получен, реле времени с помощью контакта $к_1$ снова соединяет датчик с автоматом. Операции, которые далее осуществляются, описаны выше; здесь следует только подчеркнуть, что в **качестве сигнала задатчика через контакт $к_3$ подается сигнал углубки $U_{дn-1}$ – за предшествующий интервал.**

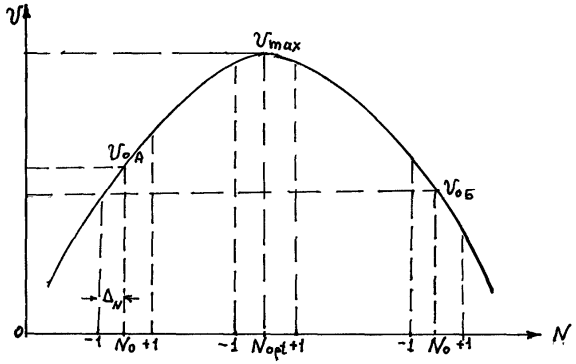


Рис. 16.7. Зависимость скорости бурения от частоты вращения: *N – ось частот вращения; N_{opt} – оптимальная частота вращения; N_o – исходная частота (при начале поиска оптимума); –1 – частота, которая на шаг Δ_N ниже обозначенной на графике; +1 – частота на шаг Δ_N выше обозначенной, V – ось скоростей бурения; V_{max} – максимальная скорость бурения; V_o – исходная скорость бурения*

Принцип поисков оптимума представлен на рис.16.7. На графике приведен обобщенный вид зависимости скорости бурения от параметра управляющего воздействия. Это квадратичная парабола, имеющая максимум.

Максимум параболы представляет наибольшую скорость бурения V_{max}, возможную в данных условиях (для пород данного типа). Этой скорости соответствует оптимальная частота вращения N_{opt}.

В конкретных условиях точный характер кривой (координаты точек, через которые она проходит), бурильщику неизвестен. Поэтому прежде, чем запустить экстремальный регулятор, бурильщик (на основании имеющегося опыта) вручную задает исходное (нулевое) значение частоты вращения N_0 (так называемая “нулевая точка”) и в продолжение периода времени Δ_T ведет бурение интервала углубки, чтобы установить соответствующую скорость бурения V_0.

Получив значение V_0, бурильщик вводит его в блок задания в качестве уставки и запускает экстремальный

регулятор, в котором для цикла углубки номер 1 (первый цикл после нулевого) условно задается положительное приращение частоты Δ_N, так что частота вращения бурильной колонны возрастает и становится равной

$$N_{+1} = N_0 + \Delta_N . \qquad (16.16)$$

Если исходное значение частоты N_0 оказалось на левой ветви параболы (область – недостаточных частот), то скорость за интервал углубки номер один окажется выше, чем скорость за нулевой интервал, и тогда рассогласование согласно формуле (16.13) получит знак *плюс.*

На интервале углубки номер два частота и скорость опять возрастут, и будут продолжать возрастать, т. к. движение к оптимуму будет идти вверх по левой ветви параболы.

Если исходное значение частоты N_0 оказалось на правой ветви параболы (область – избыточных частот), то при увеличении частоты на один шаг, (осуществляемом регулятором на первом после его включения интервале углубки) скорость бурения (как это следует из рисунка) упадет.

Тогда формула (16.13) даст рассогласование со знаком *минус* и, вследствие этого, начиная с интервала углубки номер два, направление изменений частоты при движении к оптимуму сменится на противоположное. На каждом новом интервале частота будет теперь на один шаг меньше, и, в частности

$$N_{-1} = N_0 - \Delta_N . \qquad (16.17)$$

При каждом уменьшении частоты будет происходить увеличение скорости бурения.

Пример процесса оптимизации приведен в табл. 16.1. В таблице области *А* и *Б* относятся к разным породам. Для каждой области в автомат введены разные временные интервалы для замера углубки (6 мин для области *А*, 3 мин – для *Б*).

Значения интервалов углубки Δ_L получены в ходе бурения, по ним – с учетом постоянного интервала времени Δ_T – по формуле (16.12) подсчитаны средние скорости бурения V_{CP}.

Они же (в виде соответствующих электрических напряжений) введены в блок задания *З* для оценки бурения следующего интервала углубки.

В варианте *А* наблюдалась следующая последовательность действий экстремального регулятора:

– на нулевом шаге бурильщик, выбрав исходную частоту 250 об/мин, провел в течение 6 мин бурение и получил среднюю скорость 5,1 м/ч;

– введя эту скорость в качестве задания, бурильщик запустил автомат;

– автомат при бурении 1-го и всех следующих интервалов стал увеличивать частоту вращения – каждый раз на Δ_N =50 об/мин;

– увеличение частоты давало рост скорости бурения до интервала номер пять включительно (где при частоте N_{opt} = 500 об/мин получена скорость V_{max} = 9.5 м/ч);

– при следующем увеличении частоты (на 6-м интервале) скорость упала;

– автомат переключился на снижение частоты, которая на 7-м интервале вернулась к той, что была на 5-м интервале, (скорость также вернулась к максимальному значению, но с небольшой погрешностью);

– на восьмом шаге автомат продолжил снижение частоты, но скорость бурения упала опять;

– возвращение к 500 об/мин на шаге номер 9 снова обеспечило высокую скорость;

– продолжив повышение частоты (шаг номер 10), автомат получил на этот раз значительное возрастание скорости (много большее, чем даже на 5-м интервале);

– дальнейшее повышение частоты опять дало резкое повышение скорости. Принцип поисков оптимума представлен на рис.16.7. На графике приведен обобщенный вид зависимости скорости бурения от параметра управляющего воздействия. Это квадратичная парабола, имеющая максимум.

Максимум параболы представляет наибольшую скорость бурения $V_{\max}$, возможную в данных условиях (для пород

данного типа). Этой скорости соответствует оптимальная частота вращения N_{opt}. Данные таблицы говорят о том, что, двигаясь в сторону оптимума путем увеличения частоты, автомат достиг оптимума на 5-м шаге. Здесь получена максимальная средняя скорость бурения V_{max} при соответствующей ей оптимальной частоте N_{opt} = 500 об/мин. Это – соответствует вершине параболы, приведенной на рис. 16.7. Отклонение от оптимальной частоты, как в сторону повышения (шаг 6), так и понижения (шаг 8) привело к падению скорости бурения. **Такое поведение автомата – чередующиеся скачки повышения и снижения параметра управляющего воздействия (в данном случае частоты вращения) характерно для зоны оптимума и является свидетельством того, что оптимум достигнут.**

Таблица 16.1

Поиск и поддержание оптимальной частоты вращения экстремальным регулятором

№ шага	Область A (Δ_T = 0,1 ч)				Область $Б$ (Δ_T = 0,05 ч)			
	$З$, м/ч	N, об/мин	V_{CP}, м/ч	Δ_L, м	$З$, м/ч	N, об/мин	V_{CP}, м/ч	Δ_L, м
0		250	5.1	0.51		900	15	0.75
1	5.1	300	6.6	0.66	15	950	12	0.60
2	6.6	350	7.6	0.76	12	900	15	0.75
3	7.6	400	8.4	0.84	15	850	20	1.00
4	8.4	450	9.1	0.91	20	800	23	1.15
5	9.1	500	9.5	0.95	23	750	21	1.05
6	9.5	550	9.2	0.92	21	800	24	1.01
7	9.2	500	9.4	0.94	24	850	20	1.00
8	9.4	450	9.0	0.90	20	800	24	1.20
9	9.0	500	9.6	0.96	24	750	20	1.00
10	10.6	550	12.0	1.20	20	800	24	1.20
11	12.0	600	13.5	1.35	24	850	19	0,95

Кроме того, эти скачки обеспечивают стабилизацию оптимального значения параметра управляющего воздействия, т. к. не позволяют системе самопроизвольно по случайным причинам отойти от этого значения более чем на один шаг приращения Δ_N.

Резкое повышение скорости бурения при повышении частоты на 10-м и 11-м шагах (дальнейшие шаги не показаны) свидетельствует, что найденный на 5-м шагу оптимум частоты перестал быть оптимумом вследствие смены буримой породы. Поэтому автомат перешел к движению к новому оптимуму.

В варианте *Б* после завершения углубки на нулевом шаге и запуска автомата обнаруживается, что возрастание частоты приводит к падению скорости. Поэтому на шаге номер 2 автомат переключается на движение к оптимуму с уменьшением частоты на каждом шаге.

На шаге номер 4 достигнут максимум скорости 23 м/ч и оптимум частоты 800 об/мин.

Далее вплоть до 11-го шага происходит чередование положительных и отрицательных приращении частоты относительно оптимального значения N_{opt} = 800 об/мин.

16.5. Особенности реакции объектов управления на управляющие воздействия

Состояние, к которому пришел объект управления после полного восприятия им изменения параметра управляющего воздействия, называется установившимся режимом.

Однако, как правило, **между моментом подачи управляющего воздействия и возникновением в объекте управления окончательного изменения (полной реакции) проходит определенный период времени, который занимает так называемый "переходный процесс"**.

Свойственные рассматриваемому объекту типы и параметры переходных процессов учитываются при конструировании систем автоматического регулирования.

Без такого учета невозможно обеспечить надежность функционирования этих систем.

В частности, при неправильной (осуществляемой без учета переходных процессов) подаче сигналов управляющего воздействия, система автоматического управления может потерять устойчивость [18].

Потеря устойчивости обычно выражается в возникновении незатухающих и возрастающих по амплитуде колебаний, которые не только делают управление невозможным, но и способны привести к разрушению самого объекта управления.

Переходные процессы различаются как временем, так и характером их протекания.

Время переходного процесса зависит от размеров объекта управления и степени его инерционности. В крупных, обладающих высокой инерционностью, объектах длительность переходного процесса может быть значительной.

Так, крупным и высокоинерционным объектом является газосборный коллектор (рис. 16.5). Управляющее воздействие (открытие клапана, связывающего коллектор с линией подачи газа из скважины), осуществленное с целью повысить давление в коллекторе до заданного значения, достигает этой цели только за продолжительное время (иногда за много минут).

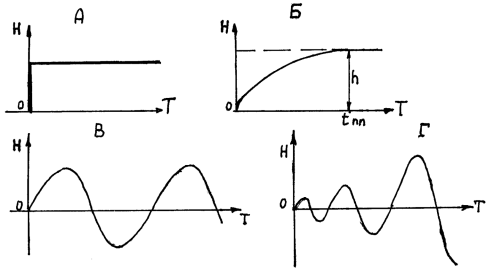


Рис. 16.8. Разновидности переходных процессов:
А – ступенчатая форма роста параметра управляющего воздействия; Б – реакция объекта управления в виде выполаживающейся кривой; В – та же реакция в виде гармонической кривой; Г – реакция, приведшая к потере устойчивости; Т – ось времени; $t_{пп}$ – время окончания переходного процесса; Н – ось интенсивности реакции; h – полная интенсивность реакции на заданное управляющее воздействие

Наоборот, объекты небольшого объема и массы, состоящие из жестких механических элементов, характеризуются малым временем переходного процесса (секунды и доли секунд).

Наиболее коротким временем переходного процесса отличаются электрические и электронные объекты, в которых скорость протекания процессов приближается к скорости света.

Если, как часто бывает, объект управления состоит из последовательности элементов (звеньев) различного типа, размера и инерционности, то конструктор автоматов оценивает время переходного процесса в каждом из звеньев и сосредотачивает внимание на том элементе, где время переходного процесса особенно велико. После этого он оценивает время переходного процесса для объекта в целом.

В различных автоматических системах можно встретить несколько разновидностей характера протекания переходных процессов. Наиболее часто встречающиеся разновидности представлены на рис. 16.8.

На графике рис. 16.8 *А* показано, что параметр управляющего воздействия изменился в виде ступенчатой функции. Это означает, что до начала координат этот параметр равнялся нулю, а, начиная с $t = 0$, скачкообразно достиг заданного значения и продолжает его сохранять. Эта разновидность формы управляющего сигнала считается типичной. Именно такая разновидность изменения управляющего сигнала вызвала реакции объекта регулирования, показанные на рис.16.8 *Б, В* и *Г*.

График 16.8 *Б* (выполаживающаяся кривая): встречается часто. Объекту требуется время $t_{пп}$, чтобы его реакция достигла заданной интенсивности h. При $t > t_{пп}$ переходный процесс завершен.

График 16.8 *В:* реакция объекта осуществляется по гармоническому закону, что представляет собой исключение. Если такая реакция запланирована, то в большинстве случаев это следствие того, что и сам управляющий сигнал подается также по гармоническому закону, причем и входное и выходное воздействия характеризуются одинаковым периодом колебаний.

Если же реакция в форме гармонических колебаний не запланирована, то она свидетельствует о возможности

возникновения аварийной ситуации, что и демонстрирует график на рис. 16.8 *Г*.

Ниже на рис. 18.3 представлен еще один вид переходного процесса – затухающие колебания. Такая реакция объекта на скачкообразное изменение управляющего параметра встречается часто и опасности, как правило, не представляет.

Объекты регулирования еще подразделяются на объекты с сосредоточенными параметрами и объекты с распределенными параметрами.

Объекты с сосредоточенными параметрами – это такие объекты, у которых в состоянии равновесия значения регулируемого параметра одинаковы во всех точках.

Объекты с распределенными параметрами – это такие объекты, у которых в состоянии равновесия значения регулируемого параметра в различных точках различны.

Объекты с распределенными параметрами обычно имеют большую протяженность. К ним, например, принадлежат газопроводы, у которых давление в разных сечениях неодинаковы.

К объектам с распределенными параметрами принадлежит и бурильная колонна, у которой механические напряжения в верхней и нижней частях могут быть противоположны по знаку (растяжение в верхнем сечении, сжатие – в нижнем).

Объекты с распределенными параметрами представляют особую сложность для работы систем автоматического управления.

Необходимые характеристики переходных процессов (их также именуют “динамическими” характеристиками) устанавливаются как теоретическим, так и экспериментальным путем.

Теоретический метод сводится к составлению дифференциального уравнения переходного процесса с последующим его анализом и использованием. Традиционным является следующий путь для составления дифференциального уравнения переходного процесса:

– составление уравнения материального баланса для установившегося режима;

– составление уравнения, связывающего изменение регулируемого параметра, с изменением параметра управляющего воздействия в переходном процессе;

– совместное решение вышенайденных уравнений.

Дифференциальные уравнения составляются для всех звеньев объекта управления с последующим их обобщением для управляемого объекта в целом.

На современном этапе математическая обработка и анализ уравнений сильно облегчаются при использовании для этой цели компьютеров. Для основных классов, на которые подразделяются управляемые объекты, разработаны типичные для них дифференциальные уравнения.

Сложность, однако, заключается в присутствии в этих уравнениях, коэффициентов, характеризующих физические свойства элементов управляемого объекта (свойства материала, особенности формы, и влияние размеров), которые, определяются чаще всего экспериментальным путем.

При экспериментальном исследовании строят компьютерные, а затем возможно и предметные модели автоматических систем, обычно пропорционально уменьшенные. На конечном этапе конструкторских работ исследования проводятся, как правило, на натурных экземплярах.

Экспериментальный метод существенно дороже теоретического, но зато дает результаты, жестко увязанные с конкретными условиями применения с минимальной ошибкой.

По указанным причинам на начальных этапах работ приводят комплекс теоретических исследований. Получив на их основе материал для выбора направления дальнейших работ, приступают к созданию экспериментальных моделей, все более адекватных условиям применения.

Контрольные вопросы

1. Преимущества автоматического управления.
2. Основные элементы систем автоматического управления и принцип их взаимодействия.
3. Понятия прямой и обратной связи в САУ.
4. Разомкнутые САУ.
5. Замкнутые САУ.
6. Рассогласование в автоматических стабилизаторах и его роль.
7. Элемент сравнения и его работа.
8. Отрицательная и положительная обратные связи.
9. Стабилизаторы прямого и непрямого действия.
10. Принцип работы экстремального регулятора.
11. Обычно применяемый критерий оптимизации в бурении.
12. Какое значение параметра управляющего воздействия называют оптимальным?
13. Поведение экстремального регулятора при достижении оптимума.
14. Что такое установившийся режим работы САУ, и что такое переходный процесс?
15. Что такое потеря устойчивости САУ, в чем она выражается, чем заканчивается?
16. От чего зависит время переходного процесса?
17. Что такое объект с распределенными параметрами?
18. Методы нахождения характеристик переходных процессов.

17. СРЕДСТВА АВТОМАТИКИ ПРИ БУРЕНИИ НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ И ВОДУ

17.1. Автоперехват при бурении со шпиндельной подачей

В подразделах 16.1 и 16.2 описаны преимущества автоперехвата при бурении со шпиндельной подачей и общие принципы его устройства и работы. Схема автоперехвата [34] приведена на рис. 17.1. Приводная коническая шестерня 6 приводит во вращение дополнительный шпиндель 5, который, в свою очередь, с помощью внутренних шлицов вращает основной шпиндель 4. Последний на шлицах имеет возможность продольного осевого перемещения. Когда в процессе бурения подвижный шпиндель 4 завершает свой ход вниз (как это и имеет место на рисунке), верхний выступ 25 направляющего штока 9 упирается в верхний из двух следящих элементов 22. Вследствие этого замыкается электрический контакт питания катушки 20 электромагнита, который, втягивая железный якорь 19 и преодолевая сопротивление пружины 18, перемещает золотник 21 влево (в положение “перехват”). Нагнетательная линия 16 маслонасоса 15 соединяется с маслопроводом 13, ведущим к элементам, участвующим в перехвате.

Из схемы видно, что ответвления маслопровода 13 подводят создаваемое насосом давление к верхнему 1 и нижнему 2 зажимным патронам, а также к верхней и нижней полостям гидроцилиндра 8. Под действием давления масла происходит следующее:

– нижний зажимной патрон захватывает ведущую бурильную трубу 7;

– одновременно верхний зажимной патрон эту трубу отпускает;

– на несколько долей секунды позднее начинается быстрый подъем шпинделя. Запаздывание происходит из-за большей, по сравнению с емкостью гидроцилиндров патронов емкостью гидроцилиндров подачи.

В ходе быстрого подъема основного шпинделя 4 дополнительный (лишенный возможности осевого перемещения) шпиндель 5 через патрон 2 и трубу 7 продолжает вращать бурильную колонну и ПРИ, так что бурение по сути дела продолжается. Когда в ходе подъема нижний выступ направляющего штока встречается с нижним следящим элементом, то размыкается контакт питания катушки электромагнита 20 (см. ниже). Катушка обесточивается и пружина 18 перемещает золотник 21 вправо (в положение "бурение"), причем связь линий 16 и 13 прерывается, движение основного шпинделя вверх прекращается, верхний патрон 1 захватывает трубу 7, а нижний патрон 2 ее отпускает. Масло из линии 16 подается теперь в магистраль 14, что позволяет бурильщику управлять процессом бурения. Продолжение линии 14 не показано, т. к. оно имеет тот же вид и работает так же, как это изображено на рис. 6.2. После углубки на величину хода шпинделя все описанное повторяется. Электрическая схема автоперехвата приведена на рис. 17.2.

Электрическая схема питается от двух фаз линии питания электродвигателя станка. Трансформатор 6 преобразует напряжение 380 В, попадающее на его первичную обмотку, в безопасное напряжение 36 В. Параллельно первичной обмотке трансформатора подключен электромагнит с обмоткой 5 и якорем 11; последовательно с вторичной обмоткой включено реле 4, управляющее контактами 9 и 10.

Устройство оснащено двумя следящими элементами 3, упругой связью (пружинами) соединенными с контактами 7 и 8. В "нормальном" положении, когда оба элемента 3 не испытывают воздействия выступов штока, (т. к. находятся на его плоской части 2 – как на рис. 17.2, *Б*) контакт 7 замкнут, контакт 8 разомкнут.

В положении *А* шпиндель закончил свой ход (находится в крайнем нижнем положении). При этом верхний следящий

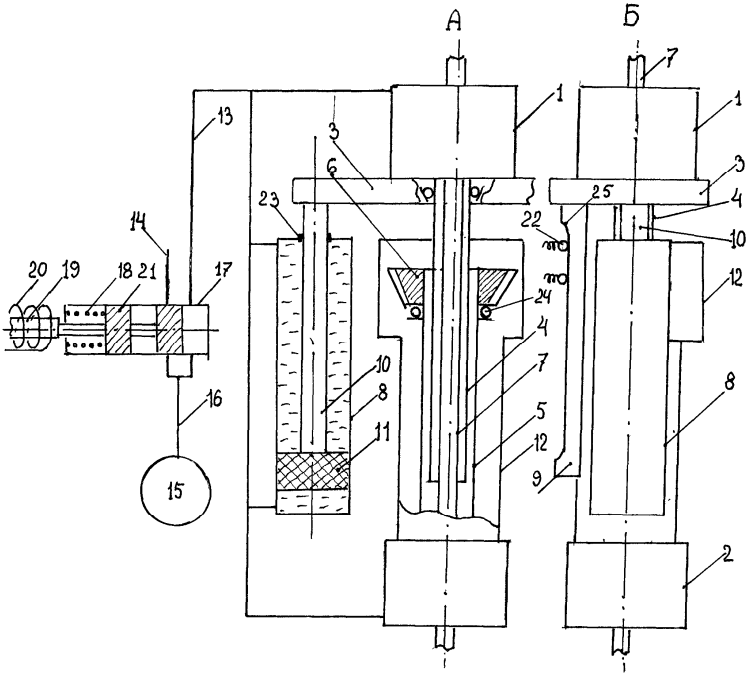


Рис. 17.1. Схема устройства автоперехвата:
А – вид спереди; Б – вид сбоку; 1 – верхний зажимной патрон; 2 – нижний зажимной патрон; 3 – траверса; 4 – основной (перемещающийся) шпиндель; 5 – дополнительный шпиндель; 6 – приводная шестерня; 7 – Ведущая бурильная труба; 8 – гидроцилиндр подачи шпинделя; 9 – направляющий шток шпинделя; 10 – шток гидроцилиндра; 11 – поршень; 12 – корпус привода шпинделей; 13 – маслопровод для осуществления автоперехвата; 14 – маслопровод для осуществления гидравлической подачи в ходе бурения; 15 – маслонасос; 16 – нагнетательная линия маслонасоса; 17 – корпус золотника; 18 – пружина золотника; 19 – якорь электромагнита; 20 – катушка электромагнита; 21 – золотник; 22 – следящий элемент; 23 – уплотнение; 24 – подшипник; 25 – выступ на направляющем штоке

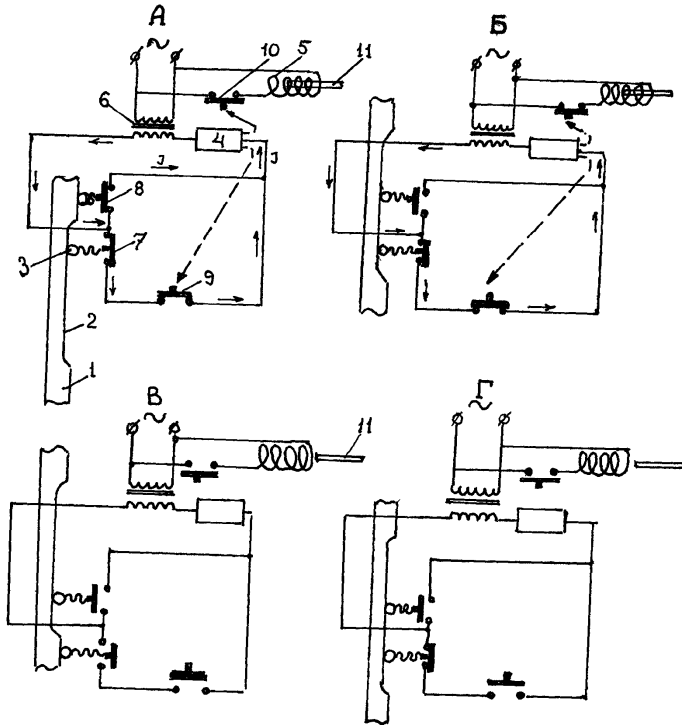


Рис 17.2. Электрическая схема автоперехвата:
А – нахождение шпинделя в нижней точке хода; Б – подъем шпинделя; В – нахождение шпинделя в верхней точке хода; Г – опускание шпинделя (бурение); 1 – направляющий шток с выступами; 2 – плоская сторона штока; 3 – следящий элемент; 4 – реле; 5 – катушка электромагнита; 6 – трансформатор; 7 – нормально замкнутый контакт; 8 – нормально разомкнутый контакт; 9 – контакт самоблокировки реле; 10 – контакт включения катушки электромагнита; 11 – якорь электромагнита (железный сердечник)

элемент надвинут на выступ в верхней части штока 1, что вызвало замыкание контакта 8, тогда как нижний следящий элемент остается на плоской проточке 2 и соответствующий контакт 7 продолжает оставаться замкнутым. Ток от вторичной обмотки трансформатора идет по всем линиям (как показано стрелками). При этом он проходит через реле, которое,

возбудившись, замыкает контакты 9 и 10 (показано пунктирными стрелками).

Через контакт 10 напряжение подается на катушку 5. Проходя через витки катушки, электрический ток превращает катушку в электромагнит. Железный якорь 11 втягивается в катушку и перемещает влево соединенный с ним шток золотника. При этом подаваемой маслонасосом 15 (рис. 17.1) жидкости открывается путь в трубопровод 13, вследствие чего (как это описано выше начинается процесс перехвата).

В положении *Б* свободный от бурильной колонны шпиндель движется вверх. При этом, как уже упоминалось, контакты 7 и 8 находятся в своем нормальном положении (контакт 7 замкнут, контакт 8 – разомкнут). Но поскольку реле 4 остается возбужденным, оно продолжает замыкать контакт 9 и через него снабжать себя током (отсюда название: контакт "самлблокировки" реле). То же реле продолжает замыкать контакт 10, вследствие чего катушка 5 через якорь 11 продолжает удерживать золотник в положении перехвата, который еще не окончен.

В положении *В* шпиндель достиг своей крайней верхней точки. Нижний следящий элемент поднялся на нижний выступ штока, чем вызвал размыкание нормально замкнутого контакта 7. Т. к. контакт 8 продолжает оставаться на плоской части штока, то его состояние не изменилось, и он разомкнут также. Ток от вторичной обмотки трансформатора идти не может ни одним из возможных путей. Обесточенное реле 4 перестает воздействовать на контакты 9 и 10, которые размыкаются. Катушка 5 обесточивается также и перестает быть электромагнитом. Пружина 18 (рис 17.1) возвращает золотник в положение "бурение".

В положении *Г* шпиндель опускается в ходе бурения. Верхний следящий элемент остается в том же положении, что и на рис. 17.2, *В*, и его контакт 8 разомкнут. Хотя нижний следящий элемент сошел с выступа и его контакт 7 теперь замкнут, ток через него идти не может, вследствие разомкнутости контакта 9 (на этапе *В* реле этот контакт прекратило замыкать). Золотник продолжает находиться в положении "бурение" и будет сохранять его пока ход шпинделя

не закончится, и снова не наступит положение A, после чего автоперехват и все выше описанное повторится.

На рис. 17.3 показано устройство гидравлических зажимных патронов.

На рис. 17.3 A **показан нормально замкнутый патрон**, а именно (верхний) зажимной патрон, устанавливаемый на верхнем конце основного шпинделя 8. В верхней расширенной части шпинделя 8 расположена мощная пружина 7. На пружину опирается втулка 3 с профрезерованными в ней пазами 11 наклонной формы (обычно четыре паза). В каждом пазу расположена плашка 2. Сама втулка 3 установлена в расширенной части шпинделя на шлицах, с помощью которых, а также пазов 11 она передает вращение шпинделя плашкам 2 и через них ведущей бурильной трубе 1.

В верхней части кожуха 10 установлен кольцевой гидроцилиндр 4, с кольцевым поршнем 5. Снизу поршень упирается в верхний торец втулки 3 через подшипник 6 (что необходимо, поскольку втулка вращается, а гидроцилиндр и поршень неподвижны). Гидроцилиндр соединен с идущим от маслонасоса шлангом с помощью канала 9.

При бурении давление масла в гидроцилиндр 4 не подается. Пружина 7 давит вверх на втулку 3. Под давлением сжатой пружины втулка стремится сдвинуться вверх относительно наклонной поверхности контакта с плашками 2 (в пазах 11). В результате на наклонной поверхности, возникает сила, с которой втулка прижимает плашки к ведущей трубе 1. Плашки крепко захватывают ведущую трубу 1 своими рифлеными рабочими поверхностями и надежно удерживают ее в ходе бурения. **При перехвате** из-за изменения положения золотника (см. выше) в магистрали 9 и в гидроцилиндре 4 появляется давление p. Вследствие этого давления кольцевой поршень 5, выдвигается из кольцевого цилиндра 4. При этом он, преодолевая сопротивление пружины 7, перемещает вниз втулку 3, которая перестает воздействовать на плашки 2. При отсутствии прижимающего к трубе усилия плашки перестают удерживать ведущую бурильную трубу, и освободившийся

шпиндель в ходе перехвата начинает движение к своему крайнему верхнему положению.

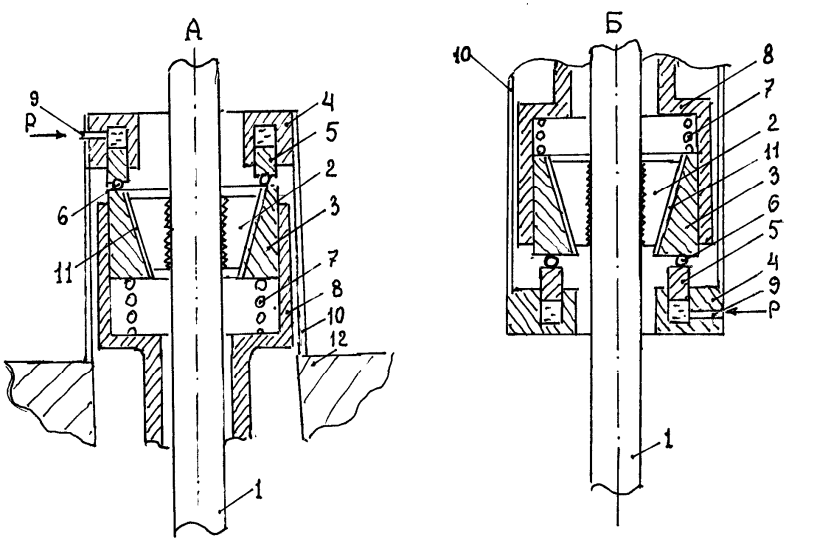


Рис. 17.3. Верхний и нижний гидравлические зажимные патроны: *А – верхний нормально замкнутый патрон; Б – нижний нормально разомкнутый патрон; 1 – ведущая бурильная труба; 2 – плашка; 3 – втулка; 4 – кольцевой гидроцилиндр; 5 – кольцевой поршень; 6 – подшипник; 7 – пружина; 8 – шпиндель; 9 – вход масляной магистрали; 10 – кожух; 11 – паз под плашку*

После завершения перехвата, давление p пропадает, и пружины снова захватывают ведущую трубу 1 в месте, отстоящем от предшествующего положения выше на величину хода шпинделя.

На рис. 17.3, *Б* показан нормально разомкнутый нижний гидравлический патрон, устанавливаемый на дополнительном шпинделе. Патрон имеет такое же устройство, как и верхний патрон с одной только разницей: гидроцилиндр 4 и пружина 7 меняют свои функции на обратные (гидравлика поджимает плашки 2, а пружина их освобождает). Это связано с изменением положения соответствующих деталей: пружина

давит на узкий торец втулки 3, а поршень 5 – на ее широкий торец (через подшипник 6).

Именно поэтому, когда золотник занимает положение "перехват" и давление подается одновременно в оба гидропатрона: нижний (на дополнительном шпинделе) захватывает ведущую трубу и продолжает ее вращать, тогда, как верхний выходит из контакта с ведущей трубой и вместе с основным шпинделем 8 начинает движение вверх.

При достижении крайнего верхнего положения давление p исчезает и от этого верхний патрон с помощью пружин и плашек захватывает бурильную колонну, а нижний, также за счет пружин, ее отпускает.

17.2. Буровые регуляторы БР-1 и АРП

Если автомат стабилизирует какой-либо из параметров управляющего воздействия, то такой автомат называется **стабилизатором**.

Если же стабилизации подвергаются параметры обратной связи – показатели интенсивности и безаварийности процесса бурения (например, механическая скорость или крутящий момент), то это более сложная задача, т. к. ее успешное решение зависит от бурильщика лишь косвенно. Решение задачи стабилизации параметра обратной связи в гораздо большей мере, чем параметра управляющего воздействия, зависит от внешних условий и, прежде всего, от буримых пород. Предназначенные для таких целей САУ называют **автоматическими регуляторами процесса бурения**.

Автоматические регуляторы процесса бурения, основанные на стабилизации механической скорости известны достаточно давно. Их критерий регулирования:

$$V = V_3 = const\ . \qquad (17.1)$$

Формально такой автомат вписывается в схему, данную на рис. 16.3. Следует лишь заменить датчик осевой нагрузки на датчик скорости.

С помощью задатчика $З$ бурильщик в виде некоторого напряжения $U_з$ задает желаемую механическую скорость $V_з$. Это напряжение на элементе сравнения $ЭС$ сравнивается с напряжением датчика скорости $U_д$ и в случае появления рассогласования Δ_U оно, после усиления поступает на исполнительный механизм $ИМ$.

Если в качестве параметра управляющего воздействия принята осевая нагрузка, то исполнительный механизм не отличается от исполнительного механизма стабилизатора осевой нагрузки (например, рассмотренный исполнительный механизм для станков с гидравлической подачей).

Если механическая скорость меньше заданной, то реверсивный двигатель вращает рукоятку 14 дросселя 12 (рис. 6.2) в сторону увеличения осевой нагрузки. Рост нагрузки приводит к росту внедрения резцов ПРИ, а это сопровождается увеличением механической скорости. Осевая нагрузка будет повышаться исполнительным механизмом до тех пор, пока скорость бурения не вернется к заданному значению $V_з$. В этот момент рассогласование станет равным нулю и двигатель дросселя обесточится. При увеличении скорости система сработает в обратном направлении и опять вернется к $V_з$.

Применение подобных автоматов столкнулось с серьезными проблемами. На самопроизвольное изменение механической скорости в первую очередь влияет изменение крепости буримых пород (а также затупление резцов, самозаклинка керна в колонковой трубе и т. п).

Рассмотрим случай, когда изначально бурение с использованием авторегулятора скорости велось в мягких породах (III–IV категорий), и задатчик авторегулятора был настроен на высокую механическую скорость (например, 20 м/ч). В какой-то момент рейса мягкие породы сменились крепкими, например, X категории буримости. Скорость бурения снижается до 2 м/ч, и на элементе сравнения появляется значительное рассогласование. Исполнительный механизм повышает осевую нагрузку. Скорость бурения начинает расти (например, до 2,5–3 м/ч), но вернуться к 20 м/ч в этих условиях

она не может из-за высокой крепости пород. В итоге исполнительный механизм будет повышать осевую нагрузку бесконечно, а практически до тех пор, пока не произойдет авария (поломка коронки и бурильной колонны).

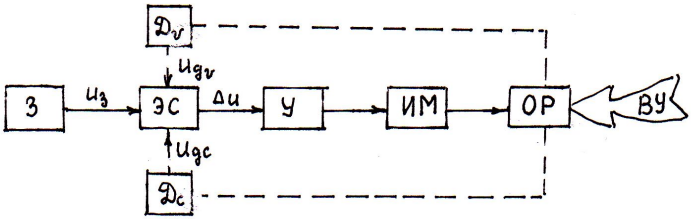


Рис. 17.4. Автоматический регулятор, работающий с учетом как скорости бурения, так и осевой нагрузки

Чтобы сохранить возможность использовать скорость бурения для интенсификации процесса углубки и при этом устранить опасность аварий, был предложен более сложный, чем вышерассмотренные, критерий регулирования (рис. 17.4)

$$C + V = З = const, \qquad (17.2)$$

где С – осевая нагрузка, V – скорость бурения, а З – заданное значение их суммы.

Как и в случаях, рассмотренных в подразделе 16.3, этот критерий осуществляется в терминах напряжения

$$U_{дс} + U_{дV} = U_З, \qquad (17.3)$$

что означает, что на элементе сравнения **сумма напряжений, вырабатываемых датчиками скорости, и осевой нагрузки уравновешивается некоторым заданным напряжением.** При этом рассогласование

$$\Delta_V = (U_{дс} + U_{дV}) - U_З. \qquad (17.4)$$

Пусть, например, в момент пуска автомата в работу скорость равнялась 10 м/ч (при сигнале датчика скорости $U_{дv}$=10 В). Обеспечивающая такую скорость нагрузка

равнялась 10 кН ($U_{дс}$=10 В), и сигнал задания составлял $U_З = 20$ В. Таким образом, рассогласование равнялось Δ_U=0 .

Проанализируем на этом примере работу автомата с таким критерием регулирования. Сначала рассмотрим крайние случаи.

Встретилась чрезвычайно твердая порода, так что скорость бурения упала практически до нуля. Рассогласование заставит управляющий осевой нагрузкой двигатель, вращаться в сторону возвращения скорости к заданному значению (т. е. увеличивать нагрузку). Однако порода оказалась (теоретически) настолько твердой, что, несмотря на рост нагрузки, скорость остается равной нулю. До каких пор будет расти нагрузка? Подставив в выражение (17.3) $U_{дv}$ = 0 , получим, что нагрузка будет расти не бесконечно (как при критерии $V = const$), а до момента, когда $U_{дс}$=$U_З$, т. е. когда напряжение датчика, возрастая, достигнет 20 В, а сама нагрузка – 20 кН. После этого рассогласование Δ_U исчезнет, питающийся от Δ_U реверсивный двигатель остановится, и авария не произойдет.

Встретилась чрезвычайно мягкая порода, когда скорость бурения очень велика даже при отсутствии осевой нагрузки (точнее, при очень малой нагрузке – как бывает, например, в песках). Достигнет ли скорость опасной величины, при которой шлам не будет успевать удаляться? Теоретически при $U_{дс}$=0 скорость может возрасти лишь до момента когда $U_{дv}$=$U_З$, т. е. не более чем до 20 м/ч (что согласно предварительным оценкам, зашламования вызвать не должно).

В отличие от рассмотренных выше предельных случаев в обычных условиях рост и падение нагрузки связаны с ростом и падением скорости.

Встретилась более крепкая, чем в исходных условиях, порода. Скорость бурения упала до 5 м/ч, так что соответствующее напряжение стало $U_{дv}$= 5 В. При первоначальной осевой нагрузке 10 кН (10 В) в уравнении (17.3) справа имеем 20 В, а слева – теперь только 15 В, и, следовательно, появляется рассогласование – 5 В. (формула

17.4). **Исполнительный механизм начнет повышать осевую нагрузку, одновременно вызывая при этом и рост скорости бурения.** Двигатель исполнительного механизма может остановиться, например, в положении, когда $U_{\partial c}$=13 В (C=13 кН) и $U_{\partial v}$=7 В (V=7 м/ч), т. е. когда сумма напряжений (20 В) опять удовлетворяет условию (17.3). В итоге регулятор поднял скорость, но не до исходного значения.

Встретилась более мягкая порода. При этом: $U_{\partial v}$= 15 В (при $U_{\partial c}$=10 В). Формула 17.4 дает Δ_U = + 5 В, что заставит реверсивный двигатель вращать дроссель в сторону уменьшения нагрузки. Через некоторое время равновесие правой и левой частей формулы (17.3) опять восстановится, например, при $U_{\partial v}$ = 12 В и $U_{\partial c}$ = 8 В.

Следует подчеркнуть, что для обеспечения равноправия обоих критериев регулирования, в исходном положении настройка регулятора должна обеспечивать одинаковый вклад сигналов нагрузки и скорости в общий баланс (10 В + 10 В=20 В).

Автоматическое управление бурением по критерию (17.2) осуществлено в регуляторах БР-1 (для гидравлической подачи) и АРП (для подачи с лебедки).

В **автомате БР-1** схема на рис. 6.2 дополнена электрическими датчиками скорости бурения и осевой нагрузки (рис. 11.2 и 5.7), задатчиком, элементом сравнения, усилителем и двигателем управления дросселем.

Схема **авторегулятора АРП – для подачи с лебедки** [34] представлена на рис. 17.5. *В* качестве датчика скорости бурения 3 использован тахогенератор. Он приводится обрезиненным фрикционным шкивом 4, прижимаемым к боковой поверхности тормозного шкива лебедки при ее разматывании в ходе бурения. В качестве датчика осевой нагрузки использован датчик прибора МКН (рис. 7.3). Сигналы датчиков скорости U_V и осевой нагрузки U_C складываются на элементе сравнения 5, куда в противофазе сигналам датчиков поступает также сигнал задатчика $U_З$.

Допустим, что из-за перехода в более крепкие породы скорость бурения упала и равновесие (17.3) нарушилось.

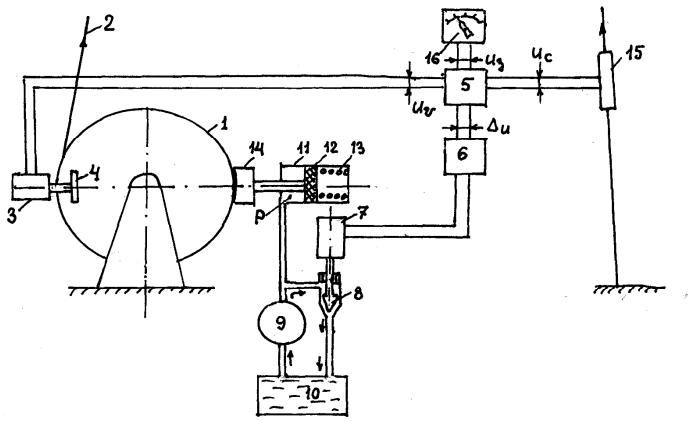


Рис. 17.5. Регулятор процесса бурения при подаче с лебедки:
1 – тормозной шкив лебедки; 2 – ведущая ветвь талевой оснастки; 3 – датчик скорости бурения; 4 – приводной шкив датчика скорости; 5 – элемент сравнения; 6 – усилитель; 7 – реверсивный электродвигатель; 8 – дроссель; 9 – маслонасос; 10 – маслобак; 11 – гидроцилиндр; 12 – поршень; 13 – пружина; 14 – тормозная колодка; 15 – датчик осевой нагрузки; 16 – задатчик; U_V – сигнал датчика скорости; U_C – сигнал датчика осевой нагрузки; $U_З$ – сигнал задатчика; Δ_U – рассогласование; p – давление жидкости

Появилось рассогласование Δ_U, которое после усилителя 6 попадает на управляющую обмотку электродвигателя 7.

Электродвигатель будет вращаться в сторону закрытия дросселя 8 и повышения на нем перепада давления p масла, (качаемого через этот дроссель насосом 9 в бак 10). Повышенное давление через трубопровод попадет под поршень 12 гидроцилиндра 11 и, преодолевая сопротивление пружины 13, ослабит нажим тормозной колодки 14 на поверхность тормозного барабана.

Сила трения между колодкой и барабаном уменьшится, и скорость сматывания каната возрастет, вызывая рост

осевой нагрузки. Рост осевой нагрузки (и соответственно скорости бурения) будет продолжаться, до тех пор, пока сумма сигналов скорости и нагрузки опять не сравняется с сигналом задания. Скорость бурения по более крепкой породе окажется выше, чем в момент входа в нее ПРИ, но так и не достигнет значения, имевшего место при бурении в предшествующей, более мягкой породе.

Если же новая порода окажется мягче предшествующей, то скорость бурения возрастет и на выходе элемента сравнения появится рассогласование, знак которого будет противоположным, тому, который был при встрече более твердой породы. Двигатель 7 начнет уменьшать давление p, и пружина 13 усилит нажим колодки 14 на тормозной шкив лебедки. В итоге скорость разматывания лебедки замедлится, и осевая нагрузка и скорость бурения начнут уменьшаться до момента восстановления равенства их сигналов с сигналом задатчика.

17.3. Авторегулятор, с защитой от незатухающих колебаний бурильной колонны при изменении осевой нагрузки

В разделе 13.1 (формула (13.3)) описаны возникновения “фиктивных” возрастаний и падений, измеряемых поверхностными приборами значений скорости бурения при изменении осевой нагрузки. Это явление связано с продольной упругостью бурильной колонны, которая в скважине принимает форму винтовой пружины с большим шагом.

При росте осевой нагрузки (т. е. сжимающего продольного усилия) длина пружины сокращается, что проявляется в фиктивном росте скорости бурения. При уменьшении нагрузки пружина бурильной колонны распрямляется и “скорость бурения” падает.

Увеличения и сокращения длины бурильной колонны – объекта регулирования с распределенными параметрами – представляют собой содержание переходного процесса, следующего за принятием осевой нагрузкой каждого нового

значения. Аналогичным образом в ходе переходного процесса буровой спидометр демонстрирует фиктивные скорости бурения, которые после завершения переходного процесса, исчезают и сменяются истинными скоростями.

В авторегуляторе типа БР-1 и АРП, параметром управляющего воздействия является осевая нагрузка, а критерий регулирования выражается формулами (17.2):

$$C + V = 3 = const \text{, (17.3):} \qquad U_{\partial c} + U_{\partial V} = U_{3} \text{, и (17.4):}$$

$$\Delta_U = U_{\partial c} + U_{\partial V} - U_{3} \ .$$

При этом в ходе переходного процесса происходят следующие явления:

При падении скорости бурения, и появления рассогласования со знаком ***минус*** авторегулятор, чтобы вернуться к ситуации, задаваемой формулой (17.3), увеличивает осевую нагрузку. Бурильная колонна "проседает. Скорость проседания высока и вызывает нарушение равенства (17.3) с появлением рассогласования, но уже со знаком ***плюс***. В ответ регулятор сбрасывает нагрузку и колонна распрямляется, так что фиктивная скорость бурения падает до нуля и снова вызывает рассогласование со знаком ***минус***, но еще более значительное, чем в начале. Регулятор опять переключается на создание более высокой нагрузки. **При росте скорости бурения** и вызванным им автоматическим снижением осевой нагрузки происходят процессы, аналогичные тем, которые возникают при увеличении нагрузки.

Таким образом, из-за сопровождающих переходный процесс в бурильной колонне фиктивных скоростей бурения, авторегулятор подвергает бурильную колонну все возрастающим по амплитуде вынужденным колебаниям, которые могут привести к аварии.

Для исключения вынужденных колебаний бурильной колонны предложен авторегулятор [4], представленный на рис. 17.6, причем этот авторегулятор одновременно ограничивает крутящий момент. Автоматический регулятор, как и тот, который приведен на рис. 17.4, имеет критерий регулирования, выражаемый уравнениями (17.2) и (17.3), (17.4)

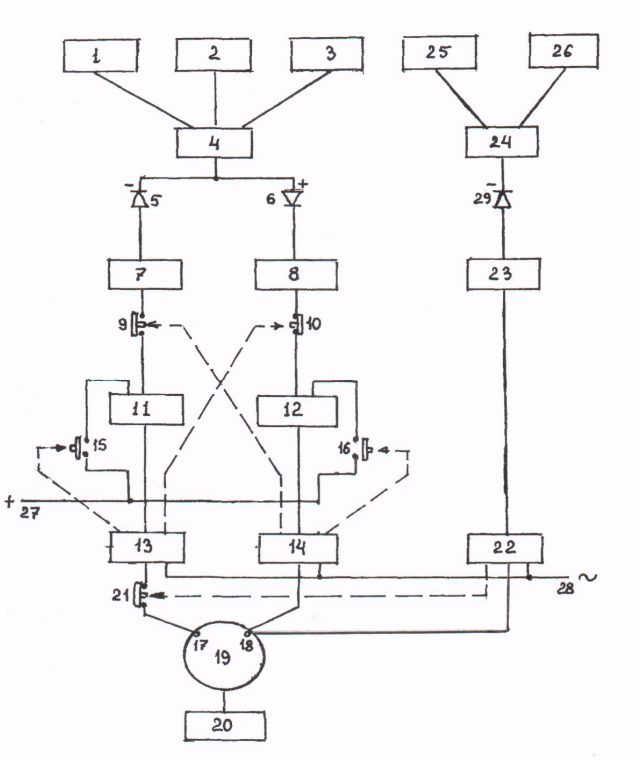


Рис.17.6. Регулятор осевой нагрузки с защитой от колебаний бурильной колонны и превышения крутящего момента:
1, 2 – датчики осевой нагрузки и скорости бурения, 3 – задатчик суммы нагрузки и скорости; 4, 24 – элементы сравнения; 5, 6, 29 – диоды; 7, 8, 23 –усилители; 9, 10, 21 – нормально замкнутые контакты; 11, 12 – прерыватели; 13, 14, 22 – реле; 15, 16 – нормально разомкнутые контакты на линиях самоблокировки реле; 17, 18 – клеммы электродвигателя; 19 – реверсивный двигатель; 20 – дроссель управления давлением в гидросистеме станка; 25 – датчик крутящего момента; 26 – задатчик момента; 27 – линия питания самоблокировки реле; 28 – линия питания электродвигателя

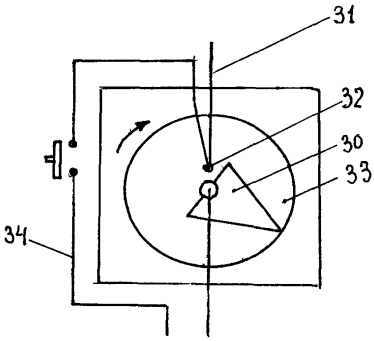


Рис.17. 7. Схема прерывателя (обозначения продолжают рис. 17.6): *30 – проводящий участок; 31 – линия от усилителя; 32– подвижный контакт 33 – диск из непроводящего материала, вращающийся с постоянной частотой; 34 – линия самоблокировки реле*

Допустим, что из-за снижения скорости бурения, **на элементе сравнения 4 в соответствии с выражением (17.4) образовалось рассогласование со знаком *минус***. Благодаря ориентации диодов напряжение рассогласования через диод 5 (диодом 6 оно пропущено быть не может) направляется на усилитель 7 и далее через нормально замкнутый контакт 9 – на прерыватель 11.

На контакте 32 прерывателя (рис. 17.7) усиленное напряжение рассогласования $-\Delta_U$ будет “ожидать”, пока при вращении диска 33 подойдет проводящий участок 30. Тогда напряжение $-\Delta_U$ поступит на реле 13 и возбудит его. Возбужденное реле через нормально замкнутый контакт 21 подаст напряжение на контакт 17 управляющей обмотки реверсивного электродвигателя 19, который начнет поворачивать рукоятку дросселя 20 в сторону повышения осевой нагрузки.

Одновременно реле 13 замкнет нормально разомкнутый контакт 15 своей самоблокировки и разомкнет нормально замкнутый контакт 10 в параллельной линии, служащей для подачи сигнала на снижение нагрузки.

Как только двигатель 19 начнет с помощью дросселя увеличивать осевую нагрузку, бурильная колонна станет сокращаться в длине и датчик 2 покажет резкое увеличение скорости “бурения”. При этом:

– отрицательное напряжение $-\Delta_U$ на выходе диода 5 исчезнет;

– на выход диода 6 и далее на усилитель 8 будет подано напряжение рассогласования со знаком *плюс*.

Однако:

– положительное напряжение рассогласования $+\Delta_U$ не сможет достичь прерывателя 12 и реле 14 по той причине, что, как упоминалось, реле 13 еще ранее разомкнуло контакт 10;

– несмотря на исчезновение напряжения $-\Delta_U$ на выходе диода 5, реле 13 все-таки, продолжает оставаться возбужденным. Причина в том, что ранее, как упоминалось, это реле замкнуло контакт самоблокировки 15 и теперь питается от специального источника напряжения 27.

Таким образом, устройство рассматриваемого регулятора таково, что возможность восприятия им сигнала фиктивного возрастания скорости исключена.

Можно убедиться, что то же самое относится и к возможности восприятия сигнала фиктивного падения скорости при исходном уменьшении осевой нагрузки. Разница будет состоять только в том, что исходное рассогласование будет пропущено через диод 6 и, пройдя через аналогичные блоки, попадет на клемму 18 двигателя 19, который начнет вращать дроссель в сторону снижения осевой нагрузки. При этом реле 14 также разомкнет контакт 9 параллельной линии и также возьмет себя на самоблокировку.

После того, как вследствие вращения диска 33 контакт 32, наконец, перестанет соприкасаться с проводящим участком 31, этот контакт упрется в непроводящий участок диска. Передача двигателю сигнала от соответствующего диода прекратится, и двигатель остановится.

Поскольку линия питания реле через самоблокировку также проходит через контакт 33, то реле полностью

обесточится. В результате замкнется нормально замкнутый контакт (10 либо 9 – смотря по ситуации) и разомкнется нормально разомкнутый контакт (16 либо 15) самоблокировки. Система готова к восприятию новых управляющих сигналов.

Очевидно, что к этому моменту переходный процесс должен быть уже завершен и рост (или падение) нагрузки до нового значения закончено.

Чтобы это обеспечить, время полного оборота диска 33 (от начала одного соприкосновения контакта 32 с проводящим участком 30 до начала следующего) должно превышать время переходного процесса. В противном случае прерыватель свою защитную функцию выполнить не сможет.

Время переходного процесса необходимо определить заранее с учетом всех влияющих факторов, таких как:

– длина бурильной колонны и материал, из которого изготовлены трубы;
– ее наружный диаметр и толщина стенки;
– коэффициент трения колонны о стенку скважины
– шаг “пружины”, (длина волны) образованной бурильной колонной.

Определить это время можно теоретическим путем – в частности, с помощью составления и решения уравнений, учитывающих все необходимые факторы. Можно также использовать опытно-статистический метод. При этом время переходного процесса считается от резкого скачка фиктивной скорости в момент изменения нагрузки до момента, когда после постепенного сглаживания этот скачек переходит в практически постоянную скорость, отражающую действительную скорость углубки. Однако опытно-статистический метод требует проведения значительного объема работ, т. к. необходимые данные должны быть получены для всех практически возможных условий (глубина, бурильные трубы и т. д.).

При известном времени переходного процесса механизм прерывателей настраивается на соответствующие периоды прерывания. Для этого предусматривается возможность подключения диска 33 к электродвигателю с регулируемой частотой вращения.

Регулятор на рис. 17.6 позволяет также переходить к новой осевой нагрузке не единовременно, а путем ее изменения (увеличения или уменьшения) на постоянный шаг. Чем меньше величина шага, тем меньше длительность соответствующего переходного процесса, что позволяет увеличить требуемую частоту вращения диска 33.

Шаг изменения нагрузки зависит от времени соприкосновения контакта 32 с проводящим участком 30. Возможность изменять это время обеспечивается за счет треугольной формы проводящего участка. Чем ближе к оси вращения диска находится контакт 32, тем время соприкосновения дольше. На краю же диска это время близко к нулю. В связи с изложенным в регуляторе предусмотрена возможность при настройке перемещать контакт 32 в радиальном направлении и таким образом задавать наиболее целесообразный в данных условиях шаг изменения нагрузки.

Система ограничения крутящего момента состоит из датчика момента 25 и задатчика – 26 его максимально-допустимго значения. Критерий регулирования:

$$M_д < M_З \ , \qquad (17.5)$$

где $M_д$ – фактический момент на бурильной колонне, а $M_З$ – его максимально допустимое значение (уставка в блоке задания). В терминах напряжений выражение (17.5) приводится к

$$U_д < U_З . \qquad (17.6)$$

То есть напряжение датчика должно быть ниже напряжения задатчика.

Когда оба напряжения поступают на элемент сравнения 24, то на выходе этого элемента появляется напряжение рассогласования

$$\Delta_U = U_З - U_д . \qquad (17.7)$$

Если (как это и должно быть в нормальных условиях) соблюдается условие (17.6), то напряжение рассогласования имеет знак ***плюс.*** Напряжение такого знака не может быть

пропущено расположенным диодом 29 (ориентированным так же, как и диод 5). Система останется в состоянии покоя.

Если же фактический момент превысит опасное значение, то происходит следующее:

– рассогласование получит знак *минус* и будет пропущено диодом 29;

– после усиления в блоке 23 напряжение рассогласования возбудит реле 22;

– реле разомкнет нормально замкнутый контакт 21 и подаст напряжение от источника 28 на клемму 18 реверсивного двигателя 19. Двигатель начнет вращаться и вращать рукоятку дросселя 20 в сторону снижения осевой нагрузки (в предельном случае ПРИ будет оторван от забоя).

Обычно ходе снижения осевой нагрузки крутящий момент уменьшается и в конце концов ситуация начнет удовлетворять условию (17.6), что будет означать, что опасность поломки бурильной колонны миновала. Отрицательное рассогласование станет опять положительным, и ограничитель момента прекратит работу.

Как только ограничитель момента начинает снижать осевую нагрузку, это приведет к нарушению равенств (17.2) и (17.3) и вызовет прохождение через диод 5 рассогласования со знаком ***минус***. Это рассогласование пройдет весь путь до реле 13, которое, возбудившись, должно подключить к сети 28 клемму 17 двигателя 19, с тем, чтобы он начал повышать осевую нагрузку. Однако из-за разомкнутости контакта 21 сигнал на повышение нагрузки до двигателя дойдет не раньше, чем крутящий момент снизится до безопасного значения.

Контрольные вопросы

1. Преимущества автоперехвата для шпиндельных станков.
2. Последовательность операций при автоперехвате.
3. Основные элементы электросхемы автоперехвата и их работа.
4. Основные элементы гидравлического зажимного патрона и их взаимодействие.
5. Критерий регулирования автоматов БР-1 и АРП, работа автоматов согласно этому критерию.
6. Основные элементы автомата АРП и их работа.
7. Сущность переходного процесса при изменении осевой нагрузки в ходе бурения. Возникающие опасности.
8. Авторегулятор с прерывателем. Преимущества. Основные блоки и их функционирование.
9. Работа и регулирование прерывателя.
10. Функционирование системы ограничения момента в авторегуляторе с прерывателем.

18. СРЕДСТВА АВТОМАТИКИ ПРИ БУРЕНИИ НА НЕФТЬ И ГАЗ

18.1. Стабилизатор подачи долота типа РПДЭ

Стабилизация осевой нагрузки представляет собой актуальную проблему особенно при роторном бурении [24] с подачей с лебедки (как на рис. 6.1). Дело в том, что коэффициент трения между тормозной лентой и поверхностью тормозного шкива может изменяться в широких пределах. Например, на поверхность шкива может попасть смазка, и тогда коэффициент трения в этом месте уменьшится, и осевая нагрузка существенно возрастет (до 20–30 %). Если же попадет грязь или песок, то осевая нагрузка столь же резко уменьшится.

Нестабильность осевой нагрузки приводит к преждевременному прекращению рейса из-за выхода из строя шарошечного долота (вследствие поломок зубьев или разрушения подшипников). Особенно актуальна стабилизация осевой нагрузки (т. е. снижение ее самопроизвольных изменений до возможного минимума) при использовании алмазных долот. Это связано с их весьма высокой стоимостью (несколько десятков тысяч USD), с одной стороны, и хрупкостью резцов – с другой. Существенное самопроизвольное увеличение нагрузки приводит к разрушению алмазов. Правила эксплуатации алмазных долот запрещают их использование без наличия автоматического стабилизатора нагрузки.

На рис.18.1 приведена схема **стабилизатора осевой нагрузки для роторного бурения** РПДЭ (электрический регулятор подачи долота). Мертвый конец талевой оснастки 1 закреплен на барабане 2. Поворачивающийся вместе с барабаном вал оснащен нажимным устройством 3, оказывающим давление на рессорную пружину 4. Натяжение мертвого конца, а значит сила давления нажимного устройства на пружину (чувствительный элемент) и прогиб последней пропорциональны разгружающему усилию q (формула (6.3)).

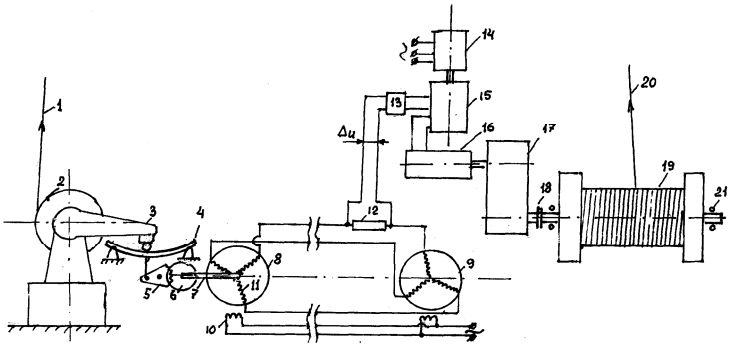


Рис. 18.1. Стабилизатор подачи долота РПДЭ:
1 – мертвый конец; 2 – приспособление для закрепления каната; 3 – нажимное устройство; 4 – рессорная пружина; 5 – зубчатый сектор; 6 – шестерня; 7 – вал; 8 – сельсин-датчик; 9 – сельсин-приемник; 10 – статор сельсина; 11 – ротор сельсина; 12 – элемент сравнения; 13 – усилитель; 14 – асинхронный электродвигатель; 15 – генератор постоянного тока; 16 – двигатель постоянного тока; 17 – редуктор; 18 – муфта сцепления; 19 – барабан лебедки; 20 – ведущий конец; 21 – подшипник вала лебедки

Прогиб пружины с помощью связующего звена передается на зубчатый сектор 5, который поворачивает шестерню 6 и вместе с ней вал 7 и ротор 11 сельсина-датчика. Нажимное устройство 3, пружина 4 элементы передачи и ротор сельсина в совокупности выполняют функцию датчика осевой нагрузки.

В системе автоматической стабилизации разгружающего усилия q (а, значит, и осевой нагрузки) ротор сельсина-приемника является задатчиком. Бурильщик вручную поворачивает его относительно статора на нужный угол, соответствующий заданной осевой нагрузке (на задающем устройстве имеются деления). Сельсин-датчик и сельсин-приемник соединены кабелем.

Как указывалось выше (рис. 11.3, формула (11.4)), если роторы обоих сельсинов занимают относительно своих статоров одинаковое положение (в рассматриваемом случае означает, что фактическая осевая нагрузка равна заданной), то ток в соединяющих роторы проводах отсутствует. **Если же**

фактическая осевая нагрузка от заданной отличается, то между роторами двух сельсинов образуется угол смещения и напряжение рассогласования Δ_U, которое по абсолютной величине пропорционально углу смещения.

Напряжение рассогласования снимается с сопротивления 12 (элемент сравнения), усиливается на усилителе 13 и подается на управляющую обмотку генератора постоянного тока 15. Генератор вращается от асинхронного электродвигателя переменного тока 14 (или от дизеля) и обеспечивает питание двигателя постоянного тока 16. Изменение напряжения на управляющей обмотке генератора изменяет напряжение на его выходе, что соответственно изменяет частоту и направление вращения двигателя 16. Последний через редуктор 17 (понижающий частоту вращения в 100 раз) и муфту 18 передает вращение на барабан лебедки 19, заставляя его разматываться со строго определенной частотой. Генератор, двигатель, редуктор и лебедка вместе представляют собой исполнительный механизм стабилизатора нагрузки.

Если фактическая осевая нагрузка оказывается больше заданной, то это значит, что разгружающее усилие q недостаточно. Рассогласование будет иметь знак *минус*, и генератор заставит двигатель 16 вращать барабан лебедки в сторону натяжения каната, пока усилие разгрузки, (а значит и осевая нагрузка, не вернутся к заданному значению).

Если же осевая нагрузка уменьшится, то рассогласование получит знак *плюс*. Автомат сработает в противоположном направлении, ослабит натяжение каната и увеличит нагрузку, т. е опять вернет ее к заданному значению.

Автомат комплектует буровые установки Уралмаш 125Э и БУ-80БрЭ. Минимальное рассогласование заданного усилия с фактическим, которое способно приводить авторегулятор в действие, (порог чувствительности) составляет 20 кН.

Вместо осевой нагрузки **автомат РПДЭ может стабилизировать скорость бурения**. В этом случае сельсин–датчик подключается не к датчику нагрузки (элементы 3, 4, 5, 6, 7 на рис. 18.1), а к датчику скорости (элементы 2, 3, 4, 5, 6 на рис. 11.3) при том же исполнительном механизме (элементы 13,

14, 15, 16. на рис. 18.1). Стабилизация скорости бурения (удерживание ее у заданного значения) осуществляется путем регулирования скорости разматывания барабана лебедки.

Данная функция автомата оказалась полезной при проработке ствола скважины**,** с целью его калибровки (обеспечения необходимого фактического диаметра), например перед спуском обсадной колонны. При калибровке ствола существует некоторая оптимальная скорость подачи, которую и следует задавать. Слишком маленькая скорость проработки ствола ведет к напрасным потерям времени, слишком большая – не обеспечивает качество проработки (долото двигается по винтовой линии с широким шагом и оставляет непроработанные участки).

18.2. Забойный автоматический регулятор подачи долота

Выше (раздел 13) говорилось о трудности управления с поверхности работой долота при значительной глубине и степени кривизны скважины.

Особенную остроту приобретает проблема "потери связи с забоем" при использовании забойных вращателей [18,39,57]. Дело в том, что когда вращение долота обеспечивает находящийся непосредственно над ним турбобур, (либо электробур или винтовой гидравлический двигатель, то (кроме особых случаев) необходимость вращения бурильной колонны отпадает.

Однако при невращающейся бурильной колонне резко возрастают силы ее сцепления с породами стенок скважины и, соответственно, силы трения при опускании бурильной колонны в ходе бурения. Таким образом (см. формулу (13.1)), возникающее за счет сил трения снижение фактически действующей на долото осевой нагрузки (по сравнению с ее измеряемым на поверхности значением) при бурении с использованием забойных вращателей особенно велико. Поскольку силы трения для разных интервалов скважины (где располагаются разные породы) могут отличаться весьма

существенно, то установить значение коэффициента трения для конкретных условий бурения сложно. По этой причине возникают большие отклонения истинной забойной нагрузки, от ее поверхностных оценок, а, значит, несоответствие фактической технологии отработки долот (и самих забойных двигателей) от той, которая необходима в данных условиях.

Проблему пытаются решить путем применения забойных датчиков осевой нагрузки (см., например, рис 13.2) и даже использовать сигналы таких датчиков в поверхностных стабилизаторах нагрузки (рис. 16.3), однако это сложный и дорогостоящий путь.

Были разработаны достаточно простые и дешевые забойные автоматические стабилизаторы осевой нагрузки прямого действия (без преобразования стабилизируемой величины в электрический сигнал). Поскольку причиной возрастающей сложности контроля осевой нагрузки с ростом глубины и кривизны скважин являются силы трения бурильной колонны о стенки скважины, то в качестве основного принципа, заложенного в условия работы забойных стабилизаторов, **был использован принцип изоляции с помощью шлицевых разъемов призабойной компоновки (долото, забойный вращатель, УБТ) от усилий (в т. ч. и от сил трения) действующих в вышерасположенной бурильной колонне**.

Забойный стабилизатор осевой нагрузки представлен на рис. 18.2. Корпус 2 стабилизатора соединен с нижней частью бурильной колонны 1. Внутри стабилизатора имеется поршень 6 со штоком 7 квадратного сечения. Шток проходит через ответное квадратное отверстие в днище 12 (разрез по А-А) и его нижняя часть через колонну УБТ 3, соединена с забойным вращателем 4 и долотом 5. Таким образом, благодаря квадратному сечению штока вращение бурильной колонны может передаваться на шток, и далее на долото. Если же вращение долота осуществляет забойный вращатель, то через квадратный шток, корпус и бурильную колонну зафиксированный роторный вращатель воспринимает реактивный момент. В то же время поршень, шток и все элементы, со штоком связанные, могут перемещаться

относительно корпуса в осевом направлении, что и обеспечивает независимость этих элементов от вертикальных перемещений бурильной колонны и от действующих на нее сил – включая силы трения.

Бурение с применением забойного стабилизатора осевой нагрузки осуществляется в виде последовательных интервалов, длина которых зависит от длины L хода поршня 2 (порядка 3 м).

На рис. 18.2 – I показан момент начала бурения одного из интервалов. Бурильная колонна 1 с помощью тормоза лебедки неподвижно подвешена к крюку талевой системы. Соответственно неподвижен корпус 2 стабилизатора. Поршень 6 находится в верхнем положении.

В ходе бурения каждого интервала осевая нагрузка равна:

$$C = \frac{\pi}{4} D^2 * p_1 + G - (\frac{\pi}{4} D^2 - b^2) * p_2 . \qquad (18.1)$$

Здесь G – вес штока и связанных с ним элементов (3, 4, 5). Прочие обозначения приведены под рисунком (18.2). Слагаемые в формуле представляют собой силы. Первые две составляющие силы (со знаками *плюс*) направлены вниз; последняя (со знаком *минус*) – вверх. Очевидно, что сомножители перед p_1 и p_2 – это площади, на которые указанные давления действуют, т. е. площадь поршня 6 (его верхнего торца – площадь круга), и площадь этого же поршня снизу (того же круга за вычетом площади сечения квадратного штока).

Действующее сверху-вниз давление p_1 (над поршнем) – это давление в проходящем через канал 13 штока 7 потоке жидкости. Давление p_1 складывается из потерь давления на забойном гидравлическом вращателе 4, и в промывочных каналах долота 5, а также из потерь давления в канале УБТ.

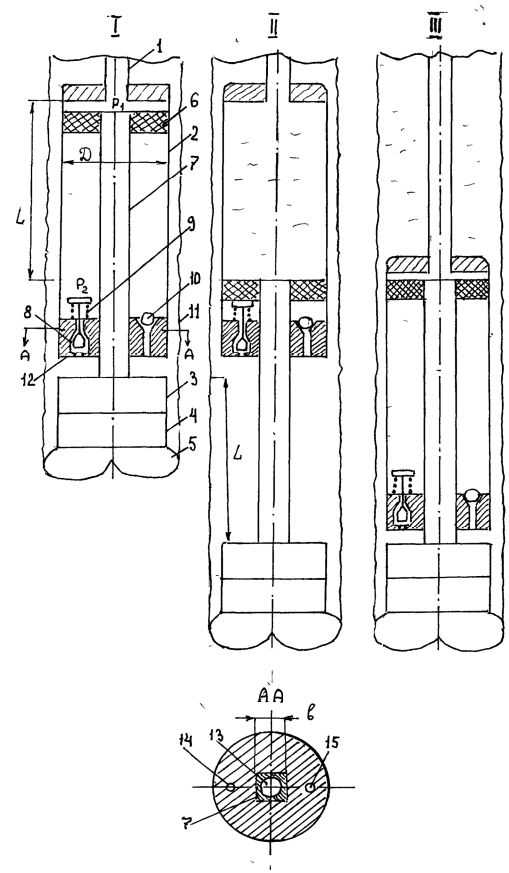


Рис. 18.2. Забойный стабилизатор осевой нагрузки:
I – начало бурения интервала; II – окончание бурения интервала; III – начало бурения следующего интервала; 1 – бурильная колонна; 2 – корпус; 3 – УБТ; 4 – забойный вращатель; 5 – долото; 6 – поршень; 7 – шток квадратного сечения; 8 – дроссель; 9 – пружина; 10 – обратный клапан; 11 – стенка скважины; 12 – днище корпуса; 13 – канал штока; 14 – канал дросселя; 15 – канал обратного клапана; p_1 – давление над поршнем; p_2 – давление под поршнем; L – ход поршня, D – диаметр поршня; b – сторона квадратного сечения штока

Действующее снизу вверх давление p_2 представляет собой перепад давления на дросселе 8., т. к. при своем движении вниз поршень через дроссель вытесняет находящуюся под ним жидкость в скважину.

Пружина 9 тянет иглу дросселя вверх и игла стремится перекрыть находящийся выше ее канал. Но вытесняемая поршнем жидкость действует на дроссель сверху и этот канал приоткрывает, создавая давление p_2. Чем выше сопротивление (жесткость) пружины 9, тем больше должно быть давление, которое необходимо, чтобы, сдвинувшись вниз, игла открыла канал, достаточный для пропускания жидкости, выталкиваемой поршнем.В формуле (18.1) геометрические размеры (D и b) суть постоянные величины. Постоянен вес G. Давление p_1, определяемое количеством жидкости, которое необходимо двигателю 4 для нормальной работы, также постоянно. Следовательно, осевую нагрузку можно регулировать, только устанавливая на дросселе (перед спуском устройства в скважину) пружины различной жесткости. Это и делается практически.

При бурении пород данной постоянной крепости, устанавливают пружину с данным конкретным значением жесткости, и при этом устройство обеспечивает постоянство осевой нагрузки (стабилизирует ее). Однако при изменении крепости пород ситуация существенно изменяется.

Если крепость пород повышается, то бурение идет медленнее, и поршень начнет вытеснять в единицу времени меньше жидкости. Потеря давления p_2 на дросселе уменьшится и, следовательно, (см. формулу (18.1) осевая нагрузка возрастет. Но это и требуется в более крепких породах. Рост осевой нагрузки вызовет некоторое увеличение скорости бурения, хотя она при этом не достигнет той, которая была ранее в мягких породах.

Наоборот, при переходе из твердых пород в мягкие, скорость углубки возрастет, и поршень 6 станет опускаться быстрее, вытесняя больше жидкости. Это вызовет увеличение

давления p_2 и снижение осевой нагрузки (как и должно быть при входе в мягкую породу).

По сравнению с первым моментом входа в мягкую породу скорость бурения упадет, поток жидкости через дроссель уменьшится и p_2 упадет (но меньше, чем первоначально).

Однако на этом переходный процесс не завершится. Снижение давления p_2 на иглу дросселя сверху, приведет к некоторому распрямлению пружины 9 и уменьшению зазора между иглой и стенками канала дросселя. От этого p_2 опять возрастет и скорость углубки опять уменьшится.

Переходный процесс имеет колебательный характер – см. рис. 18.3. При этом из рисунка видно, что колебания имеют затухающий характер.

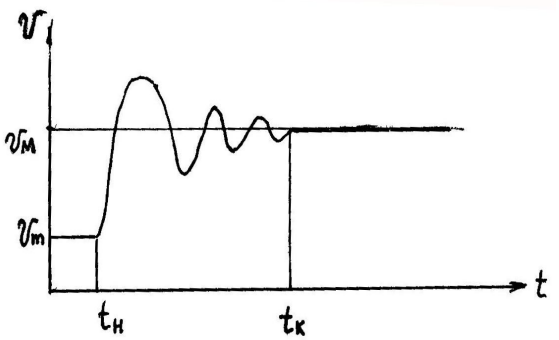


Рис. 18.3. Переходный процесс при изменении крепости пород:
t – время; V –скорость бурения, V_m – скорость по твердой породе, V_M – установившаяся в результате переходного процесса скорость по мягкой породе, t_H – время начала переходного процесса, t_K – время конца переходного процесса

Амплитуда колебания скорости с течением времени уменьшается и сходит к нулю. В момент времени t_K прекращения колебаний и окончания переходного процесса устанавливается новая скорость бурения V_M (по мягкой породе). Эта скорость выше предшествующей скорости V_m (по твердой породе), но заметно ниже той – V_{max}, которая возникла сразу

после момента t_H, когда долото перешло из твердой породы в мягкую. Аналогичные затухающие колебания возникают и при переходе из мягкой породы в твердую.

Если в ходе бурового рейса прогнозируется встреча пород разной крепости, то (на основе ранее проведенных оценок) в автомат устанавливают такую пружину 9, которая обеспечивала бы осевую нагрузку, требующуюся при бурении породы средней (из ожидаемых) категории буримости. В этом случае (как это описано выше), автомат сам приспособится к условиям бурения как по более мягким, так и по более твердым породам.

На рис. 18.2 – II показан момент, когда в процессе бурения данного интервала поршень дошел до крайней нижней точки.

При этом он нажимает на иглу дросселя, которая сдвинута до предела вниз и перекрывает нижний канал. Выход жидкости из цилиндра полностью заблокирован и дальнейшая углубка оказывается невозможной. Резкое повышение давления на насосе служит сигналом бурильщику, который, выключив насос и остановив забойный вращатель, отпускает тормоз лебедки и позволяет бурильной колонне и корпусу 2 автомата (при опирающихся о забой долоте, турбобуре и УБТ) опустится на длину хода и занять положение, показанное на рис 18.2 – III. При опускании корпуса жидкость из скважины заполняет освобождающееся под поршнем пространство через обратный клапан 10.

Далее включением бурового насоса запускается забойный вращатель, и процесс бурения продолжается на следующем интервале. При этом обеспечивается та же осевая нагрузка, которая использовалась на предшествующем интервале.

Описанный автоматический стабилизатор осевой нагрузки может также с успехом применяться при бурении в условиях опасности искривления ствола скважины, когда искривление вызывается неконтролируемыми скачками осевой нагрузки в сторону увеличения.

Контрольные вопросы

1. Причины нестабильности осевой нагрузки при роторном Бурении.
2. Важность стабилизации нагрузки при использовании алмазных долот.
3. Основные элементы и работа автомата РПДЭ.
4. В каких условиях необходимы забойные авто регуляторы нагрузки?
5. Основной принцип забойных авторегуляторов нагрузки.
6. Основные элементы забойного авторегулятора нагрузки.
7. Роль штока квадратного сечения в забойном регуляторе.
8. Роль дросселя в забойном регуляторе нагрузки.
9. За счет какого элемента можно задавать требуемую нагрузку?
10. Роль обратного клапана в забойном регуляторе нагрузки.

19. ОСНОВЫ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ

19.1. Математические основы микропроцессорной техники

Процессор производит вычисления только в двоичной системе счисления. **Подобно десятичной системе двоичная система принадлежит к позиционным системам счисления.** Рассмотрим двоичную систему [41] в сравнении с десятичной (табл. 19.1). Обобщая данные таблицы, можно сделать следующие заключения:

– Число ψ, записанное в позиционной системе, есть сумма слагаемых, каждое из которых построено по образцу, представленному в формуле (19.1), причем слагаемые отличаются друг от друга в зависимости от номера позиции i

$$\psi = \sum_{\mathrm{i=A}}^{B} K_{\mathrm{i}} a^{\mathrm{i}}, \qquad (19.1)$$

где a – **основание системы счисления – целое положительное число (**в таблице основаниями являются числа 10 и 2, указанные справа снизу числа ψ**)**, K_i – **цифра, – целое положительное число,** причем:

$$0 \le K_{\mathrm{i}} < a, \qquad (19.2)$$

i – **номер позиции – целое число, от** $-\infty$ **до** ∞**;** A – номер минимальной для данного числа позиции; B – номер максимальной позиции

В таблице A = – 1, B = 4, причем слагаемые согласно формуле (19.2) суммируются в порядке возрастания их номеров справа-налево: от того, которое записано в позиции A (– 1), до слагаемого в позиции B (4) включительно).

Таблица 19.1

Структура числа в позиционной системе счисления

	Позиция i						**Число ψ (сумма)**
	4	**3**	**2**	**1**	**0**	**-1**	
Слагаемые	80000	4000	200	30	5	0.4	84235.4_{10}
	10000	1000	0	10	1	0.1	11011.1_{2}
Тоже, выраженное как $K_i a^i$	$8*10^4$	$4*10^3$	$2*10^2$	$3*10^1$	$5*10^0$	$4*10^{-1}$	84235.4_{10}
	$1*2^4$	$1*2^3$	$0*2^2$	$1*2^1$	$1*2^0$	$1*2^{-1}$	11011.1_{2}
Или	16	8	0	2	1	1/2	27.5_{10}

Двоичное число 11011.1_2 представляет собой сочетание двоичных цифр, которых в 2-ичной системе всего две: 0 и 1 (следствие формулы (19.2)).

Согласно выражению (19.1) число 11011.1_2 есть сумма, которая в двоичной форме представлена в строке номер 2. Это же число – в строках 4 и 5 представлено в десятичной форме. **Таблица дает пример перевода двоичного числа в десятичное.**

Для перевода десятичного числа в двоичное, последнее представляют в виде суммы составляющих, относящихся к отдельным позициям Чтобы получить эти составляющие, используем таблицу 19.2. Возьмем число 213_{10} (см. табл. 19.3). Наибольшая степень двойки, способная уместиться в числе 213, – это седьмая, а именно число 128. Поэтому под седьмой позицией в таблице 19.3 ставим единицу. 128 – это и есть крайнее слева слагаемое. Все остальные слагаемые вместе составляют остаток, т. е. 213 – 128 = 85.

Таблица 19.2

Степени 2-х)

Показатель степени	Степень 2-х	То же, в 2-ной системе
-2	1/4 (0.25)	0.01
-1	1/2 (0.5)	0.1
0	1	1
1	2	10
2	4	100
3	8	1000
4	16	10 000
5	32	100 000
6	64	1000 000
7	128	10 000 000
8	256	100 000 000
9	512	1000 000 000

Таблица 19.3

Нахождение двоичного аналога числа 213_{10}

Позиция	7	6	5	4	3	2	1	0
Десятичное число	$1*2^7$ (128)	$1*2^6$ (64)	$0*2^5$ (0)	$1*2^4$ (16)	$0*2^3$ (0)	$1*2^2$ (4)	$0*2^1$ (0)	$1*2^0$ (1)
2-ичн. цифра	1	1	0	1	0	1	0	1

Повторим проведенную операцию. Наибольшая степень двойки, умещающаяся в числе 85, это шестая, т. е. число 64. Заполняем 6-ю клетку (ставим там единицу). Теперь остаток равен 213 – 128 – 64 = 21. Ближайшая степень двойки 4-я, т. е. 16. Ставим единицу. (Слагаемое 5-й степени в остатке 21 не умещается, поэтому в 5-й позиции ставим 0. Новый остаток равен 213– 128 – 64 –16 = 5.

Продолжая аналогичным образом, заполняем таблицу до конца. Просуммировав числа в скобках, получим 213**. Само же**

двоичное число записалось в нижней строке таблицы 19.3 Это число – 11010101_2 .

Двоичная система счисления дала науке и практике такие основополагающие понятия как бит и байт. **Битом называют двоичные цифры, т. е. нуль либо единицу. Восемь битов называют байтом** (“двоичным словом”), – например 10001101 **Над числами в двоичной системе легко производить четыре арифметических действия.** В качестве образца вначале приведены соответствующие действия в десятичной системе (табл. 19.4 и 19.6).

Таблица 19.4

Сложение в десятичной системе (751+450 =1201)

Позиция (разряд)	**3**	**2**	**1**	**0**
Перенос в больший разряд	1	**1**		
Первое слагаемое		**7**	**5**	1
Второе слагаемое		**4**	**5**	0
Сумма	1	**2**	**0**	1

Как и принято при сложении “столбиком”, процесс сложения начинают с самой низкой позиции (разряда). Обращаем внимание, что в позиции 1 сумма равна 10 (основание системы), а т. к. такой цифры нет, то в строку “Сумма” записывается 0, а во вторую позицию добавляется 1 (в строку “Перенос”. Так же получается и во 2-м разряде: **в строку “Сумма ” записывают разность между фактической суммой (вместе с переносом) и основанием системы** (12–10 = 2) опять с переносом единицы в более высокий 3-й разряд.

Аналогично поступают и в двоичной системе, однако делают это с учетом того, факта, что ее основание равно не десяти, а двум (табл. 19.5, позиции 1 и 3) Особенность вычитания заключается в том, что **если в каком-то разряде цифра в уменьшаемом меньше, чем в вычитаемом, то производится заимствование на величину основания системы в более высоком разряде**.

Таблица 19.5

Сложение двоичных чисел ($11+10 = 21_{10}$)

Позиция (разряд)	**4**	**3**	**2**	**1**	**0**
Перенос в больший разряд	1		1		
Первое слагаемое		**1**	0	**1**	1
Второе слагаемое		**1**	0	**1**	0
Сумма	1	**0**	1	**0**	1

Таблица 19.6

Вычитание в десятичной системе (103-48=55)

Позиция (разряд)	**2**	**1**	**0**
Перенос в меньший разряд		**9**	**10**
Уменьшаемое	1	**0**	**3**
Вычитаемое		**4**	**8**
Разность	0	**5**	**5**

В примере в табл.19.6 такой случай имеет место в 0-м и в 1-м разрядах. Взята единица из 2-го разряда, которая в 1-м разряде превратилась в 10. Однако из этой десятки в 1-м разряде осталось только 9, т. к. единица отсюда перенесена в 0-й разряд, где также превратилась в 10.

Аналогично происходит вычитание и в 2-ичной системе, но здесь из высших разрядов в низшие переносятся не десятки, а двойки (см. табл. 19.7).

Таблица 19.7

Вычитание двоичных чисел ($19 - 14 = 5_{10}$)

Позиция (разряд)	4	3	2	1	0
Перенос в низший разряд		**1**	**2**		
Уменьшаемое	1	**0**	**0**	1	1
Вычитаемое		**1**	**1**	1	0
Разность	0	**0**	**1**	0	1

Отсутствуют принципиальные различия между действиями над числами десятичной и двоичной систем счисления также и при проведении операций умножения и деления. Умножение представлено в табл. 19.8).

Множимое поочередно умножается на цифры, стоящие в каждом разряде множителя (начиная с нулевого). Результаты (как и в десятичной системе) записываются один под другим со сдвигом влево на одну позицию.

Нетрудно заметить, что при общем сходстве с десятичной системой, в двоичной системе процессы арифметических действий предельно упрощаются, ввиду отсутствия иных цифр, кроме 0 и 1.

Таблица 19.8

Умножение двоичных чисел, означающих 22 х 11 = 242

Позиция (разряд)	**7**	**6**	**5**	**4**	**3**	**2**	**1**	**0**
Множимое				**1**	**0**	**1**	**1**	**0**
Множитель					**1**	**0**	**1**	**1**
Перенос в высший разряд		1	1	1	1			
Произведение на 0-й разряд				1	0	1	1	0
Произведение на 1-й разряд			1	0	1	1	0	
Произведение на 2-й разряд		0	0	0	0	0		
Произведение на 3-й разряд	1	0	1	1	0			
Сумма	**1**	**1**	**1**	**1**	**0**	**0**	**1**	**0**

19.2 Физические основы микропроцессорной техники

По электропроводности физические тела делятся на три группы: диэлектрики, проводники и полупроводники. Удельное сопротивление первых (это стекло, слюда, нефтепродукты) огромно – от 10^{8} до 10^{12} Ом·см. Ток они практически не пропускают. Наоборот, удельное сопротивление проводников (металлы, электролиты) является исключительно низким: от 10^{-4} до 10^{-6} Ом·см.

Полупроводники занимают промежуточное положение. Их изучение началось в конце 40-х годов прошлого века. Было обнаружено, что на сопротивление полупроводников действуют

такие факторы, как температура и свет (с ростом интенсивности этих факторов сопротивление падает), а также электромагнитное поле.

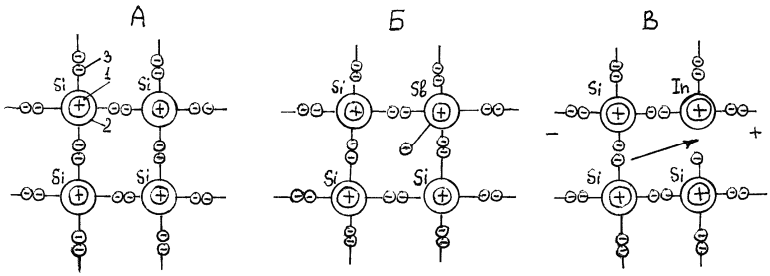


Рис. 19.1. Схема кристаллической решетки кремния (Si)):
А – химически чистого; Б – загрязненного сурьмой; В – загрязненного индием; 1 – ядро атома; 2 – внутренние электронные оболочки; 3 – электроны наружной оболочки

Кроме того, было установлено, что сопротивление полупроводниковых элементов (в частности, кремния и германия) существенно уменьшается по мере их загрязнения другими элементами.

На рис. 19.1, *А* схематично представлена кристаллическая решетка кремния. Положительно заряженное ядро 1 окружено несколькими электронными слоями 2. Кристаллическая решетка зависит от внешнего слоя, состоящего из четырех электронов. Эти электроны скрепляют решетку, связывая каждый атом с четырьмя соседними.

На рис.19.1, *Б* кремний загрязнен сурьмой (ее символ Sb). У сурьмы во внешнем слое не 4, а 5 электронов. Из них четыре встроены в кристаллическую решетку кремния, будучи связаны с его соседними атомами, а один электрон оказывается свободным. Такие электроны обеспечивают электронную или отрицательную проводимость. Эта проводимость подобна проводимости металлов, структура которых также содержит свободные электроны. Полупроводники с отрицательной (электронной) проводимостью называются полупроводниками – типа *n* (*negative*).

На рис.19.1, *В* кремний загрязнен индием (символ In). У индия во внешнем слое не 4, а только 3 электрона. В кристаллической структуре кремния образуются “дырки”, представляющие собой (ввиду дефицита электронов, т. е. отрицательных зарядов) положительные заряды. При подаче напряжения дырки (как и электроны) способны перемещаться. На рис. 19.1, *В* стрелка показывает, как при наличии отрицательного потенциала слева, электрон атома кремния, отталкиваясь, перескакивает в находящуюся правее положительно заряженную дырку. При этом он образует дырку там, откуда он перескочил. Сама же дырка таким образом как бы перескочила влево. Эта дырка будет занята следующим еще более “левым электроном” и, таким образом, при перескакивании электронов слева направо образуется движение (ток) дырок справа-налево. Полупроводники с дырочной проводимостью, называются полупроводниками типа p (*positive*) [48].

Полупроводниковый диод

Различные сочетания полупроводников с электронной и дырочной проводимостями легли в основу современной микропроцессорной техники.

Рис. 19.2 показывает диод – **устройство, пропускающее ток только в одном направлении**. В диоде состыкованы друг с другом полупроводники обоих рассмотренных типов. Плоскость стыковки называется $p - n$ переходом.

При подаче напряжения так, как показано на рис. 19.2, *А*, насыщающие полупроводник типа n-электроны, отталкиваются от отрицательного заряда и, преодолевая тонкий $p-n$ переход, через полупроводник типа p продвигаются к положительной клемме. При этом, на место ушедших электронов из цепи поступают новые. В полупроводнике p аналогичный процесс происходит с дырками, которые двигаются в противоположном направлении. Через диод, нагрузку (резистор) и питающую батарею идет ток. Диод открыт.

На рис. 19.2, *Б* на диод подано напряжение противоположной полярности. Электроны из зоны n притягиваются к положительной клемме. дырки из зоны p – к отрицательной. Число тех и других зарядов в диоде ограничено, и по мере их ухода из диода лишенный зарядов $p - n$ переход расширяется (показано пунктирами). Тока нет, диод закрыт.

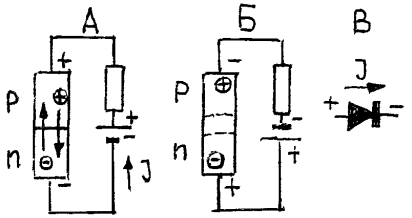


Рис. 19.2. Полупроводниковый диод:
А – диод открыт; Б – диод закрыт. В – условное обозначение диода

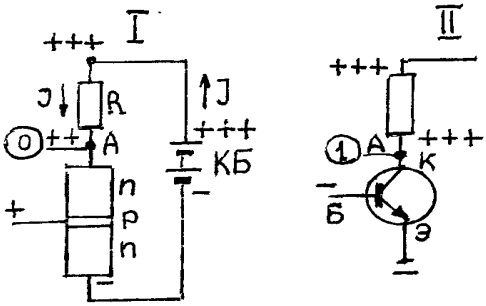


Рис. 19.3. Транзистор:
I – вид, отражающий физическую сущность ; II – условное обозначение; Э – эмиттер; Б – база; К – коллектор; КБ – коллекторная батарея; R –нагрузка (резистор); J – ток; А – точка съема сигнала; 1 – высокий потенциал; 0 – низкий потенциал

Транзистор

В микропроцессорах транзистор выполняет функцию электронного реле. На рис. 19.3, I транзистор представлен как комбинация двух полупроводников топа n с одним полупроводником типа p, расположенным между ними. На

один из n полупроводников (нижний на схеме) от коллекторной батареи КБ подается *минус*. Этот полупроводник получил название **“эмиттер” (излучатель).** На верхний n полупроводник подается *плюс*. Это **“коллектор” (собиратель)**. Полупроводник типа p, на который можно подавать как положительный, так и отрицательный потенциалы, получил название **“базы”.**

Эмиттер транзистора содержит избыток электронов. Последние стремятся оттолкнуться от подаваемого на них минуса, чтобы, преодолев расстояние, достичь плюсового контакта коллектора.

Прослой полупроводника типа p (база) позволяет управлять протекающим через транзистор током: **включать его или выключать** (отсюда название **“электронное реле**”).

Если на базу подать *плюс* (как на рис. 19.3, I), то насыщающие эмиттер электроны будут испытывать притяжение. Электроны устремятся к базе и, ввиду ее малой толщины, пройдут ее насквозь, чтобы достичь коллектора, обладающего более высоким, чем база, положительным потенциалом (потенциал условно обозначен количеством плюсов). Создастся электрический ток J (согласно традиции направление тока указано от плюса к минусу). В этом состоянии говорят, что **транзистор открыт**. При движении тока на резисторе R происходит падение напряжения. Поэтому потенциал точки A, обозначен только двумя знаками ++, что условно принято за двоичный нуль.

Если же на базу подать *минус*, (как на рис. 19.3-II), то электроны будут от базы отталкиваться. Ток прекратится, **транзистор закроется.** Поскольку при отсутствии тока падения напряжения на сопротивлении R не произойдет, в точку A придет высокий потенциал батареи – “три плюса” +++, которые приняты за двоичную единицу.

Базу принимают за вход транзистора, а точку А – за его выход.

Триггер

Широко используемые в процессорах **триггеры служат для записи и хранения 2-ичной цифры (бита)**. Триггер (рис. 19.4) представляет собой комбинацию двух транзисторов T_1 и T_2 . Базы $Б_1$ и $Б_2$ через сопротивления r_1 и r_2 соединены с выходами другого транзистора. К базе $Б_1$ через диод $Д_1$ подключен **вход *R***, а к базе $Б_2$ через диод $Д_2$ – **вход *S***. **Вход *C*** подключен к обеим базам.

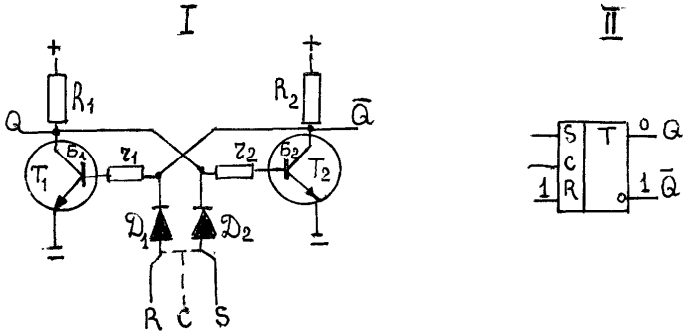


Рис. 19.4. Триггер:

I – физическая схема работы; II – условное изображение; T_1, T_2 – транзисторы; $Б_1$, $Б_2$ – базы; R_1, R_2, r_1, r_2 – сопротивления, $Д_1$, $Д_2$ – диоды; R, S, C – входы триггера; Q, $\overline{Q}$ – выходы

На каждый из входов в виде импульса (т. е. на очень короткое время) может быть подан положительный потенциал, принимаемый за двоичную единицу. Отсутствие импульса принимается за ноль.

Работа триггера иллюстрируется табл. 19.9. **В качестве исходного выбрано положение № 0**, когда при отсутствии импульсов на всех входах транзистор T_1 закрыт, а транзистор T_2 открыт. При этом на базе $Б_1$ потенциал низкий (что обозначается как 0), а на базе $Б_2$ – высокий (1). В закрытом транзисторе T_1 тока нет и потенциал не его выходе Q высокий (1), и соответственно потенциал на выходе $\overline{Q}$ открытого транзистора T_2 – низкий (0) – вследствие падения напряжения на резисторе R_2.

Табл. 19.9 демонстрирует следующее:

– импульс, приходящий на вход R (положение 2) дает 1 на выходе $\overline{Q}$ и 0 на Q – см. условное изображение триггера на рис. 19.4-II;

– импульс, приходящий на вход S (положение 5) дает 1 на выходе Q (и 0 на $\overline{Q}$);

– каждый повторный импульс, приходящий на вход C (положения 6 и 7) меняет состояние триггера на противоположное;

– повторные импульсы на входах R **и** S **(**положения 1 и 4) не меняют состояния триггера;

– при отсутствии импульса на всех входах (положения 0 и 3) состояние выходов не меняется, записанные на них двоичные цифры сохраняются неопределенно долго.

Таблица 19.9

Различные состояния триггера

№ положения	Входы			Базы		Транзисторы		Выходы	
	R	S	C	$Б_1$	$Б_2$	T_1	T_2	Q	$\overline{Q}$
0	0	0	0	0	1	Закр.	Откр.	1	0
1	0	1	0	0	1	Закр	Откр.	1	0
2	1	0	0	1	0	Откр.	Закр	0	1
3	0	0	0	1	0	Откр.	Закр	0	1
4	1	0	0	1	0	Откр.	Закр	0	1
5	0	1	0	0	1	Закр	Откр.	1	0
6	0	0	1	1	0	Откр.	Закр	0	1
7	0	0	1	0	1	Закр	Откр.	1	0

Микросхемы

Для развития полупроводниковой техники характерна миниатюризация – постоянное уменьшение размеров изготавливаемых из полупроводников элементов. На сегодняшний день это развитие привело к появлению больших интегральных схем (БИС) – см. рис 19.5. и 19.6.

Большие интегральные схемы создаются на кристаллах полупроводников. В настоящее время количество элементов на одном кристалле объемом в 1 $см^3$ может составлять до 10^8.

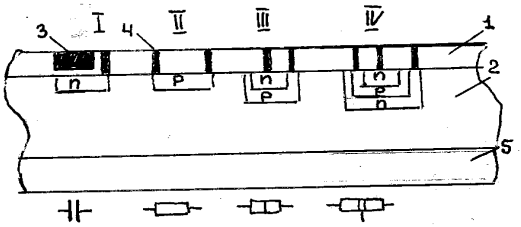


Рис. 19.5. Структура интегральной схемы:
I – конденсатор; II – резистор; III – диод; IV – транзистор; 1 – окись кремния SiO_2 (диэлектрик); 2 – кристалл кремния Si (полупроводник); 3 – металл-серебро Ag; 4 – металлические выводы; 5 – подложка из стекла

БИС в виде кристаллов создаются поточным методом на специальных высокоточных установках. Весь процесс создания БИС протекает под управлением компьютера практически без человеческого вмешательства. На рисунке представлена схема БИС, разработанная согласно МДП технологии. МДП означает “металл – диэлектрик – полупроводник”. В кристалле кремния 2 методом диффузии создаются насыщенные сурьмой или индием зоны типов n или p (показаны на схеме). Комбинации этих зон образуют на кристалле полупроводниковые элементы. Каждый элемент снабжен своими металлическими выводами 4, выполненными в толще 1 диэлектрика SiO_2, что исключает образование между полупроводниковыми элементами электрической связи. Ниже рисунка приведены обозначения изображенных на схеме конденсатора, резистора, диода и транзистора.

Элементы своими выводами объединяются в более крупные узлы и блоки, и в итоге один кристалл может представлять собой процессор (микропроцессор) компьютера. (например, как на рис. 19.6).

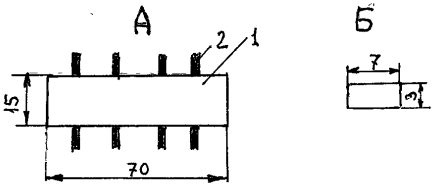


Рис. 19.6. Интегральная схема:
А – Внешний вид полупроводникового агрегата; Б – кристалл со схемой; 1 – корпус; 2 – вывод

С появлением БИС не только размеры компьютеров, но и их стоимость снизились во много раз. Многократно возросла надежность работы. Компьютеры стали общедоступными, а такой блок компьютера, как процессор, стал применяться отдельно от компьютера в различных автоматических устройствах.

19.3. Основные узлы процессора

Регистр

Если для записи и хранения двоичной цифры служит триггер**,** то **для записи и хранения комбинации двоичных цифр – двоичного числа – служит регистр** [48]**.**

Регистр, показанный на рис. 19.7, предназначен для размещения в нем двоичного числа (в данном случае трехзначного). Он состоит их трех триггеров (см. рис 19.4-II), содержащих цифры, занимающие 0-ю, 1-ю и 2-ю позиции. Все входы R присоединены к общей линии, входы S работают раздельно и на них подают записываемые биты.

Табл. 19.10 демонстрирует функцию регистра на примере записи двоичного числа 101 (пять) на месте числа 100 (четыре). Для этого выполняется три операции:

– Хранение ранее записанного двоичного числа 100 (или 4_{10}). **Это число записано на выходах** Q (показано жирно).

– Обнуление выходов Q (т. е. стирание числа 100). Для этого **на соединяющую все три входа** R **общую линию подается единица.**

– Подача новых двоичных цифр x (числа 101) на входы S.

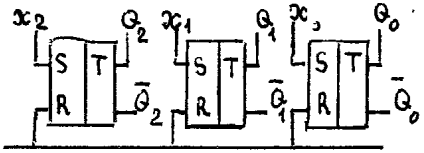


Рис. 19.7. Схема регистра:

S, R – входы триггеров T; Q, $\overline{Q}$ – их выходы; x – записываемые двоичные цифры; 0, 1, 2 – индексы при Q, $\overline{Q}$, x, соответствующие номерам позиций; (и соответствующих триггеров)

Таблица 19.10

Работа регистра

N	Операция	Входы		Позиции выходов					
				2		1		0	
		R	S	Q	$\overline{Q}$	Q	$\overline{Q}$	Q	$\overline{Q}$
1	Хранение записанного числа	0	0	**1**	0	**0**	1	**0**	1
2	Обнуление выходов Q	1	0	**0**	1	**0**	1	**0**	1
3	Запись нового числа	0	101	**1**	0	**0**	1	**1**	0

От количества составляющих регистр триггеров зависит точность хранимого в регистре числа.

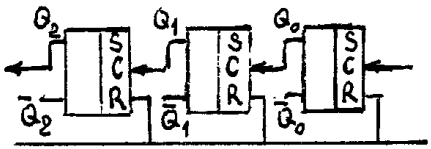


Рис. 19.8. Счетчик импульсов

Таблица 19.11

Работа счетчика импульсов

Номер импульса на входе С	Позиции триггеров					
	2		1		0	
	Q	$\overline{Q}$	Q	$\overline{Q}$	Q	$\overline{Q}$
0	1	**0**	1	**0**	1	**0**
1	1	**0**	1	**0**	0	**1**
2	1	**0**	0	**1**	1	**0**
3	1	**0**	0	**1**	0	**1**
4	0	**1**	1	**0**	1	**0**
5	0	**1**	1	**0**	0	**1**
6	0	**1**	0	**1**	1	**0**
7	0	**1**	0	**1**	0	**1**

Счетчик импульсов

Состоящий из трех триггеров счетчик (в котором общее число импульсов может быть выражено числом, вмещающемся в три позиции), представлен на рис. 19.8.

У показанных триггеров все входы R подключены к общей линии. **Импульсы, которые необходимо посчитать, подаются на вход С ("счетный" вход) триггера нулевой позиции.** К входам С остальных триггеров подключены выходы Q триггеров, им предшествующих. **Выходы $\overline{Q}$ всех триггеров (обозначены жирно) используются для записи числа, означающего количество импульсов.**

Работа начинается с обнуления выходов Q путем подачи единицы на общий вход R. (Это в таблице не показано).

Импульс № 0, подаваемый на вход С триггера нулевой позиции меняет состояние всех триггеров. Все $\overline{Q}$ стали нулями, все Q – единицами.

Импульс номер 1 меняет состояние 0-го триггера на противоположное ($Q = 0$, $\overline{Q} = 1$). Теперь на вход С триггера 1 подается $Q = 0$ (т. е. импульс отсутствует). Поэтому состояние триггеров 1 и 2 не изменяется. Суммарное число записанных на

выходах $\overline{Q}$ трех триггеров это **001** (выделено жирно). Таким образом записан один импульс.

Импульс номер 2 опять меняет состояние 0-го триггера на противоположное. На выходе $\overline{Q}$ появится 0, а на входе Q – 1. Единица попадает на вход С 1-го триггера и меняет его состояние на Q = 0. $\overline{Q}$ **=1.** Состояние 2-го триггера не меняется. Выходы $\overline{Q}$ дают двоичное число **010**, что означает *два.*

Следуя принятой логике, можно объяснить и происхождение всех остальных строк (после прохождения импульсов номер 3, 4, и т. д.)

Число 7 в двоичном коде записывается как 111, т. е это наибольшее число, которое можно записать с помощью 3-х триггеров. Для числа 8, т. е. 1000_2 необходимо уже четыре триггера.

Положения алгебры Буля

Чтобы была понятна сущность других элементов процессора, необходимо изложить необходимые элементы так называемой компьютерной алгебры [41] (алгебры Буля). Рассмотрим три действия этой алгебры.

Логическое сложение (операция ИЛИ):

0 + 0 = 0; 0 + 1 = 1; 1 + 1 = 1 (!)

Логическое умножение (операция И):

0 * 0 = 0; 1 * 0 = 0; 1 * 1 = 1.

Логическое отрицание (операция НЕ):

НЕ 1 = 0; НЕ 0 = 1.

Перечисленные операции могут быть осуществлены с помощью электрических схем. На рис. 19.9 и 19.10 (соответстственно) представлены **схемы сложения и умножения выполненные на диодах.**

В действии 1 + 1= 1 (также обозначаемом 1 ИЛИ 1 = 1) на оба входа (к которым диоды повернуты своей положительной стороной) поданы *плюсы* (единицы). Диоды пропускают ток J и высокое напряжение (+) передается на точку съема (обозначена кружком), где также имеем единицу.

Действие 1 + 0 = 1 (1 ИЛИ 0 = 1) аналогично. Ток все равно идет, (хотя и только через верхнюю ветвь).

В действии 0 + 0 = 0 (0 ИЛИ 0 = 0) напряжение и ток в схеме отсутствуют, и на точке съема имеется отрицательный потенциал (нуль).

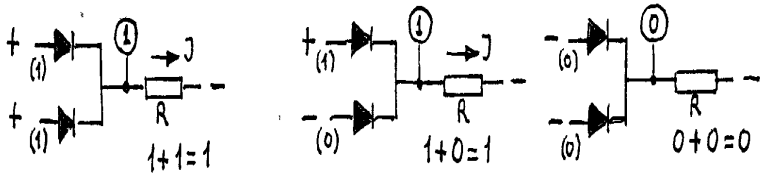


Рис. 19.9. Схемное решение для логического сложения

В действии 1 * 1 = 1 (1 И 1 = 1) на оба входа поданы 1 (плюсы). Протекание тока невозможно. На точку съема также приходит плюс (1).

В действии 1 * 0 = 0 (1 И 0 = 0) Ток идет через верхний диод и напряжение на резисторе падает (с + до –). На точке съема имеем нуль.

Действие 0 * 0 = 0 (0 И 0 = 0) осуществляется так же.

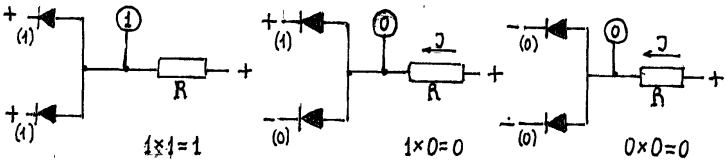


Рис. 19.10. Схемное решение для логического умножения

За элемент НЕ принимают транзистор (рис. 19.3), у которого при подаче 1 на базу (вход) на точке съема (выходе) появляется 0 и наоборот.

Сумматор

На рис. 19.11. представлен **одноразрядный сумматор.**

Работа одноразрядного сумматора приведена в табл. 19.12

Вариант I: На входы А и В сумматора поданы нули с целью их

сложения. В верхней ветви эти значения попадают на элемент “И” (умножение). Т. к. 0 * 0 = 0, то перенос П = 0. В нижней линии входные значения попадают на элемент “ИЛИ” (сложение). Т. к. 0 + 0 = 0, то на выходе элемента “ИЛИ” имеем 0. Он подается на вход нижнего элемента “И”, на другой вход которого поступает прошедший через элемент “НЕ” выход верхнего элемента “И”. Тот выход равен 0, но после элемента “НЕ” 0 превратился в 1. В итоге на выходе нижнего элемента “И” имеем $\Sigma = 0$ (т. к. 0 * 1 = 0). Результаты сложения по вариантам II и III выводятся аналогично.

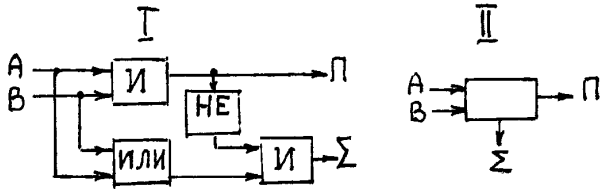


Рис. 19.11. Одноразрядный сумматор:
I – функциональная схема; II –условное обозначение; А, В – слагаемые (вход), Σ – сумма, П – перенос, И, ИЛИ, НЕ – обозначение логических операций

Таблица 19.12

Работа одноразрядного сумматора

	Варианты		
	I	II	III
Перенос на более высокую позицию П	0	0	1
Первое слагаемое А	0	0	1
Второе слагаемое В	0	1	1
Сумма Σ	0	1	0

Рассмотрим теперь **трехразрядный сумматор** (рис. 19.12). Пример со сложением двух трехразрядных двоичных чисел: $111 + 101 = 1100$ ($7 + 5 = 12_{10}$) приведен в табл.19.13:

В нулевом разряде на ВВ поступают $A_0=1$ и $B_0=1$. После сложения на выход поступает $\Sigma_0=0$ и образуется перенос $П_0=1$.

Во первом разряде на ВВ поступают $A_1 = 1$ и $B_1 = 0$. После сложения с выхода ВВ промежуточная сумма $\Sigma = 1$ поступает на $\Sigma П$, который складывает ее с $П_0 = 1$. В итоге окончательная сумма на этом разряде $\Sigma_1 = 0$, но при суммировании образуется перенос $П_{\Sigma П} = 1$. Т. к. перенос с ВВ равен 0, то окончательный перенос на выходе первого разряда $П_1 = 1$.

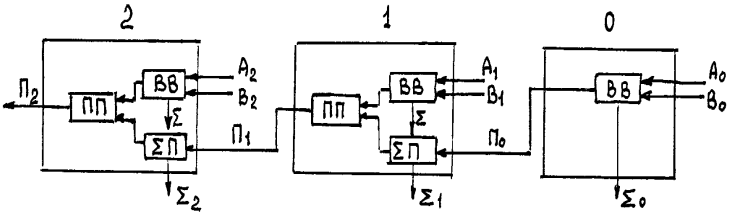


Рис. 19.12. Трехразрядный сумматор:
0, 1, 2 – позиции (разряды); А и В – слагаемые двоичные цифры; Σ – суммы (выходные); П – переносы; ВВ – одноразрядный сумматор входных цифр; Σ П – одноразрядный сумматор промежуточной суммы с ВВ и переноса П с предшествующего разряда; ПП – одноразрядный сумматор двух переносов

Таблица 19.13

Работа сумматора (7 + 5 = 12)

	Разряды			
	3	2	1	0
Перенос в более высокий разряд П	1	1	1	
Первое слагаемое А		1	1	1
Второе слагаемое В		1	0	1
Сумма Σ	1	1	0	0

Также можно проследить работу сумматора второго разряда. Еще один элемент процессора – **дешифратор команд – преобразует двоичное число, представляющее собой код какой-либо команды, в импульс для ее выполнения.**

Дешифратор

Устройство состоит из четырех линий (проводов). Подключенные к этим линиям два триггера образуют вход дешифратора, четыре элемента “И” образуют его выходы

Триггеры могут подавать две единицы одновременно только на вход одного из выходных элементов “И”. Пусть, например, требуется импульс (т. е. команда) на запуск операции “умножение” (символ операции показан над соответствующим элементом “И”). Код этой операции – двоичное число 1001. При подаче этого числа на вход

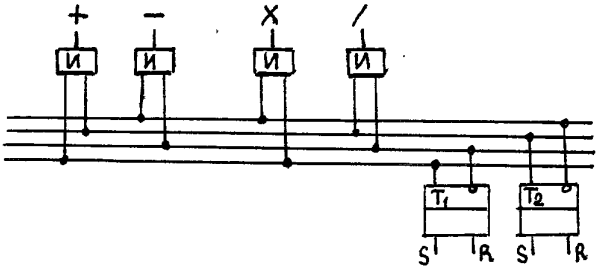


Рис. 19.13. Дешифратор команд

дешифратора (см. табл. 19.14.) единицы (импульсы напряжения) оказываются на входе S триггера I и входе R триггера II. По схеме можно проследить, что две единицы одновременно поступают на входы 3-го (считая слева) элемента “И”, на выходе которого появляется единица, или импульс на запуск требуемой операции “умножение”.

Таблица 19.14

Работа дешифратора команд

Триггеры				Выходы с элементов “И”				Операция
I		II		1	2	3	4	
S	R	S	R					
0	1	0	1	0	1	0	0	Вычитание
1	0	0	1	0	0	1	0	Умножение
1	0	1	0	1	0	0	0	Сложение
0	1	1	0	0	0	0	1	Деление

С помощью таблицы 19.14 можно проследить, как осуществляются команды на выполнение также и трех остальных арифметических действий.

19.4. Устройство и работа процессора

Как показано на рис. 19.14, Каждая команда состоит из трех частей: **двух операндов (чисел, с которыми надо выполнить арифметические действия)** О1 и О2 , а также шифра вида операции ШО. В процессоре операнды О1 и О2 записываются на соответствующие регистры R1 и R2. С этих регистров операнды поступают в сумматор. После суммирования результат записывается в регистр $R\Sigma$

Шифр вида операции поступает на дешифратор команд ДШК. Он подает импульс на блок выполнения операций БВО. Этот блок содержит системы, обеспечивающие выполнение сложения, вычитания умножения и деления. Каждая система представляет собой программу, выполненную в виде микросхемы. Микросхема задает требуемый режим работы сумматору Σ и регистрам R1, R2 и $R\Sigma$.

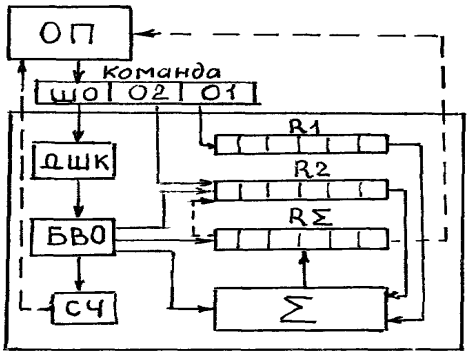


Рис 19.14. Процессор:
ОП – память; ШО – шифр операции; О1, О2 – операнды; R1, R2 – регистры операндов; $R\Sigma$ – регистр суммы; Σ – сумматор; ДШК – дешифратор команд; БВО – блок выполнения операций; СЧ – счетчик команд

Программа работы процессора содержится в памяти ОП. Программа состоит из команд, которые одна за другой поступают в процессор и там выполняются. Результат выполнения каждой команды направляется из процессора обратно в ОП (пунктирная линия справа).

Счетчик СЧ считает число выполненных команд и подает в память сигнал о завершении выполнения программы.

Рассмотрим, примеры выполнения процессором арифметических операций. Все они производятся сумматором**, который способен производить только сложение**. **Для осуществления прочих арифметических действий БВО задает обходные пути, позволяющие заменить эти операции сложением.**

Операция сложения наиболее проста. Операнды записываются в регистры R1 и R2. С регистров двоичные цифры попарно поступают на входы сумматоров данного разряда. Суммы записываются на регистр $R\Sigma$, откуда переносятся в память.

Таблица 19.15

Сложение двух чисел в процессоре ($21 + 9 = 30_{10}$)

Операнд	Регистр	Позиция					
		5	4	3	2	1	0
О1	R1		1	0	1	0	1
О2	R2			1	0	0	1
Сумма Σ	$R\Sigma$		1	1	1	1	0

Операция умножения. Вместо умножения сумматор производит повторение множимого в качестве слагаемого столько раз, сколько единиц $Ч_{ем}$ содержится во множителе. Всего производится операций сложения

$$ОС = Ч_{ем} - 1. \qquad (19.5)$$

В примере (табл. 19.16) множитель содержит четыре цифры, в т. ч. три единицы ($Ч_{ем}$=3) и ноль. Согласно формуле

(19.5) множимое повторяется в качестве слагаемого три раза, в 2-х операциях сложения (ОС=2).

С поступившей команды операнды заносятся в соответствующие регистры: множитель – в регистр R2, множимое – в регистр R1.

Далее в соответствии с имеющейся в БВО программы операции умножения множитель переносится в специальный регистр БВО, а в освободившийся регистр R2 записывается также множимое, но со сдвигом на одну позицию влево (строка 3 таблицы). Далее оба числа в том порядке, который соответствует их расположению на регистрах R1 и R2 поступают в сумматор, где и производится первое суммирование.

Результат суммирования заносится в регистр суммы RΣ (строка 4) и оттуда – на регистр R1 – после его очистки от записанного там множимого (строка 5). В регистр R2 множимое записывается (строка 6) со смещением на 3 позиции (с учетом имеющегося во множимом нуля). После этого сумматор вторично производит суммирование содержаний регистров R1 и R2 и переводит в регистр суммы окончательный результат– произведение (строка 7) с его последующей пересылкой в память.

Таблица 19.16

Умножение чисел в процессоре ($21 * 11 = 231_{10}$)

	Регистр	Позиции							
		7	6	5	4	3	2	1	0
Множитель	R2*					**1**	**0**	**1**	**1**
Множимое	R1				1	0	1	0	1
Множимое	R2			1	0	1	0	1	
Сумма Σ	RΣ			1	1	1	1	1	1
Сумма Σ	R1			1	1	1	1	1	1
Множимое	R2	1	0	1	0	1			
Произведение	RΣ	1	1	1	0	0	1	1	1

* Переводится с R2 в БВО

Контрольные вопросы

1. Структура числа в двоичной системе счисления.
2. Перевести в десятичную систему число 1010_2.
3. Перевести в двоичную систему число 113_{10}.
4. От чего зависит проводимость полупроводников типа n и p?
6. Назначение, структура и работа полупроводникового диода.
6. Назначение, структура и работа транзистора.
7. Назначение, структура и работа триггера.
8. Назначение, структура и преимущества БИС.
9. Назначение, структура и работа регистра.
10. Назначение, структура и работа счетчика.
11. Назначение, структура и работа 1 и 3-х разрядных сумматоров.
12. Назначение, структура и работа дешифратора.
13. Структура команды, поступающей в процессор.
14. Назначение, структура и работа процессора.

20. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ В УСТРОЙСТВАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

20.1. Особенности применения микропроцессоров в автоматах

Микропроцессоры в настоящее время широко применяются в устройствах автоматического управления. Причины этого следующие:

– многократно расширяются возможности управляющих автоматов, поскольку микропроцессор позволяет использовать любые самые сложные критерии управления, если это способствует повышению эффективности. Иными словами с сигналами датчика и задатчика можно производить любые желаемые математические операции;

– снижается себестоимость автоматов, поскольку в настоящее время стоимость микропроцессоров невелика, и автоматы, включающие микропроцессоры, оказываются существенно дешевле тех, где они не используются;

– повышение точности работы автоматов, поскольку их функционирование теперь основывается на цифровых методах с использованием двоичной системы счисления, что исключает ошибки в вычислениях;

– повышение надежности, за счет того, что микропроцессоры создаются на кристаллах полупроводников и все контакты между элементами (за исключением небольшого числа внешних выводов микропроцессора как целого блока) находятся внутри структуры кристалла и надежно защищены практически от любых внешних воздействий.

Схема авторегулятора процесса бурения с применением микропроцессора, показана на рис. 20.1. На схеме представлен авторегулятор процесса бурения, аналогичный изображенному на рис. 17.4, и имеющий тот же исполнительный механизм, те же датчики и тот же критерий регулирования, определяемый выражением (17.2). Различие состоит в том, что в качестве устройства управления, (т. е. вместо обычного элемента сравнения) в нем использован микропроцессор МП.

Поскольку **микропроцессоры работают с цифровыми кодами двоичной системы счисления, а датчики выдают свои сигналы в виде пропорциональных измеряемым величинам напряжений (т. е. в так называемой аналоговой форме), то необходимы трансляторы с цифрового кода в соответствующее напряжение (они называются цифро-аналоговыми преобразователями – ЦАП) и обратные им преобразователи с напряжения в цифровой код (аналого-цифровые преобразователи – АЦП).**

Преобразователь ЦАП [48] установлен для превращения выданного микропроцессором числа в напряжение рассогласования, которое после усиления подается на вход реверсивного электродвигателя, вращающего механизм регулирования осевой нагрузки (т. е. в исполнительный механизм ИМ).

Осевая нагрузка и скорость бурения измеряются датчиками $Д_С$ и $Д_V$, а их аналоговые (в виде напряжения) сигналы соответствующими АЦП преобразуются в цифровые коды $цк$, подаваемые в микропроцессор для последующей обработки. Туда же в микропроцессор с задатчика З непосредственно в виде числа (цифрового кода $цк$) подается заданное значение критерия регулирования.

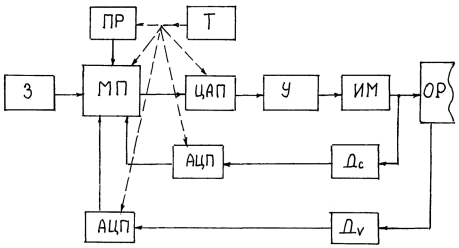


Рис. 20.1. Буровой авторегулятор с использованием микропроцессора: *З – задатчик; МП – микропроцессор; ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь; У – усилитель; ИМ – исполнительный механизм; ОР – объект регулирования; $Д_С$ – датчик осевой нагрузки; $Д_V$ – датчик скорости АЦП – аналого-цифровой преобразователь, ПР – программа работы микропроцессора; Т – устройство, задающее тактовую частоту*

Так как **микропроцессор – это средство для выполнения арифметических и логических операций**, то он нуждается в

программе, где эти операции были бы записаны в необходимой последовательности. Такая программа (ПР) показана на схеме.

Наконец, имеется устройство Т, которое задает тактовую частоту работы микропроцессора, цифро-аналогового и аналого-цифровых преобразователей и программного блока. На схеме пунктирами обозначены связи этих блоков с устройством Т.

Устройство задания тактовой частоты выполняет несколько функций, главные из которых это:

– обеспечение синхронности в работе МП, ЦАП, и АЦП и ПР;

– защита бурильной колонны от незатухающих колебаний, могущих возникнуть во время переходного процесса (см. подраздел 17.3);

– допущение очередного корректирования режима бурения не раньше, чем пройдет время, достаточное для полного проявления влияния предшествующего корректирования.

20.2. Цифро-аналоговые и аналого-цифровые преобразователи

Цифро-аналоговый преобразователь ЦАП

Он показан на рис. 20.2. Он представляет собой последовательность калиброванных источников напряжения 1, расположенных на нулевой, первой и второй позициях (цепочку источников напряжения можно продлить до любых позиций).

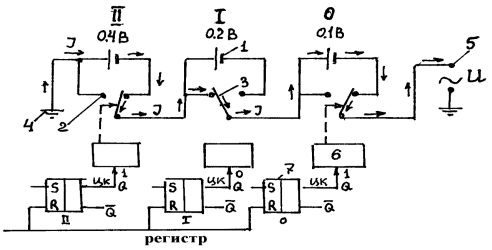


Рис. 20.2. Цифро-аналоговый преобразователь:

0, I, II – позиции триггеров; 1 – источник калиброванного напряжения; 2 – клемма; 3 – переключатель; 4 – заземление; 5 – выход преобразователя; 6 – реле; 7 – цифровой триггер; цк– цмфровой код; U – выходное напряжение; J – сила тока; R, S – входы триггеров; Q, $\overline{Q}$ *– выходы триггеров*

Напряжение каждого источника в вольтах пропорционально двоичному числу 2^i, (i – номер позиции). Оно может быть выражено как

$$U = \alpha * 2^i, \qquad (20.1)$$

где α – коэффициент кратности (целое положительное число)

Как показано на схеме, источники напряжения 1 связаны между собой через переключатели 3, управляемые реле 6. Каждый из переключателей может единовременно контактировать с одной из двух клемм 2: левой, либо правой. Нормально (т. е. когда на него не оказывает воздействия реле) переключатель находится у левой клеммы.

При левом положении переключателя расположенный выше на схеме источник отключен (ток J через него идти не может – см. источник на позиции I).

Если же переключатель контактирует с правой клеммой, то соответствующий источник (например, на позиции II) включен в общую цепь, через него проходит ток J и его напряжение суммируется с напряжениями других включенных в цепь источников. Этот источник участвует в напряжении U на выходе 5. (Плюсовая клемма крайнего слева источника II соединена с нижней клеммой выхода 5 через “землю” с помощью заземлений 4).

Двоичное число, которое должено быть преобразовано в напряжение, записывается в регистре – на выходах Q триггеров 7. **Если на выходе Q триггера данного разряда записана *единица***, то соответствующее напряжение после усиления (усилители на схеме не показаны) подается на реле 6 и реле, возбудившись, перебрасывает переключатель 3 в правое положение (воздействие реле на переключатель показано пунктиром). Соответствующий источник будет включен в цепь. **Если же на триггере записан ноль**, то это значит, что напряжение отсутствует, либо очень мало и для возбуждения реле недостаточно. Источник в цепь включен не будет.

На рис. 20.2 на выходах регистра записано число 101_2 (или 5_{10}). По схеме видно, что с помощью соответствующих реле в

общую цепь подключены источники нулевого и второго разрядов, тогда как источник первого разряда отключен. Калиброванные напряжения, которые согласно формуле (20.1) – при α=0,1 – дают эти источники, равны 0.1 и 0.4 В соответственно и в сумме на выходе обеспечивают U = 0.5 В, что соответствует записанному числу.

Если на регистре было бы, например число 001, то можно проследить, что подключенным останется только источник нулевого разряда и на выходе появится напряжение U = 0.1 В.

Аналого-цифровой преобразователь АЦП.

Схема АЦП приведена на рис. 20.3 На элемент сравнения ЭС с датчика ($Д_C$ или $Д_V$ – рис 20.1) поступает входное напряжение $U_Д$, которое требуется преобразовать в двоичный цифровой код. Поскольку в момент подачи $U_Д$ уравновешивающее напряжение $U_у$ еще отсутствует, входное напряжение $U_Д$ проходит через элемент сравнения и попадает на электронное реле ЭР. В качестве реле может, например, использоваться транзистор (см. рис. 19.3), на базу которого подается $U_Д$, открывая таким образом транзистор для прохождения тока.

Через транзистор на счетчик импульсов – на счетный вход C триггера нулевого разряда – начинают проходить вырабатываемые генератором ГИ калиброванные (строго одинаковые) импульсы (показаны на рисунке). Счетчик (см. рис. 19.8 и табл. 19.11) производит подсчет поступающих импульсов, количество которых в цифровом коде *цк* (в виде двоичного числа) по мере подсчета записывается на выходах $\overline{Q}$ триггеров. С этих выходов цифровой код переносится на регистр и дальше в микропроцессор устройства управления автоматом. (рис. 20.1) и одновременно на ЦАП, который снова преобразует ЦК в уравновешивающее напряжение $U_у$ Как и $U_Д$ напряжение $U_у$ поступает на элемент сравнения, где происходит вычитание:

$$U_Д - U_У = \Delta_U . \qquad (20.2)$$

Напряжение рассогласования Δ_U продолжает поступать на базу реле ЭР и держать транзистор открытым для прохождения импульсов от генератора ГИ. По мере прохождения импульсов через счетчик их сумма в двоичном коде продолжает возрастать и соответственно растет напряжение $U_У$ на выходе ЦАП. Так

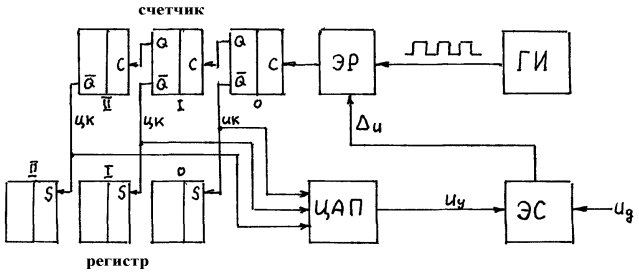


Рис. 20.3. Аналого-цифровой преобразователь:
ЭС – элемент сравнения; ГИ – генератор импульсов; ЭР – электронное реле; ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь; $U_Д$ – входное напряжение с датчика; $U_У$ – уравновешивающее напряжение; Δ_U – напряжение рассогласования; цк – цифровой код; C – счетный вход триггеров счетчика; S – вход триггеров регистра; $Q, \overline{Q}$ – выходы триггеров счетчика

как $U_Д$ остается постоянным, то из выражения (20.2) следует, что Δ_U все время уменьшается. Когда $U_У$ сравняется с $U_Д$, на выходе ЭС и на базе транзистора (ЭР) рассогласование Δ_U, перейдя ноль, станет отрицательным. Транзистор закроется и прекратит пропускать импульсы от генератора. **Счетчик 1 прекратит свою работу, а последнее записанное на регистре число и будет цифровым двоичным кодом напряжения датчика**

20.3. Программа работы процессора в автомате

В начале эпохи компьютеров программисты составляли программы в виде последовательности команд, записываемых одна после другой. Команды (рис 20.4) составлялись непосредственно в двоичном коде. Из рисунка следует, что в общем виде команда состоит из шифра операции; адресов операндов О1 и О2; адреса, по которому записывается результат выполненной операции; и адреса следующей команды. Адресом называется номер ячейки в памяти компьютера.

Шифр операции	Адрес 1-го операнда	Адрес 2-го операнда	Адрес результата	Адрес следующей команды

Рис 20.4. Структура команд, из которых состоит программа

	1	2	3	4	5	6
1	c	a	b	x	ax	c−ax
2	y					
3						
4						
5						
6						

Рис. 20.5. Схема памяти

Рассмотрим простейший пример программы по вычислению некоторой величины по формуле:

$$y = \frac{c - ax}{b}. \qquad (20.3)$$

Прежде всего необходимо осуществить ввод переменных, т. е. разместить их по ячейкам памяти с указанием адресов. Это выполняется командами ввода:

1. **Разместить** c по адресу 11. (один один). Перейти к команде 2;
2. **Разместить** a по адресу 12. Перейти к команде 3;
3. **Разместить** $в$ по адресу 13. Перейти к команде 4;
4. **Разместить** x по адресу 14. Перейти к команде 5.

Далее с введенными переменными проводятся операции:

5. **Перемножить** содержимое ячеек 12 и 14 (т. е a и x соответственно), результат записать в ячейку 15. Перейти к команде 6;

6. **Вычесть** содержимое ячейки 15 из ячейки 11, результат записать в ячейку 16. Перейти к команде 7;

7. **Разделить** содержимое ячейки 16 на содержимое ячейки 13, результат записать в ячейку 21;

8. Вывести содержимое ячейки 21 на печать. Перейти к команде 9;

9. Закончить выполнение программы.

Таким образом, процесс программирования простейшей формулы потребовал выполнения девяти команд.

Особую сложность представлял перевод цифр и слов в двоичный код. Для перевода использовался словарь (шифровальный лист). Кроме того, программист держал перед собой схему оперативной памяти (подобную изображенной на рис. 20.5), чтобы видеть, свободна ли ячейка, в которую он собирается поместить очередную информацию, либо она уже чем-то занята.

С течением времени оперативная память возросла в сотни раз, и программы стали гораздо сложнее. Задача составлять программы в командах стала слишком трудоемкой. Это привело к разработке автоматического программирования.

Сущность автоматического программирования состоит в том, что **вместо команд**, где тщательно расписан каждый шаг выполнения той или иной операции, **стали использовать "операторы"**. Запрограммированный по-новому, рассмотренный пример, может состоять всего из 3-х операторов:

1 ввести $a, в, c, x$;

2 найти $y = (c - ax) / в$;

3 вывести на у.

Однако процессор компьютера (в т. ч. и современного) непосредственно воспринимать операторы не может, а по-прежнему может работать только в командах. Кроме того, как бы велика ни была память компьютера, каждая ее ячейка

должна учитываться, – в противном случае хранящаяся там информация будет утеряна.

Язык программирования, применяющий операторы, называется языком высокого уровня (алгоязыком). **При использовании языка высокого уровня компьютер сам переводит операторы в команды.** Для этого:

– компьютер должен "знать" адрес и содержание каждой ячейки памяти;

– он должен "уметь" расписывать каждый оператор в серию команд;

– он должен переводить цифры, буквы и символы в двоичные коды.

Для выполнения этих и многих других задач компьютеры стали оснащать операционными системами, представляющими собой обширную и постоянно содержащуюся в памяти компьютера программу.

С помощью устройства ввода УВ (рис. 20.6) программа вводится в память ОЗУ. Написанная на языке высокого уровня (Паскаль, Бейсик и др.) программа представляет собой **"исходный модуль" ИМ**, т. е. материал для дальнейших преобразований.

Когда с устройства ввода нажатием кнопки RUN программу запускают на выполнение, ИМ поступает в операционную систему ОПРС компьютера и оттуда на управляющую программу данного языка УПЯЗ. **Управляющая программа языка включает, 1-й и 2-й трансляторы, а также библиотеку стандартных программ.**

По сигналу УПЯЗ исходный модуль ИМ с помощью транслятора ТР1 преобразуется в **объектный модуль ОМ**. **В объектном модуле каждый оператор исходного модуля преобразован в серию команд.**

Если при работе ТР1 из-за ошибки в написании исходного модуля его перевод в объектный модуль оказывается невозможным, то ТР1 посылает на экран сообщение об ошибке. Выполнение программы приостанавливается. После внесения исправлений выполнение программы возобновляется.

В исходном модуле могут быть использованы различные стандартные функции типа синуса, косинуса, логарифма и т. п.

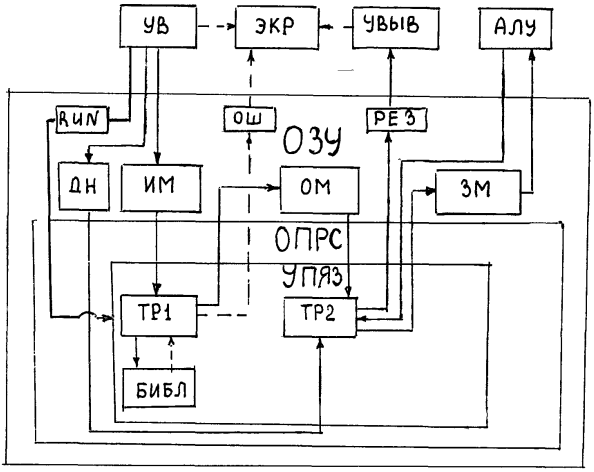


Рис. 20.6. Работа программы высокого уровня в компьютерной среде

УВ – устройство ввода (клавиатура); ЭКР –экран монитора; УВЫВ – устройство вывода; АЛУ – процессор; RUN – команда запуска выполнения программы; ОШ – сообщение об ошибке; РЕЗ – результат расчета; ОЗУ – внутренняя память компьютера; ДН – исходные данные; ИМ – исходный модуль программы; ОМ – объектный модуль; ЗМ – загрузочный модуль; ОПРС – операционная смстема; УПЯЗ – управляюшая программа языка программирования; ТР1 –транслятор № 1; ТР2 – транслятор № 2;
БИБЛ – библиотека стандартных программ

С подобными функциями сумматор процессора непосредственно работать не может, и поэтому ТР1, распознав функцию, обращается в библиотеку стандартных программ, позволяющих вычислить значения таких функций (например, используя ряд Тейлора).

На следующем этапе объектный модуль транслятором ТР2 преобразуется в загрузочный модуль. **Загрузочный модуль – это программа, выполненная в командах и переведенная в двоичные коды (говорят, что она написана на машинном**

языке) По окончании работы ТР2 программа готова к загрузке в процессор.

В ТР 2 подаются также записанные в десятичной системе числовые данные ДН для их перевода в двоичную систему.

Загрузочный модуль одну за другой направляет в процессор АЛУ команды для выполнения рассчета. Результат расчета возвращается в ТР2, где переводится из двоичной системы в десятичную, и после этого появляется на устройстве вывода УВЫВ.

Для микропроцессоров, встроенных в компьютер, программа – ее исходный модуль – пишется на алгоритмическом языке. Однако **существующие отдельно от компьютера микропроцессоры могут воспринимать только двоичные коды, т. е. они могут работать только с загрузочным модулем программы.**

Поскольку компьютерная среда (операционная система, управляющая программа алгоязыка с трансляторами и т. д.) в автомате отсутствует, то с целью получения загрузочного модуля предназначенную для автомата программу пропускают через компьютер, который (как показано выше) формирует загрузочный модуль любой введенной в него программы.

В отличие от компьютера автомат в соответствии с его назначением должен, как правило, работать по одной и той же программе. Поэтому полученный с помощью компьютера загрузочный модуль программы выполняют в виде микросхемы, называемой ПЗУ (постоянное запоминающее устройство). Микросхема с программой встраивается в блок управления автомата. В качестве примера программы работы микропроцессора в буровом автомате приведем программу, написанную на алгоритмическом языке Бейсик.

```
10 INPUT  “Напряжение задания, В ”; UZ
20 INPUT “Порог чувствительности, В”; UST
30 INPUT “Скорость бурения, В”; UV
40 INPUT “Осевая нагрузка, В”; UC
50 R =  UZ – (UV+UC)
60 IF ABS(R) < *UST  THEN  80
```

```
70 PRINT UST
80 INPUT A$
90 GOTO 40
```

Подобная программа, после записи ее загрузочного модуля на ПЗУ может использоваться в авторегуляторе, подобном представленному на рис. 20.1. Все величины указаны в программе в виде соответствующих напряжений

Перед запуском программы бурильщик вводит в автомат время прерывания TP, и время подачи на реверсивный исполнительный двигатель рабочего напряжения TD. Отсчет обоих периодов времени запускаются программой и прекращается с помощью соответствующих реле времени,

Программа начинается с того, что согласно формуле (17.2), бурильщик вводит значение **задания** UZ (оператор 10), а также порога чувствительности UST к изменению суммы нагрузки и скорости (оператор 20).

Операторы с 30-го по 90 определяют работу автомата в ходе одного цикла, протекающего в период, между прерываниями.

Операторы 30 и 40 обеспечивают прием сигналов датчиков скорости бурения UV и осевой нагрузки UC. Эти сигналы выдаются датчиками в виде напряжений, а на аналого-цифровых преобразователях АЦП (см. рис. 20.1) переводятся в двоичные числа.

Оператор 50 вычисляет рассогласование R между заданным и фактическим значениями критерия регулирования – суммой скорости и нагрузки. Практически такое рассогласование будет иметь место всегда (строго нулевое значение маловероятно). Поэтому необходимо **отличать существенное рассогласование от несущественного.** Критерий, по которому решается эта проблема, представлен в операторе 60: рассогласование существенно, если оно превышает заданный порог чувствительности.

Если рассогласование по абсолютной величине несущественно (ABS(R) < UST), то в ходе данного цикла регулирования автомат бездействует – программа передает управление на оператор 80 INPUT A$, который прерывает

выполнение программы, в ожидании момента, когда по истечении времени TP сигнал реле не запустит ход программы вновь. После осуществления оператора 80, оператор 90 завершает текущий цикл работы программы и переводит ее на на оператор 30, т. е. на выполнение следующиего цикла

Если рассогласование существенно, то выполняется оператор 70, в котором рассогласование R выдается “на печать” (оператор 80), т. е. на стоящий на месте обычного устройства вывода цифроаналоговый преобразователь ЦАП и далее – после необходимого усиления – на пусковое реле, подающее напряжение на реверсивный двигатель управления осевой нагрузкой.

Если R имеет знак *плюс,* включается пусковое реле подающее напряжение той полярности при, которой вал реверсивного двигателя вращается в сторону повышения нагрузки, если знак *минус* – то пусковое реле заставляет вал вращается в сторону ее уменьшения.

В обоих случаях по истечении времени TD реле времени двигатель останавливает, отключая его от источника питания

После выполнения оператора 80 программа опять попадает на прерывающий ее ход оператор 90. Времени прерывания TP, должно быть достаточным на протекание следующих процессов:

– Поворот вала реверсивного электродвигателя и дросселя (14 – рис. 6.2) на заданный периодом времени TD угол, с соответствующим изменением давления в гидроцилиндрах подачи и, в конечном итоге, изменением осевой нагрузки;

– Переходный процесс, выражающийся в укорочении (либо удлинении) бурильной колонны

– Изменение скорости разрушения породы забоя до достижения ее окончательного значения.

После завершения времени прерывания, программа переходит на оператор 90, и с него – на начало следующего цикла (оператор 30): принимаются показания датчиков, они сравниваются с заданием и т. д.

Таким образом, в отличие от обычного работающего в аналоговой системе автомата, при наличии микропроцессора работа идет на цифровой основе, позволяющей осуществляеть регулирование дискретно – шагами, величина которых задается временем TD**. При изменении осевой нагрузки на один шаг могут быть получены три разных результата:**

– Рассогласование ликвидировано (с ошибкой, оговоренной оператором 70);

– Для ликвидации рассогласования нужен еще один шаг (или более одного шага);

– При изменении нагрузки на шаг произошел перебор (например, из-за изменения породы), и появилось рассогласование с противоположным знаком. Тогда следующий шаг будет сделан в обратную сторону.

Контрольные вопросы

1. Преимущества использования микропроцессоров в автоматах.
2. Основные элементы автомата с применением микропроцессора.
3. Роль прерывателя при работе автомата с микропроцессором.
4. Основные блоки и работа цифроаналогового преобразователя.
5. Основные блоки и работа аналогоцифрового преобразователя.
6. Что такое автоматическое программирование на алгоязыках?
7. Виды модулей программы и их назначение.
8. Назначение трансляторов в управляющей программе алгоязыка.
9. Особенности программы для микропроцессора автомата.
10. Основные разделы программы для микропроцессора бурового автомата и их содержание.

21. АВТОМАТИЗАЦИЯ ЗАМЕРОВ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА

21.1. Роль контроля качества раствора при управлении процессом бурения

Буровые растворы являются главным средством предупреждения аварийности. В функции раствора входит [2, 16, 42]:

– поддержание устойчивости стенок скважины;

– борьба с поглощениями промывочной жидкости;

– предотвращение выбросов пластовых флюидов;

– предотвращение прихватов;

– борьба с агрессивными пластовыми флюидами.

Невыполнение либо неполное выполнение любой из перечисленных функций может привести как минимум к заметному удорожанию работ по строительству скважины, а в худшем случае – к тяжелым и трудно ликвидируемым авариям. Поэтому проблема поддержания надлежащего качества промывочного раствора постоянно находится в центре внимания бурового персонала.

Требуемое качество раствора достигается путем подбора его состава и контролируется с помощью измерения ряда физических параметров. К таким параметрам относятся: плотность, условная и истинная вязкости, фильтрация и толщина фильтрационной корки, статическое и динамическое напряжения сдвига, содержание ионов водорода, содержание частиц выбуренной породы, содержание абразивных частиц, стабильность и отстой, а также температура. Замеры параметров бурового раствора проводят с целью:

– обеспечения заданных свойств раствора при его приготовлении;

– мониторинга изменения этих свойств в процессе бурения вследствие расхода входящих в рецептуру ингредиентов;

– выбора момента принятия мер по восстановлению исходных параметров раствора и контроль эффективности этих мер;

– выбора момента корректировки состава раствора, либо его полной замены, в связи с изменением условий бурения.

Для замеров каждого из перечисленных параметров раствора созданы специальные методики и технические устройства, которые подробно рассматриваются в курсах технологии бурения. Общей особенностью всех этих замеров является тот факт, что их результаты не могут быть получены мгновенно, как это имеет, например, место с информацией о давлении и расходе промывочной жидкости, осевой нагрузке на ПРИ, скорости бурения и других величинах рассмотренных выше в разделах 5–12. Для контроля упомянутых величин созданы специальные датчики, сигнал которых показывающими приборами преобразуется в конкретную числовую информацию, доступную в любой требуемый момент времени. Что же до измерений параметров бурового раствора, то каждое такое измерение представляет собой выполняемую вручную процедуру, включающую ряд последовательных действий производящего замеры персонала и занимающую время от нескольких минут до нескольких часов.

Кроме затрат времени на сам процесс измерения есть еще затраты времени на дополнительные операции, а именно:

– подготовку к замеру: приведение в готовность средств измерения; забор пробы раствора из циркуляционной системы

– заключительные операции: занесение результата замера в журнал; очистку средств измерения от следов раствора; укладку приборов в футляры с возвращением на место хранения

Выполнение измерений и обеспечение гарантии их достоверности возможно только при наличии у персонала необходимой квалификации. Замеры выполняются через определенные интервалы времени, величина которых обусловлена с одной стороны необходимостью экономии рабочего времени квалифицированного персонала, а с другой – степенью существующего в данных условиях риска возникновения аварии и тяжестью возможных последствий В табл. 21.1 по литературным материалам [40] приведены рекомендуемые интервалы между замерами некоторых важных параметров бурового раствора.

Таблица 21.1

Интервалы между замерами параметров раствора, ч

Условия	Параметры				
	Плотность	Вязкость	Фильтрация*	СНС	Песок**
Нормальные	1	1	8	8	1
Сложные	0.25	0.25	1	1	0.25

* Одновременно с фильтрацией измеряется толщина фильтрационной корки раствора.

** Сокращение – вместо "Содержание абразивных частиц"

Как следует из таблицы, интервалы между замерами зависят от геолого-технических условий бурения, подразделяемых на "нормальные" и "сложные", причем в сложных условиях эти интервалы сокращаются многократно

Рекомендации относятся к концу прошлого века, и с тех пор количество предлагаемых изготовителями рецептур буровых растворов резко увеличилось, а требования к контролю их качества – усложнились. Соответственно ужесточились требования к частоте и точности замеров параметров раствора. Очевидно, что при таком развитии ситуации ручное выполнение замеров параметров раствора должно рано или поздно быть замещено автоматическим.

21.2. Принципы автоматизации измерения параметров буровых растворов

На кафедре "Технология и техника бурения скважин" Казахского Национального технического университета им. К. И. Сатпаева в содружестве с ОАО Волковгеология был запатентован ряд устройств для автоматического замера параметров бурового раствора. В этих устройствах сущность методики производства самих замеров осталась неизменной. Однако к известным рабочим элементам приборов добавлен ряд новых. Разработанные устройства имеют общие черты:

– процесс измерения параметров буровых растворов производится автоматически с заданной периодичностью. С этой целью каждое измерительное устройство установлено на

поворотном столе, который вращаясь останавливается в заданных позициях по сигналу реле времени;

– позиции поворотного стола обеспечивают подачу сигналов для включения и отключения элементов, непосредственно осуществляющих измерения;

– контролируемый раствор подводится к приборам из приемного бака бурового насоса после дополнительной очистки от шлама. Отработанный раствор возвращается в циркуляционную систему;

– измерительные установки оснащены средствами для подвода электроэнергии, а также воды для промывки измерительных органов после окончания замеров.

– результаты замеров преобразуются в электрические сигналы с их последующим переводом в цифровую форму и необходимой обработкой. Итог обработки подается на табло, где сохраняется до подачи результатов следующего замера. Результаты замеров сохраняются в памяти с возможностью их извлечения оттуда в случае необходимости;

– служащие для измерений отдельных параметров раствора поворотные столы могут иметь общую ось вращения с тем, чтобы образовать измерительный агрегат, оснащенный общими системами подачи раствора, промывки измерительных элементов и общим демонстрационным табло.

Предложенный метод имеет следующие преимущества:

– устраняются трудозатраты на проведение замеров;

– повышаются возможные частоты замеров;

– повышается их точность;

– обеспечивается непрерывность контроля качества раствора;

– имеется регистрация параметров раствора во времени.

В соответствии с описанной общей методикой были разработаны конкретные схемы измерителей условной вязкости бурового раствора, его плотности, статического напряжения сдвига и фильтрации.

21.3. Установка для автоматического измерения условной вязкости бурового раствора

В приборе [5] (рис. 21.1, 21.2, 21.3) мерная воронка типа воронки Марша смонтирована на поворотном столе, который, вращаясь, останавливается в позициях: I – "Промывка водой"; II – "Заполнение раствором"; III – "Измерение". Поворотным столом управляет реле времени с помощью кулачков и электрических контактов. Схема обработки результата замера состоит из аналого-цифрового преобразователя, генератора калиброванных импульсов и их счетчика, а также схемы перевода результата с двоичного в десятичный код и подачи его в единицах условной вязкости (секундах) на табло.

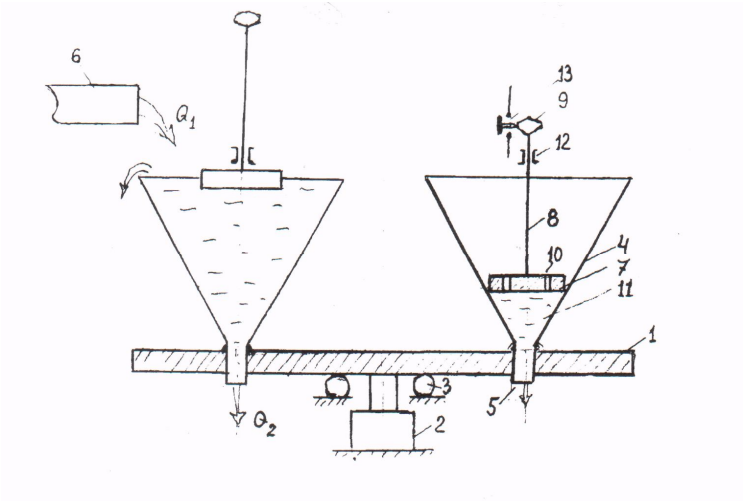


Рис. 21.1. Измерительная воронка в позициях "Заполнение раствором" и "Измерение" :*1 – поворотный стол; 2 – электродвигатель; 3 – подшипник; 4 – воронка; 5 – калиброванное отверстие; 6 – канал подачи раствора; 7 – поплавок; 8 – хвостовик; 9 – дисковый кулачок; 10 – отверстия; 11 – раствор; 12 – направляющая втулка; 13 – нормально-замкнутый контакт;* Q_1 *и* Q_2 *– расход раствора* $(Q_1 > Q_2)$

Кулачковый диск реле времени 14 (рис. 21.2) вращается с постоянной скоростью синхронным электродвигателем (например он может делать 1 оборот в 15 мин). **На рисунке показана ситуация, когда кулачок 15_{I} реле времени, набежав на контакт 18, замкнул его. До этого момента** поворотный стол стоял в положении I ("промывка"), при котором кулачок 23_{I}, нажимая на контакт 22, держал его в

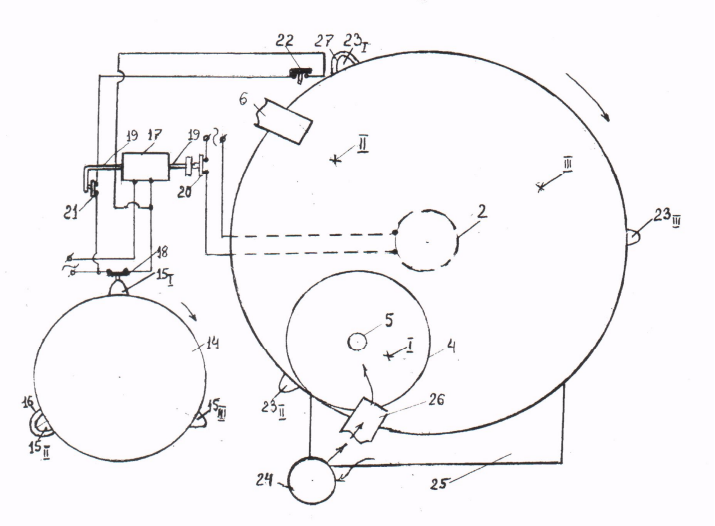


Рис. 21.2. Управление поворотным столом:

14 – реле времени; 15_{I}, 15_{II}, 15_{III} – кулачки для возобновления вращения стола из позиций I, II, III; 16 – кулачок запуска генератора импульсов (расположен ниже кулачка 15_{II}); 17 – пусковое реле поворотного стола; 18, 20, 21 – нормально-разомкнутые контакты; 19 – якорь реле; 22 – нормально-замкнутый контакт; 23_{I}, 23_{II}, 23_{III} – кулачки для остановки стола в позициях I, II, III; 24 – насос; 25 – бачок с водой; 26 – канал подачи воды; 27 – кулачок включения водяного насоса (расположен ниже кулачка 23_{I})

разомкнутом состоянии. В результате размыкалась цепь питания пускового реле 17, якорь которого, в свою очередь, отходил влево и позволял разомкнуться нормально-разомкнутому

контакту 20, обесточивая электродвигатель 2. При таком положении кулачка 23_{I} расположенный ниже по толщине стола кулачок 27 замыкал контакт (на рисунке не показан) подачи напряжения на двигатель насоса 24, который с помощью подаваемой из бачка 25 через канал 26 струи воды очищал воронку 4 от остатков раствора, осевших на ее стенках.

При замыкании контакта 18 напряжение от источника было подано на клеммы реле 17. Якорь 19 реле, двигаясь слева-направо, замкнул контакт 20 и подал напряжение на двигатель 2, который начал поворачивать стол 1 по часовой стрелке. Одновременно своим левым концом якорь 19 замкнул контакт 21 самоблокировки реле, в связи с чем напряжение будет подаваться на пусковое реле 17 и двигатель 2 через этот контакт и контакт 22 также и после ухода кулачка 15_{I} от контакта 18 и саморазмыкания последнего. При начале вращения стола одновременно со сходом кулачка 23_{I} с контакта 22 кулачок 27 сойдет с контакта подачи напряжения на насос 24. Контакт саморазомкнется и насос остановится.

В момент, когда, поворотный стол займет позицию II "загрузка", кулачок 23_{II}, набежит на нормально замкнутый контакт 22 самоблокировки реле 17. Как и в позиции I (после такой же последовательности срабатывания контактов) стол остановится, причем воронка 4 встает под струю бурового раствора, вытекающую из канала 6 (рис. 21.1– слева).

Раствор затекает в воронку 4 сверху и одновременно вытекает из нее через отверстие 5 снизу, но поскольку $Q_1 > Q_2$, воронка постепенно заполняется, поднимая поплавок 7 с хвостовиком 8. В конце концов раствор начнет перетекать через край воронки в приемную емкость бурового насоса, а поплавок 7 займет крайнее верхнее положение. Это положение сохранится, до тех пор, пока через установленное время к контакту 18 включения пускового реле 17 не подойдет очередной кулачок 15_{II} и не запустит вращение поворотного стола снова.

В момент выхода воронки из под струи раствора начнется процедура замера. Одновременно с набеганием кулачка 15_{II} на контакт 18, кулачок 16 (расположенный ниже кулачка 15_{II}) набежит на контакт 30 (рис. 21.3) пускового реле 29 и включит последнее, причем своим якорем реле замкнет контакт 31 запуска генератора импульсов, и одновременно

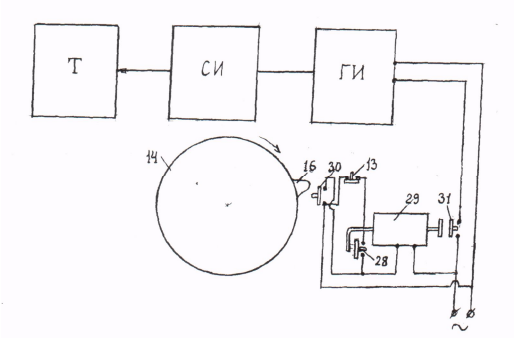


Рис. 21.3 Система обработки сигнала датчика вязкости
28, 30, 31 – нормально-разомкнутые контакты; 29 – пусковое реле генератора импульсов; ГИ – генератор импульсов; СИ – счетчик импульсов с микросхемой пересчета результата в секунды; Т – табло

самозаблокирует себя контактом 28. Счетчик начинает считать импульсы, а фактически – время вытекания раствора (т. к. каждый импульс проходит за известный строго одинаковый период времени).

Когда, поворачиваясь, стол 1 достигнет позиции III – "замер", кулачок 23_{III} (как и ранее кулачки 23_{I} и 23_{II} в позициях I и II) нажмет на контакт 22, и остановит вращение стола. При вытекании раствора поплавок 7, хвостовик 8 и кулачок 9 опускаются и, когда из воронки вытечет заданный объем раствора, кулачок 9 достигнет контакта 13 и разорвет линию питания генератора импульсов. **Подача импульсов прекратится, а их сумма запишется на регистре счетчика импульсов, и, после пересчета в секунды, появятся на табло** (до этого демонстрировавшее результат предыдущего замера).

Несколько позже поплавок 7 опустится на стенку воронки, но при этом остаток раствора будет продолжать вытекать, что обеспечивается наличием в поплавке отверстий 10. Когда на контакт 18 набежит кулачок 15_{III}, стол опять возобновит вращение, пока под действием кулачка 23_{I} не остановится в позиции "промывка". Замерный цикл завершен, прибор готов к следующему циклу.

21.4 Установка для автоматического измерения плотности бурового раствора

В приборе (рис. 21.4., 21.5., 21.6) [6] в качестве вместителя мерного объема раствора используется воронка с выпускным отверстием, смонтированная на калиброванной пружине, опирающейся на поворотный стол. Деформации пружины преобразуется в электрическое напряжение, подаваемое на аналого-цифровой преобразователь, с последующей передачей результата измерения на табло.

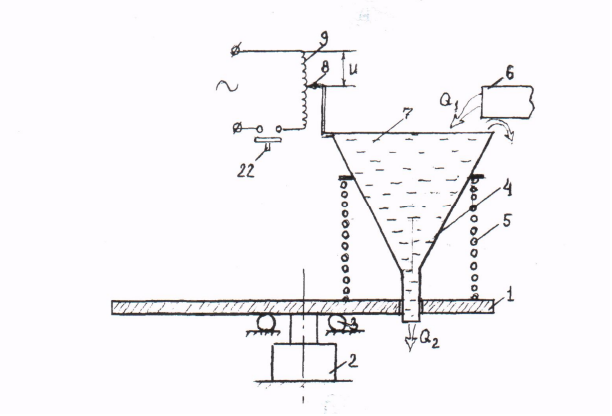


Рис. 21.4. Измерительная воронка в позиции "Измерение"
1 – поворотный стол; 2 – электродвигатель; 3 – подшипник; 4 – воронка; 5 – калиброванная пружина; 6 – канал подачи раствора 7 – раствор; 8 – подвижный контакт; 9 – реохорд, 22 – нормально-разомкнутый кулачок; U – напряжение на выходе реостата; ;
Q_1 *и* Q_2 *– расход бурового раствора*

С помощью реле времени и пускового реле стол через заданные периоды времени занимает позици I –“Промывка” и II – “Заполнение и измерение”.

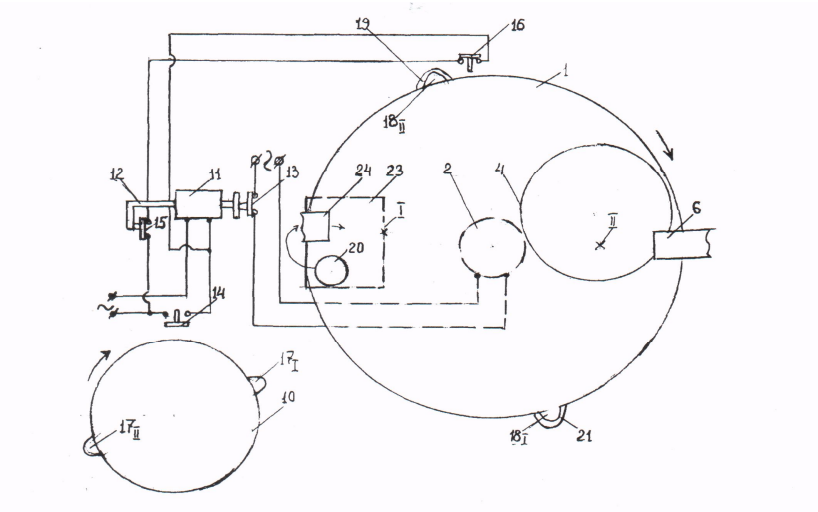


Рис. 21. 5. Управление поворотным столом

10 –реле времени; 11 – пусковое реле поворотного стола; 12 – якорь реле; 13, 14, 15, 22 – нормально разомкнутые контакты; 16 – нормально замкнутый контакт; 17_{I}, 17_{II} – кулачки для возобновления вращения стола из позиций I, II; 18_{I}, 18_{II} – кулачки – для остановки стола в позициях I, II ; 19 – кулачок для подачи напряжения на реостат (расположен ниже кулачка 18_{II}); 20 – водяной насос; 21 – кулачок включения водяного насоса; 23 – бачок с водой; 24 – канал подачи воды в воронку

Кулачковый диск реле времени 10 синхронным электродвигателем (на рисунке не показан) вращается с заданной постоянной скоростью (например, 1 оборот в 15 мин). **На рис. 21.5, стол 1, поворачиваясь, приближается к позиции II – “Заполнение и измерение”**. При этом пусковое реле 11 запитано напряжением через контакты 15 и 16.

Приближается момент, когда при вращении стола кулачок 18_{II}, разомкнув контакт 16, обесточит пусковое реле 11.

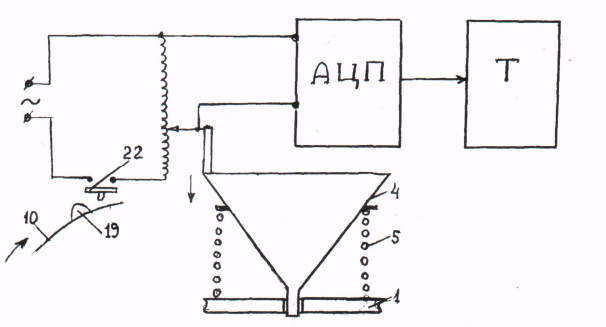


Рис. 21.6 Система обработки сигнала датчика плотности
22 – нормально-разомкнутый контакт; АЦП – аналого –цифровой преобразователь с микросхемой для перевода результата в единицы плотности; Т – табло

Якорь 12 реле отодвинется влево, что вызовет размыкание контакта 15 самоблокировки реле и контакта 13 питания двигателя поворотного стола. Стол остановится в позиции II.

В этой позиции воронка 4 оказывается под струей бурового раствора, вытекающую из канала 6 **Раствор изливается в воронку 4 сверху и одновременно вытекает из нее через отверстие снизу, но поскольку $\mathbf{Q}_1 > \mathbf{Q}_2$** (рис 21.4), **воронка постепенно заполняется. Вес воронки возрастает и она, сжимая пружину 5, оседает вниз,** перемещая контакт 8 по реохорду 9 в сторону увеличения выходного напряжения U. Последнее пока еще отсутствует из-за разомкнутости контакта 22, через который подается напряжение питания реостата. В конце концов раствор начинает перетекать через край воронки и с этого момента вес воронки с раствором максимален, что условно соответствует плотности раствора.

Это положение сохраняется до тех пор, пока через установленное время к контакту 14 включения пускового реле 11 не подойдет кулачок 17_{II}. При этом, реле, взяв себя на самоблокировку контактом 15, контактом 13 возобновляет

вращение стола. **В самом начале этого движения, кулачок 19 пройдет через нормально-разомкнутый контакт 22 и замкнет его, подав на реостат напряжение питания, и создав на выходе реостата напряжение U, пропорциональное весу воронки заполненной раствором.**

При данном объеме заполненной раствором воронки, ее вес и напряжение U соответствуют плотности бурового раствора. Это напряжение подается на вход АЦП, где преобразуется в двоичное число. Последнее, зафиксировавшись в регистре памяти, переводится в единицы измерения плотности и подается на табло Т. Там значение плотности раствора возникает на месте значения, полученного в ходе предшествующего цикла измерения.

Уйдя из положения II, диск продолжает вращаться до момента подхода кулачка 18_{I} к контакту 16. В результате процедуры, уже описанной применительно к положению II, стол остановится в положении I. При этом кулачок 21 запустит водяной насос 20, который водой из бачка 23 начнет промывку воронки. Кулачок 21 будет оставаться на контакте включения насоса, пока кулачок 17_{I} реле времени, дойдя до контакта 14, не возобновит вращение стола. Промывка прекратится а стол снова (как вначале данного описания) начнет приближаться к положению II для производства следующего замера.

21.5. Установка для автоматического измерения статического напряжения сдвига

За основу принят широко применяемый измеритель статического напряжения сдвига (СНС), состоящий из вращаемого тихоходным электродвигателем стакана с подвешенным внутри его на калиброванной упругой нити цилиндра, зазор между которыми заполняют испытуемым раствором. После ожидания в 1 мин (либо в 10 мии) стакан приводят во вращение, причем цилиндр связанный с ним начинающей образовываться гелевой структурой раствора

вначале движется заодно со стаканом, скручивая калиброванную нить. Однако когда напряжение скручивания нити становится достаточно высоким, гелевая структура внезапно разрушается и цилиндр возвращается в положение, которое он занимал перед началом вращения. Величина СНС характеризуется максимальным углом отклонения цилиндра от исходного положения.

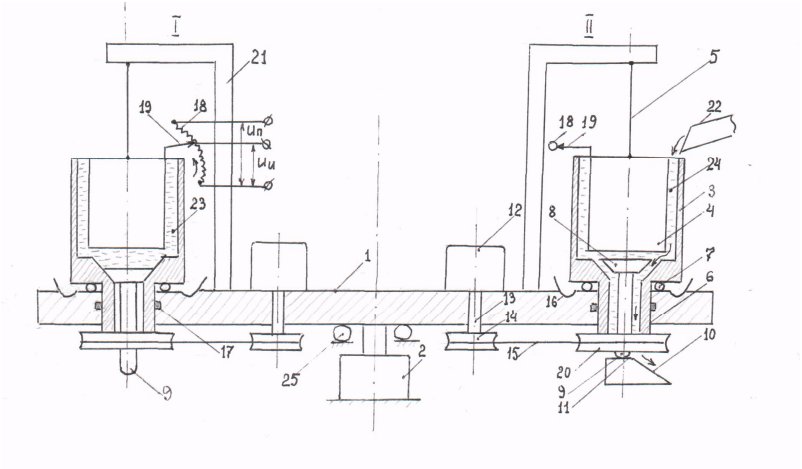


Рис. 21.7. Вид сбоку; слева –прибор в позиции ”замер”; справа – в позиция “ промывка”

1 – поворотный стол; 2 – привод стола; 3 – стакан; 4 – цилиндр; 5 – эталонная нить; 6, 13 – валы; 7, 25 – подшипники; 8 – клапан; 9 – хвостовик клапана; 10 – наклонная плоскость; 11 – горизонтальная поверхность, 12 – привод стакана; 14, 20 – шкивы; 15 – передача между шкивами; 16 – кольцевая канавка; 17 – уплотнение; 18 – реохорд, 19 – подвижный контакт; 21 – стойка с кронштейном; 22 – канал подачи воды (стрелками показано ее движение); 23 – буровой раствор; 24 – вода;. $U_П$ – напряжение питания; $U_И$ – измерительный сигнал

В рассматриваемом устройстве [7]описанный измеритель СНС смонтирован на поворотном столе, способном занимать четыре позиции: “промывка”, “заполнение раствором”, “замер СНС1”, “замер СНС10”. При замерах угол поворота цилиндра

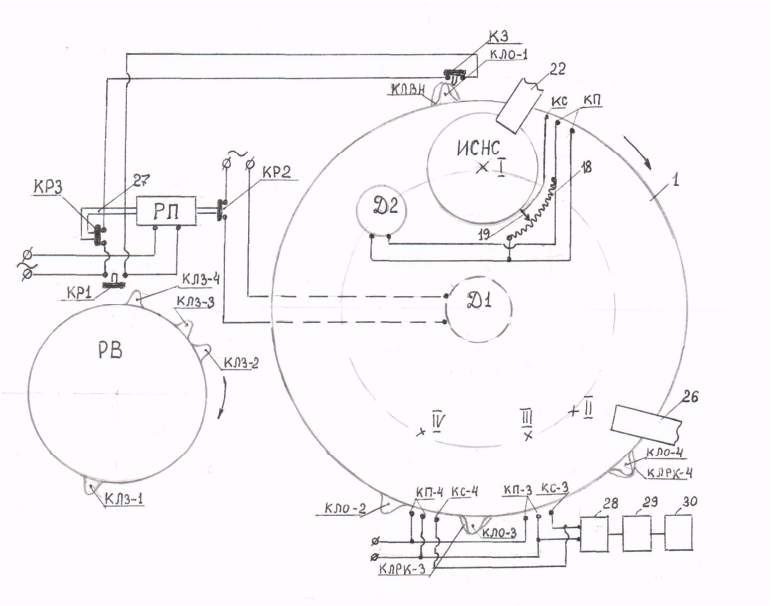


Рис. 21.8. Вид сверху

I –промывка; II –заполнение раствором; III –замер СНС-1; IV –замер СНС-10; 26 –подача раствора; 27 – якорь РП; 28– АЦП; 29 – микросхема; 30 – табло; ИСНС – измеритель СНС (стакан с цилиндром), Д1 –двигатель стола; Д2 – двигатель стакана; РП – реле пусковое; РВ – реле времени; КР1, КР2, КР3 – контакты нормально разомкнутые; КЗ – контакт нормально-замкнутый; КЛЗ-1, КЛЗ-2; КЛЗ-3; КЛЗ-4 – кулачки запуска вращения стола из позиций I, II, III, IV; КЛО-1, КЛО-2; КЛО-3; КЛО-4 – кулачки остановки стола в позициях I, II, III, IV; КЛВН – кулачок пуска водяного насоса; КЛРК-3, КЛРК-4 – кулачки включения концевых реле в позициях III и IV; КС, КП – клеммы подачи измерительного сигнала и напряжения питания, расположенные на столе; КС-3, КС-4, КП-3, КП-4 ответные (по отношению к упомянутым) неподвижные клеммы для позиций III и IV

преобразуется в электрическое напряжение, которое переводится в цифровую форму и после преобразований подается на табло в единицах механического напряжения

Кулачковый диск реле времени РВ вращается с заданной постоянной скоростью (например, 1 оборот в 60 мин). **На рис.**

21.8 дана ситуация, когда при повороте стола кулачок КЛО-1 набегает на нормально замкнутый контакт КЗ. При размыкании этого контакта обесточится пусковое реле РП и разомкнется контакт КР2 питания двигателя стола Д1 (также как и контакт самоблокировки реле КР3). Стол остановится, и прибор ИСНС окажется под каналом 22 подачи воды, т. е. займет позицию I.

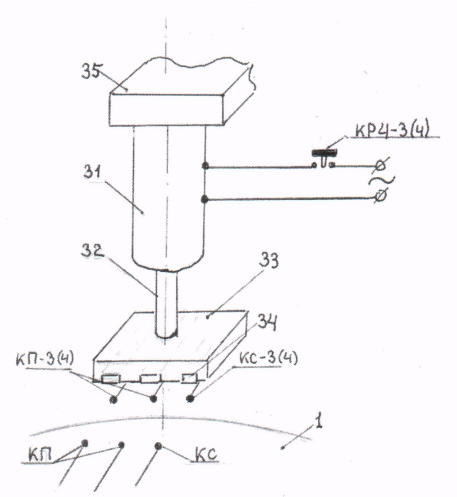


Рис. 21.9. Концевое реле

31 – корпус; 32 – якорь; 33 – контактная плата; 34 – проводящие полосы; 35 – кронштейн; КР4-3(4) – нормально разомкнутый контакт подачи питания для позиций III или IV

Ранее, не доходя до этого положения, хвостовик 9 (рис. 21.7) клапана 8 при вращении стола вступит в контакт с неподвижной наклонной плоскостью 10, которая заставит хвостовик и соответственно клапан 8 перемещаться вверх.

В позиции I хвостовик 9 окажется на горизонтальной поверхности 11, причем клапан полностью откроется, и буровой раствор из прибора стечет вниз. Его остатки будут смываться потоком воды, т. к. одновременно с размыканием контакта КЗ кулачком КЛО-1, сблокированный с этим кулачком кулачок КЛВН замкнет контакт линии питания водяного насоса (на

рисунках не показан) и будет держать его замкнутым пока стол будет оставаться в положении I.

Спустя заданное время, следующий по ходу вращения диска реле времени кулачок КЛЗ-1 замкнет контакт КР1 и подаст питание на реле РП, которое, возбудившись, возьмет себя на самоблокировку контактом КР3 и, замкнув контакт КР2, возобновит вращение стола. Одновременно кулачок КЛВН сойдет с контакта водяного насоса, который разомкнется, и подача воды прекратится. В начале вращения стола кулачок КЛО-1 сойдет с контакта КЗ который замкнется и восстановит возможность питания реле РП через линию самоблокировки после схода КЛЗ-1 с КР1 (времени контакта КЛЗ-1 с КР1 достаточно для схода КЛО-1 с КЗ, т. к. скорость вращения стола превосходит скорость диска РВ).

После возобновления вращения стола и остановки подачи воды хвостовик 9 (рис. 2.7) еще продолжает контактировать с поверхностью 11 в течение времени, достаточного для полного удаления воды из прибора. Когда же поверхность 11 по ходу вращения обрывается, то хвостовик 9 с клапаном 8 падают вниз до полного закрытия клапана.

Следующий по ходу вращения стола кулачок КЛО-2 дойдет до КЗ и остановит стол в положении II – непосредственно под каналом 26 (рис. 2.8) подачи раствора. В положении II прибор ИСНС остается на время, гарантирующее полное заполнение раствором зазора между стаканом и цилиндром. Избыток раствора отводится с помощью кольцевой канавки 16.

По истечении заданного времени к контакту КР1 подходит кулачок КЛЗ-2 и поворотный стол начинает двигаться в сторону положения III. (“замер СНС-1”). **Это движение продолжается ровно одну минуту.** По ее истечении кулачок КЛО-3 размыкает контакт КЗ и останавливает вращение стола.

Сблокированный с КЛО-3 кулачок КЛРК-3 замыкает нормально разомкнутый контакт КР4-3 (рис. 21.9) и подает напряжение на концевое реле РК-3, причем якорь 32 возбужденного реле опускается вниз до упора платы 33 в

горизонтальную поверхность. Т. к. при остановке в положении III "внутренние" (на диске поворотного стола) клеммы КП и КС встают строго напротив соответствующих " наружных " клемм КП-3 и КС-3, то контактная плата 33, опустившись, соединяет своими проводящими полосами 34 соответствующие внутренние и наружные клеммы. **Соединение клемм обеспечивает подачу напряжения как на двигатель Д2, так и на клеммы реохорда 18 (напряжение $U_П$ – рис. 21.7.), а также связывает подвижный контакт 19 с входом аналого-цифрового преобразователя 28 (рис.21.8).**

При подаче напряжения двигатель Д2 начинает медленно (с частотой 0.2 об/мин) вращаться, и через шкив 14, ремень 15, шкив 20 и вал 6 вращать стакан 3. Поскольку за 1 мин нахождения в состоянии покоя в растворе 23 начала формироваться структура геля, то первое время эта структура оказывается достаточно прочной, чтобы передавать вращение стакана 3 на цилиндр 4 и скручивать упругую калиброванную нить 5. Связанный с цилиндром подвижный контакт 19 перемещается по реохорду все дальше от нулевой клеммы, создавая напряжение измерительного сигнала $U_И$, и передавая его на аналого-цифровой преобразователь 28. С увеличением угла скручивания нити ее момент сопротивления возрастает, как и механическое напряжение в структуре бурового раствора, передающего вращение. При достижении определенного угла скручивания напряжение достигает предельного значения и структура геля внезапно разрушается, и теряет способность передавать вращение. Подвижный контакт возвращается в нулевое положение, а измерительный сигнал падает до нуля.

Однако заложенная в микросхеме 29 программа отыскания максимума в ряду последовательных чисел сохраняет значение максимального сигнала, пересчитывает его в единицы механического напряжения – Па, и передает на табло 30.

После истечения заданного времени замера кулачок КЛЗ-3 возобновляет вращение поворотного стола и кулачок КЛРК-3 сходит с нормально разомкнутого контакта КР4-3, отключая реле РК-3. Якорь реле поднимается, отсоединяя клеммы КС и КП внутренней проводки поворотного стола от

соответствующих наружных клемм КС-3 и КП-3. Двигатель Д2 останавливается. **Ровно через 10 мин после начала вращения поворотного стола** из положения III кулачок КЛО-4 останавливает поворотный стол в положении IV. Осуществляется замер СНС-10, проводимый аналогично вышеописанному замеру СНС-1, с той разницей, что внутренние клеммы КС и КП теперь соединяются с наружными клеммами КС-4 и КП-4 с помощью концевого реле РК-4, запускаемого кулачком КЛРК-4, воздействующим на контакт КР4-4.

По окончании заданного времени замера к контакту КР1 подходит кулачок реле времени КЛЗ-4 и начинает вращение в сторону положения I "промывка". Рассматриваемый цикл измерения СНС завершен и начинается следующий цикл.

21.6. Установка для автоматического измерения фильтрации бурового раствора

Принцип работы измерителя водоотдачи тот же, что и у широко распространенных фильтропрессов (напр. прибор ВМ-6)

Это сосуд, имеющий на дне сито, сверху покрытое фильтровальной бумагой. В сосуд заливается фиксированный объем испытуемого раствора, причем устройство позволяет создавать на его поверхность определенное давление. Под давлением жидкая фаза раствора фильтруется, оставляя на бумаге слой твердой фазы, который, накапливаясь, все более затрудняет фильтрацию – причем интенсивность замедления фильтрации зависит от свойств фильтрационной корки. Фильтрация измеряется количеством отфильтровавшейся жидкой фазы (воды) за фиксированное время (обычно 30 мин).

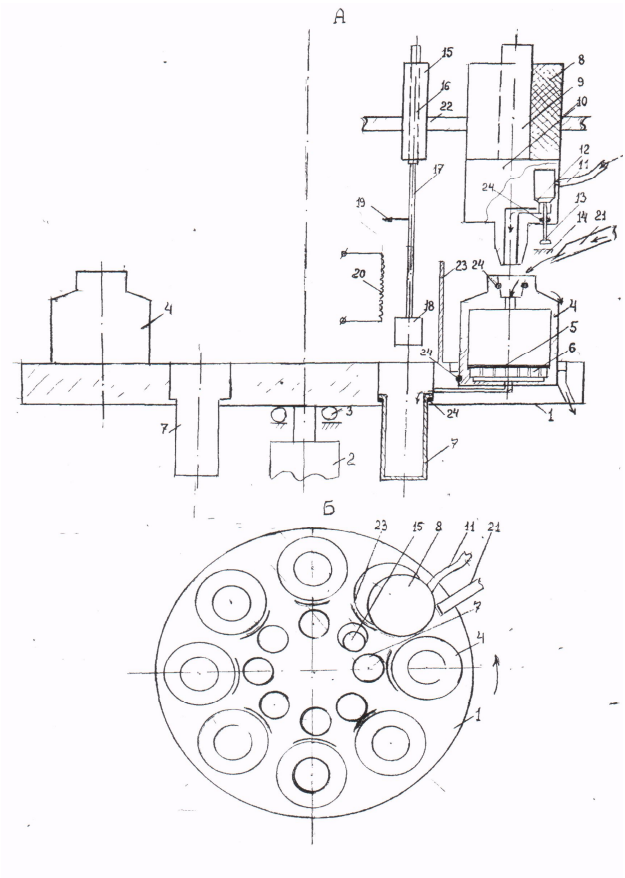


Рис. 21.10. Измеритель фильтрации

Вверху – вид сбоку, внизу – вид сверху – расположение измерительных стаканов на поворотном столе; 1 – поворотный стол; 2 – привод стола; 3 – подшипник; 4 – стакан (корпус измерительного прибора); 5 – бумажный фильтр; 6 – фильтрационный диск; 7– цилиндр сбора фильтрата; 8 – электромагнит; 9 – сердечник; 10 – корпус клапана (утяжелитель); 11 – линия подачи газа; 12 – клапан; 13 – хвостовик клапана; 14 – упор; 15 – электромагнит; 16 – сердечник; 17 – непроводящий стержень; 18 – поплавок; 19 – подвижный контакт; 20 – реохорд; 21 – линия подачи раствора; 22 – плата установки электромагнитов; 23 – брызгозащитный щиток; 24 – уплотнения

В рассматриваемом приборе снабженные бумажными фильтрами измерители фильтрации в количестве, отвечающем требуемому количеству замеров в сутки, располагают на поворотном столе, и поочередно каждый прибор, пройдя позицию заполнения раствором, останавливается в позиции замера с выдачей в конце времени замера измерительного сигнала. Процесс замера осуществляется с помощью электромагнитов. Один из них при обесточивании и освобождении своего утяжеленного сердечника обеспечивает герметичное соединение последнего с корпусом приборов Одновременно он открывает клапан для впуска газа, находящегося под заданным давлением. По истечении времени замера этот электромагнит возбуждается и поднимает сердечник в исходное верхнее положение. Сердечник второго электромагнита связан с поплавком и датчиком его подъема. При обесточивании электромагнита, связанный с его сердечником поплавок опускается в цилиндр, предназначенный для сбора фильтрата В ходе замера поплавок поднимается вместе с уровнем фильтрата, причем датчик вырабатывает напряжение, пропорциональное высоте подъема поплавка, т. е .количеству выделившегося фильтрата. В момент окончания времени замера выработанное датчиком напряжение преобразуется в цифровую форму и передается на отсчетное устройство и далее, после обработки – на табло.

Поворотный стол совершает один оборот за 24 ч. и несет на себе 8 измерителей водоотдачи. Таким образом, время между замерами равно 3 ч. **По завершении полного оборота и отработки последнего прибора (ИВ8) все стаканы 4, а также цилиндры 7 снимают со стола и заменяют готовым новым комплектом со свежими фильтровальными бумажными кругами.** Возможна и установка прежних стаканов и цилиндров после их прополаскивания водой и заменой покрытых коркой бумажных фильтров на свежие. Это займет 5–10 мин. При времени, на отработку замера, в 3 ч и скорости движения стола примерно 1 мм/мин замену стаканов можно выполняять без остановки стола.

Все последующие операции производятся автоматически. **При подходе расположенного на столе кулачка КЛ1-1 (рис. 21.11) на расстояние порядка 5 мм до позиции замера,** горловина стакана 4 (рис. 21.10) попадает под струю раствора подаваемого из канала 21.). Прибор заполняется раствором.

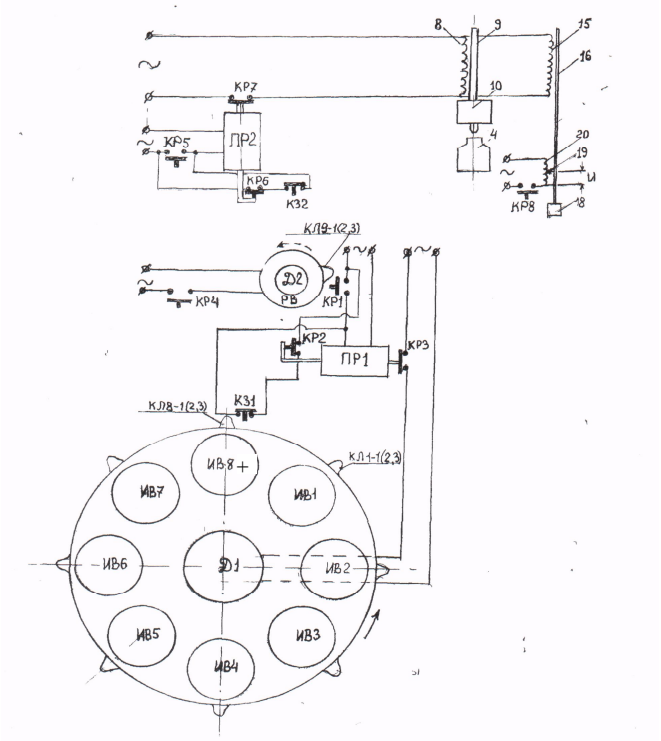


Рис. 21.11. Электросхема прибора

ИВ1 – ИВ8 – измерители водоотдачи; Д1 –электродвигатель поворотного стола; Д2 – синхронный электродвигатель реле времени; РВ – реле времени; ПР1– пусковое реле поворотного стола; ПР2 – пусковое реле электромагнитов; КЛ1 – КЛ8 – кулачки на поворотном столе; КЛ9 – кулачок на диске реле времени; КР1 – КР8 – нормально-разомкнутые контакты; К31, К32 – нормально-замкнутые контакты; U – выходное напряжение датчика перемещения. Крестиком показана позиция, в которой производятся замеры. Обозначения типа КЛ1-1(2.3) означают наличие кулачков КЛ1-1, КЛ1-2, КЛ1-3 , расположенных в той же позиции на окружности диска, но на разных уровнях по вертикали (по толщине диска)

Излишек раствора стекает в окружающий стакан кольцевой желоб и далее в отстойник (показано стрелками). От возможного попадания брызгов раствора в фильтрат, наполняющий цилиндр 7 последний защищен щитком 23.

При достижении позиции замера кулачок КЛ1-1 (рис. 21.11) размыкает нормально-замкнутый контакт КЗ1 пускового реле ПР1. Последнее обесточивается и, освободив нормально разомкнутый контакт КР3, останавливает двигатель Д1 и, следовательно, – поворотный стол.

Мгновением раньше – **за счет опережения на несколько долей мм по окружности стола** – кулачок КЛ1-2, набежав на контакт КР4, подает напряжение на двигатель Д2 реле времени РВ и, при остановке стола, остается в этом положении. Диск РВ с кулачками КЛ9-1(2,3) начинает вращаться.

Одновременно кулачок КЛ1-3, набежав на контакт КЗ2, обесточивает реле ПР2, которое, разомкнув контакт КР7, обесточивает электромагниты 8 и 15. Освободившийся сердечник 9 (рис. 21.10) с утяжелителем 10 своим коническим концевым штуцером падает в горловину емкости 4, имеющую уплотнение 24. При этом хвостовик 13 клапана 12 падает на упор 14, вызывая открытие клапана и поступление газа под заданным давлением из магистрали 11 внутрь емкости 4. Герметичность соединения штуцер-горловина гарантирует расчет, согласно которому вес сердечника с утяжелителем должен превышать силы противодавления газа.

Давление газа вызывает разделение раствора на оседающие на бумажном фильтре 5 виде корки твердые частицы, и, просачивающуюся сквозь бумагу и отверстия в диске 6, воду. Отфильтрованная вода через отверстие в дне стакана 4 и далее через канал в поворотном столе попадает в цилиндр 7 (показано пунктирной стрелкой).

Поскольку вместе с электромагнитом 8 обесточивается и электромагнит 15, его сердечник 16 также освобождается. В результате поплавок 18 падает на дно цилиндра 7, причем имеющийся на стержне 17 скользящий контакт 19 устанавливается на начало реохорда 20. По мере заполнения

пробирки 7 фильтратом поплавок поднимается, перемещая скользящий контакт вверх.

При окончании времени замера (30 мин) – т. е. после полного оборота диска реле времени, кулачок КЛ9-1 набегает на контакт КР8 питания реохорда, причем между началом реохорда и скользящим контактом 19 появится напряжение U, соответствующее объему фильтрата, выделившемуся за 30 мин **– т. е. величине фильтрации данного бурового раствора.** После преобразования в цифровую форму и дальнейшей обработки значение фильтрации появится на табло, сменив значение предшествующего замера.

После схода кулачка КЛ9-1 и размыкания контакта КР8, **отстающий от КЛ9-1 на несколько долей миллиметра кулачок** КЛ9-2, набежав на контакт КР5, возбудит пусковое реле ПР2. Последнее подаст напряжение на электромагниты, а также самозаблокируется контактом КР6. Электромагниты поднимут свои сердечники в верхнее положение, устранив препятствия для движения стола и стакана 4.

Далее **кулачок КЛ9-3 –отстающий на несколько долей мм от КЛ9-2 – замкнет контакт КР1 реле ПР1, которое возбудившись, запустит через КР3 двигатель Д1, т. е. возобновит движение поворотного стола 1, причем его кулачок КЛ1-2 сойдет с контакта КР4 и остановит вращение диска реле времени.**

Измерение водоотдачи стаканом ИВ1 завершено, поворотом стола он уводится с положения замера, а вместо него подходит стакан ИВ2 (со своим цилиндром сбора фильтрата и своим кулачком КЛ2-1, 2, 3). Так будет продолжаться до завершения полного оборота поворотного стола.

При каждой остановке поворотного стола кулачками КЛ1-1 – КЛ 8-1 с помощью нормально замкнутого контакта КЗ1, последний остается в разомкнутом состоянии В связи с этим для обеспечения возможности самоблокировки реле ПР1 при возобновлении вращения стола с помощью кулачка КЛ9-3 и контакта КР1, необходимо, чтобы время воздействия кулачка КЛ9-3 на контакт КР1 было заведомо больше времени схода кулачка КЛ1-1 с контакта КЗ1. Последнее обеспечивается конфигурацией кулачков. Так

длина кулачка КЛ9-3 вдоль окружности его движения должна быть достаточно большой, а соответствующая длина кулачка КЛ1-1 – минимально-возможной. Данное замечание относится и

Описанное устройство целесообразно оснащать переключателем скоростей вращения поворотного стола. При этом, вариант, когда стол совершает один оборот в сутки, и, таким образом делает замеры через каждые 3 ч, можно принять за основной – наиболее употребительный. В осложненных условиях можно задать вариант с частотой замеров 1 ч – когда при восьми стаканах ИВ стол делает один оборот в восьмичасовую смену. Если же в какой-то достаточно длительный период геологических осложнений при бурении не ожидается, то водоотдачу можно измерять раз в 6 ч – когда стол делает оборот в двое суток. При возникновении осложнений работу прибора, можно переключить на “аварийный” вариант с ежечасным проведением замеров.

Контрольные вопросы

1. Роль буровых растворов в технологии бурения.
2. Измеряемые параметры буровых растворов.
3. Недостатки принятой сейчас методики измерения параметров растворов.
4. Конструктивные принципы устройств для автоматизации замера параметров растворов.
5. Преимущества использования цифровых технологий при автоматизации замеров параметров буровых растворов.
6. Основные элементы и работа устройства для автоматизации замеров условной вязкости бурового раствора.
7. Основные элементы и работа устройства для автоматизации замеров плотности бурового раствора.
8. Основные элементы и работа устройства для автоматизации замеров статического напряжения сдвига.
9. Основные элементы и работа устройства для автоматизации замеров фильтрации бурового раствора.
10. Преимущества и недостатки рассмотренной схемы автоматизации замеров параметров бурового раствора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Агейкин П.И.* и др. Датчики систем автоматического контроля и регулирования. – М.: Машгиз, 1959. – 579 с.

2. *Басарыгин Ю.М.* и др. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с

3. *Басарыгин Ю.М.* и др. Заканчивание скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 454 с.

4. *Билецкий М.Т.* Регулятор осевой нагрузки бурового инструмента: авторское свидетельство № 768946 от 13.08. 1980

5. *Билецкий М.Т., Касенов А.К., Сушко С.М., Бегун А.Д.* Устройство для измерения условной вязкости бурового раствора. Патент Республики Казахстан № 73722 от 16.04. 2012

6. *Билецкий М.Т., Касенов А.К., Сушко С.М., Бегун А.Д.* Устройство для измерения плотности бурового раствора. Патент Республики Казахстан № 73726 от 16.04. 2012

7. *Билецкий М.Т., Сушко С.М., Касенов А.К., Бегун А.Д* Устройство для измерения статического напряжении сдвига бурового раствора. Патент Республики Казахстан № 75890 от 14.12. 2012.

8. *Бурдун Г.Д., Марков Б.Н.* Основы метрологии. – М.: Изд-во стандартов, 1972. – 221 с.

9. *Батушев В.А.* Электронные приборы. Учебник для вузов. – М.: Высшая шк., 1980. – 384 с.

10. *Васильев А.С.* Основы метрологии и технические измерения: Учеб. пособие. –М.: Машиностроение, 1988. – 240 с.

11. *Ганджумян Р.А.* Практические расчеты в разведочном бурении. – М.: Недра, 1986. – 253 с.

12. *Гринбаум И.И.* Расходометрия гидрогеологических и инженерно-геологических скважин. – М.: Недра, 1975. – 271 с.

13. *Демихов В.И., Леонов А.И.* Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. – М.: Недра, 1980. – 304 с.

14. *Демихов В.И.* Средства измерения параметров бурения скважин: Справоч. пособие. – М.: Недра, 1990. – 269 с.

15. *Иванов А.А.* Теория автоматического управления и регулирования: Учеб. пособие. – М.: Недра, 1970. – 352 с.

16. *Ивачев Л.М.* – Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 247 с.

17. *Исакович Р.Я.* Технологические измерения и приборы. – М.: Недра, 1979. – 343 с.

18. *Исакович Р.Я.* и др. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 352 с.

19. *Кардыш В.Г.* и др. Техника и технология бурения геологоразведочных скважин за рубежом. – М.: Недра, 1989. – 256 с.

20. *Касаткин А.С.* Электротехника: Учеб. пособие. – М.: Энергия, 1974. – 559 с.

21. *Козловский Е.А., Гафиятуллин Р.Х.* Автоматизация процесса разведочного бурения. – М.: Недра, 1977. –215 с.

22. *Козловский Е.А.* и др. Механизация и оптимизация процессов бурения разведочных скважин. – М.: Недра, 1980. – 349 с.

23. *Коротков В.П., Тайц Б.А.* Основы метрологии и точности механизмов приборов. – М.: Машгиз, 1961. – 253 с

24. *Котляров А.М.* Автоматизация буровых агрегатов.– М.:Недра, 1971.–183 с.

25. *Котур В.И.* и др. Электрические измерения и электроизмерительные приборы: Учебное пособие. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 400 с.

26. *Кремлевский П.П.* Расходомеры и счетчики количества. – Л.: Машиностроение, 1975. – 456 с

27. *Леонтьев О.П., Бройтман П.М.* Контроль и регулирование режима колонкового бурения. – М.: Недра, 1972. – 200 с.

28. *Леонтьев О.П., Бройтман П.М., Билецкий М.Т.* – Технико-экономические характеристики контрольно-измерительных приборов бурения. – Алма-Ата, ОНТИ Каз. ИМС, 1970. – 98 с

29. *Леонтьев О.П., Бройтман П.М., Билецкий М.Т.* – Новые приборы контроля процесса бурения. – Алма-Ата, ОНТИ Каз. ИМС, 1967. – 98 с

30. *Любимов Н.И.* Принципы классификации и эффективного разрушения горных пород при разведочном бурении. – М.: Недра, 1967. – 318 с.

31. *Мальцев А.В., Дюков Л.М.* Приборы и средства контроля процессов бурения: Справоч. пособие. – М.: Недра, 1989. – 253 с

32. *Молчанов А.А.* Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. – М.: Недра, 1983. – 189 с.

33. *Молчанов В.В.* Плавно регулируемый бесступенчатый электропривод на колонковом разведочном бурении. Обзор. Серия «Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства». ВИЭМС, 1972. – 36 с

34. *Овчаренко В.М., Брацлавский И.А.* Основы автоматизации и контрольно-измерительные приборы на буровых и горно-разведочных работах. –М.:Недра, 1982. –230 с.

35. *Парфенов А.Н.* Автоматизированный электропривод в нефтяной промышленности: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1982. – 224 с.

36. *Петров А.И.* Глубинные приборы для исследования скважин. – М.: Недра, 1980. – 224 с.

37. *Пиотровский Л.М.* Электрические машины: Учебник для техникумов. – Л.: Энергия, 1975. – 504 с.

38. *Погарский А.А.* Механизмы забойной автоматики и телеизмерений. – М.: Недра, 1965. – 136 с.

39 *Погарский А.А.* Автоматизация процесса бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1972. – 216 с.

40. *Пустовойтенко И.П.* Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. –М.: Недра, 1988. – 367 с.

41. *Пучко А.Н.* и др. Электронные цифровые вычислительные машины. Учебник для техникумов. – М.:Машиностроение, 1979. – 328 с.

42. Справочник бурового мастера: Учебно-практ.пособие /Под общ. ред. *В.П. Овчинникова, С.И. Грачева, А.А. Фролова*. М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 2 т. –1216 с.

43. *Середа Н.Г., Соловьев Е.М.* Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 360 с.

44. Специальные работы по бурению скважин на воду /Под ред. *Д.Н. Башкатова*. – М.: Недра, 1988. – 332 с.

45. Справочник по бурению геологоразведочных скважин /Под ред. *Е.А. Козловского*. – С-Пб.: Недра, 2000. – 712 с.

46. Справочник инженера по контрольно-измерительным приборам и автоматике: Учебно-практ. пособие /Под ред. *А.В. Калиниченко*. М.: Инфра-Инженерия, 2006. –578 с.

47. Справочник по бурению скважин на воду /Под ред. *Д.Н. Башкатова*. – М.: Недра, 1979. – 644 с.

48. *Стрыгин В. В.* Основы автоматики и вычислительной техники. – М.:Энергоиздат, 1981. – 376 с.

49. *Субботин С.С., Михайленко В.И.* Дефектоскопия нефтяного оборудования и инструмента при эксплуатации. – М.: Недра, 1981. – 213 с.

50. *Сучков Б.М.* Горизонтальные скважины.– М.–Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2006 –424 с.

51. *Танатаров Т.Т., Билецкий М.Т.* Основы научных исследований и оптимизации в бурении: Учебник для вузов. – Алматы: РИК, 1998. – 229 с.

52. *Тойберт П.* Оценка точности результатов измерений: Пер. с нем.. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 88 с.

53. *Турчин А.А.* и др. Электрические измерения неэлектрических величин. – Л.: Энергия, 1975. – 576 с.

54. *Хайн Н.Дж.* Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: Олимп-Бизнес, 2008. –752 с.

55. *Хофман Д.* Техника измерений и обеспечение качества. – М.: Энергоиздат, 1983. – 192 с.

56. *Храменков В.Г.* Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин. Учеб. пособие. – Томск: ТПУ, 2004. – 300 с.

57. *Шамшев Ф.А., Шелковников И.Г.* Автоматизация и механизация производственных процессов при бурении геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1982. – 236 с.

58. *Шехтман Э.Н., Билецкий М.Т.* Сигнализатор встречи угольного пласта: авторское свидетельство № 866089 от 21мая 1981.

59. Элияшевский И.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении: Учеб. пособие. – М.: Недра, 1982. – 296 с.

60. Ясашин А.М. Вскрытие, опробование и испытание скважин. – М.: Недра, 1987. – 366 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…….....		3
1.	ИЗМЕРЕНИЯ, ЕДИНИЦЫ И ОШИБКИ ИЗМЕРЕНИЙ..	4
1.1.	Виды измерений……...	4
1.2.	Единицы измерений и их системы……	7
1.3.	Ошибки измерений и их классификации……..	10
1.4.	Расчет ошибок косвенных измерений……...	13
2.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВАХ……	16
2.1.	Виды измерительных средств……	16
2.2.	Классификации измерительных приборов……	17
2.3.	Общая структура измерительного прибора……..	22
3.	МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВ…….	30
3.1.	Метрологические параметры измерительных приборов……...	30
3.2.	Расчет потребных метрологических параметров приборов……...	32
3.3.	Влияние факторов внешней среды на точность измерений…….	37
3.4.	Поверка измерительных средств……	40
4.	БУРОВЫЕ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ……	44
4.1.	Виды приборов, применяемых на буровых работах..	44
4.2	Поверхностный и забойный контроль процесса бурения……	45
4.3	Основные контролируемые параметры процесса бурения……..	46
4.4	Общие особенности КИП бурения……...	49
5.	КОНТРОЛЬ ДАВЛЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ…	51
5.1	Роль контроля давления жидкости при управлении процессом бурения и эксплуатации скважин……	51
5.2.	Виды манометров, используемых на буровых работах...	53
6.	ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО И ВЕСА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ….	67

6.1.	Роль контроля осевой нагрузки при управлении процессом бурения……..	67
6.2.	Связь осевой нагрузки с весом бурильной колонны…	68
6.3.	Управление осевой нагрузкой при подаче с лебедки..	70
6.4.	Управление осевой нагрузкой при гидравлической подаче……	71
7.	ИЗМЕРИТЕЛИ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ И ВЕСА БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА……...	75
7.1.	Механические и гидравлические измерители нагрузки и веса…….	75
7.2.	Магнитоупругие измерители нагрузки и веса……..	80
8.	КОНТРОЛЬ РАСХОДА ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ….	90
8.1.	Роль контроля промывки скважины при управлении процессом бурения……..	90
8.2.	Буровые расходомеры…….	92
9.	КОНТРОЛЬ МОЩНОСТИ И КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НА БУРОВОМ ВАЛУ……..	108
9.1.	Роль контроля мощности и момента при управлении процессом бурения…….....	108
9.2.	Буровые моментомеры……	111
10.	КОНТРОЛЬ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ……..	119
10.1.	Роль контроля частоты вращения при управлении процессом бурения……..	119
10.2.	Необходимость в специальных средствах измерения частоты вращения……	120
10.3.	Буровые тахометры (частотомеры)……...	123
10.4.	Использование частотомеров для контроля работы агрегатов буровой установки……	126
11.	КОНТРОЛЬ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ……...	131
11.1.	Роль контроля скорости при управлении процессом бурения……..	131
11.2.	Буровые спидометры……...	131
11.3.	Сигнализатор встречи угольного пласта……..	139
12.	КОМПЛЕКСЫ ПОВЕРХНОСТНЫХ КИП БУРЕНИЯ.	144
12.1.	Преимущества комплексного использования КИП….	144

12.2. Параметрические ряды бурового оборудования и приборов…… 147
12.3. Основные особенности комплексов аппаратуры “Курс”…… 149
13. ЗАБОЙНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ… 157
13.1. Рост ошибок в оценке забойных процессов по мере возрастания глубины и кривизны скважины…… 157
13.2. Проблемы, связанные с применением забойных датчиков…… 162
13.3. Устройство забойных датчиков…….. 166
14. СКВАЖИННЫЕ КИП…… 171
14.1. Особенности скважинных приборов…….. 171
14.2. Контроль скважинных давлений…… 172
14.3. Контроль скважинных температур……. 181
14.4. Контроль скважинных перетоков жидкости……. 183
15. ДЕФЕКТОСКОПИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ…… 191
15.1. Бурильная колонна, как наиболее уязвимое звено бурового инструмента……. 191
15.2. Средства контроля надежности бурильной колонны... 194
15.3. Порядок проверки надежности бурильной колонны… 208
16. СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ. 214
16.1. Общая схема автоматического управления……... 214
16.2. Разомкнутые системы автоматического управления... 220
16.3. Замкнутые системы автоматического управления….. 224
16.4. Экстремальные регуляторы…… 232
16.5. Особенности реакции объектов управления на управляющие воздействия……. 244
17. СРЕДСТВА АВТОМАТИКИ ПРИ БУРЕНИИ НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ И ВОДУ..... 250
17.1. Автоперехват при бурении с шпиндельной подачей… 250
17.2. Буровые регуляторы БР-1 и АРП……... 257
17.3. Авторегулятор, с защитой от незатухающих колебаний бурильной колонны при изменении осевой нагрузки…… 263
18. СРЕДСТВА АВТОМАТИКИ ПРИ БУРЕНИИ НА НЕФТЬ И ГАЗ…….. 272
18.1. Стабилизатор подачи долота типа РПДЭ…….. 272
18.2. Забойные автоматические регуляторы работы долота. 275

19. ОСНОВЫ МИКРОПРОЦЕСОРНОЙ ТЕХНИКИ…… 283
19.1. Математические основы микропроцессорной техники... 283
19.2 Физические основы микропроцессорной техники…... 288
19.3. Основные узлы процессора……. 296
19.4. Устройство и работа процессора…… 304
20. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕСОРНОЙ ТЕХНИКИ В УСТРОЙСТВАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ……. 308
20.1. Особенности применения микропроцессоров в автоматах…… 308
20.2. Цифро-аналоговые и аналого-цифровые преобразователи 310
20.3. Программа работы процессора в автомате……. 314
21. АВТОМАТИЗАЦИЯ ЗАМЕРОВ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА……... 322
21.1 Роль контроля качества раствора при управлении процессом бурения…… 322
21.2 Принципы автоматизации измерения параметров буровых растворов…… 324
21.3 Установка для автоматического измерения условной вязкости бурового раствлра……. 326
21.4 Установка для автоматического измерения плотности бурового раствлра……. 330
21.5 Установка для автоматического измерения статического напряжения сдвига……. 333
21.6 Установка для автоматического измерения фильтрации бурового раствлра……. 339

Учебное издание

Мариан Теодорович Билецкий

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ В БУРЕНИИ

Учебное пособие

Нач. РО ИИЦ *З. Губайдулина*
Редактор *Г. Дюсенбаева*
Компьютерная верстка *А.Б. Аришова*

Подписано в печать 23.10.2013 г.
Тираж 300. Формат 60 х 84х 1/16. Бумага типогр. №1.
Уч.-изд.л. 22,1. Усл. п.л. 20,6. Заказ № 214.

Издание Казахского национального технического
университета имени К.И. Сатпаева
Информационно-издательский центр КазНТУ
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-541-3

